

УДК 553.98:551.763:550.836

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕМЕЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Осипова Елизавета Николаевна,

ассистент кафедры геологии и разведки полезных ископаемых
Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 635050, г. Томск,
пр. Ленина, д. 30. E-mail: osipovaen@list.ru

Лобова Галина Анатольевна,

канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики
Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 635050, г. Томск,
пр. Ленина, д. 30. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Исаев Валерий Иванович,

д-р геол.-минерал. наук, профессор кафедры геофизики
Института природных ресурсов ТПУ, Россия, 634050, г. Томск,
пр. Ленина, д. 30. E-mail: isaevvi@tpu.ru

Старостенко Виталий Иванович,

д-р физ.-мат. наук, академик НАН Украины, директор Института геофизики
им. С.И. Субботина НАН Украины, Украина, 03142, г. Киев,
пр. Палладина, д. 32. E-mail: vstar@igph.kiev.ua

Актуальность исследований обусловлена необходимостью воспроизводства и расширения ресурсной базы территории нефтепромыслов Томской области. Это направление развития нефтегазового комплекса, наращивания сырьевого потенциала является ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат на разведку, освоение и последующую добычу.

Цель исследований: определить и предложить первоочередные районы для поисков и освоения нижнемелового нефтегазового комплекса на территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления.

Объекты исследований: склоновые (клиноформные) части циклитов неокма – ачимовский резервуар, и ундаформные (мелководно-шельфовые) части циклитов неокма – шельфовый резервуар. Отложения неокма слабоизучены и характеризуются сложным типом ловушек и трудной идентификацией продуктивных пластов.

Методы исследований: геокартинг резервуаров; компьютерные палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование разреза осадочного чехла, включая нефтематеринские отложения; выделение по геотемпературному критерию и картирование очагов интенсивной генерации баженовских нефтей; оценка распределения плотности генерированных нефтей; оценка и анализ распределения относительной плотности ресурсов нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах неокма; районирование резервуаров по степени перспективности.

Результаты исследований. Дана объемно-площадная характеристика ачимовского и шельфового резервуаров неокма – построены карты суммарных толщин 7-ми циклитов ачимовских и 5-ти циклитов шельфовых отложений; реконструирована термическая история баженовских отложений в разрезах 39-ти глубоких скважин; на 18-ти ключевых моментах геологического времени выделены и закартированы палеоочаги генерации баженовских нефтей; построена карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей; построены карты распределения относительной плотности аккумулярованных ресурсов и выполнено районирование ачимовского и шельфового резервуаров; предложены первоочередные районы поисков для ачимовского резервуара – зона юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузиско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая зона субмеридиального простираения в центральной части Нюрольской мегавпадины; предложены первоочередные районы поисков для шельфового резервуара – зона меридионального простираения, охватывающая восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала (3500 км²), и зона сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с восточным склоном Каймысовского свода и с юго-западным склоном Средневасюганского мегавала (500 км²).

Ключевые слова:

Ачимовский и шельфовый резервуары неокма, термическая история баженовских отложений, плотность ресурсов генерированных нефтей, Нюрольская мегавпадина.

Введение

Представление о клиноформном строении верхнеюрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской плиты формировалось более 50 лет, начиная с работ Ф.Г. Гурари (1962). Тектоно-седиментационной истории и нефтегазоносности нижнемеловых отложений Западной Сибири посвящен ряд новейших работ ученых и специалистов

[1, 2 и др.]. В нижней части мелового разреза – неокме, в ачимовских отложениях, открыты крупные промышленные залежи углеводородов (УВ) практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [3].

Территория исследований – юго-восток Западной Сибири, земли действующих нефтепромыслов Томской области (рис. 1, А). Наращивание и осво-

ение на этих землях сырьевого потенциала – одно из ключевых направлений развития томского нефтегазового комплекса. Это направление, очевидно, является наиболее ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат. Разрабатываемые здесь залежи в основном принадлежат верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК). Нефтяные месторождения, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам. Однако к настоящему времени фонд антиклинальных структур практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не позволяет рассчитывать на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а следовательно, и на существенное расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому, наряду с выявлением неантиклинальных поисковых объектов в верхнеюрской васюганской свите, приоритетными направлениями геологоразведочных работ становятся поиски и разведка залежей УВ в сложнопостроенных ловушках, приуроченных к нижнеюрскому и меловому (неокомскому) НГК.

Объектом настоящих прогнозных исследований являются склоновые (клиноформные) части циклитов неокома – ачимовский резервуар и ундаформные (мелководно-шельфовые) части циклитов неокома – шельфовый резервуар.

В Томской области поиски и разведка в меловом НГК ранее были малопривлекательными из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию в разрезе. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [4 и др.]. Определить и предложить первоочередные районы для изучения и освоения нижнемелового НГК – цель проведенных исследований.

Исследования выполнены на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, выделения по геотемпературному критерию и картирования очагов интенсивной генерации баженовских нефтей, анализа распределения плотности ресурсов нефтей в ачимовском и шельфовом резервуарах и, как следствие, последующего районирования этих резервуаров по степени перспективности.

Источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) отложений баженовской свиты. Проблематичность возможности, дальности и вероятных механизмов миграции нефти из баженовских отложений в выше лежащие коллекторы находит разрешение в результатах послыжного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений. Так, согласно полученным результатам по Рогожниковской группе месторождений Краснотенского свода [5, 6], расстояние вертикального межпластового перемещения УВ из юрской зоны (тутлеймской свиты) в

меловые отложения оценивается в 800...1000 м (до хантымансийской свиты). Мигрирующие по вертикали УВ только «притормаживаются» флюидопорами, накапливаясь в коллекторах.

При катагенезе РОВ решающим фактором интенсивности генерации УВ являются геотемпературы [7, 8]. Балансовая модель процессов нефтегазообразования в баженовской свите [9] позволяет по геотемпературному критерию прогнозировать очаги интенсивного образования УВ из РОВ: с 85–95 °С – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Балансовая модель А.Э. Конторовича и пороговые геотемпературы ГЗН [9] подтверждаются результатами экспериментальных и теоретических исследований [10, 11 и др.].

Ранее, в работе [12], уже рассматривались очаги генерации баженовских нефтей и нефтеперспективные зоны меловых отложений Нюрольской мегавадины. Если ранее [12] очаги генерации были выделены на построенной карте распределения измеренных пластовых температур верхнеюрских отложений, то в настоящей работе палеочаги генерации баженовских нефтей выделены по результатам математического моделирования термической истории непосредственно баженовских отложений, а нефтеперспективные зоны определены для клиноформных и шельфовых отложений неокома раздельно.

Характеристика нефтегазоносности территории

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

Для средне-, нижнеюрского и палеозойского НГК нефтематеринской является *тогурская свита* (J_{1t1}) с РОВ гумусового и смешанного типов [13]. Отложения свиты выклиниваются на положительных структурах, над выступами кристаллического фундамента.

В *палеозойском НГК* коллекторскими свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям, а также кора выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава. *Нижнеюрский НГК* представлен песчаными пластами Ю₁₇₋₁₆ урманской и Ю₁₅ салатской свит, с ловушками структурно-литологического и тектонически экранированного типа. *Среднеюрский НГК* сформировался в объеме салатской и тюменской свит, где выделяются песчано-алевритовые пласты Ю₁₄₋₂, разделенные углито-глинистыми пачками. *Верхнеюрский НГК* объединяет васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Васюганская свита разделена по литологическому составу на нижнюю, существенно глинистую, и верхнюю подсвиты, где 4–5 песчаных пластов в совокупности составляют регионально-нефтегазонос-

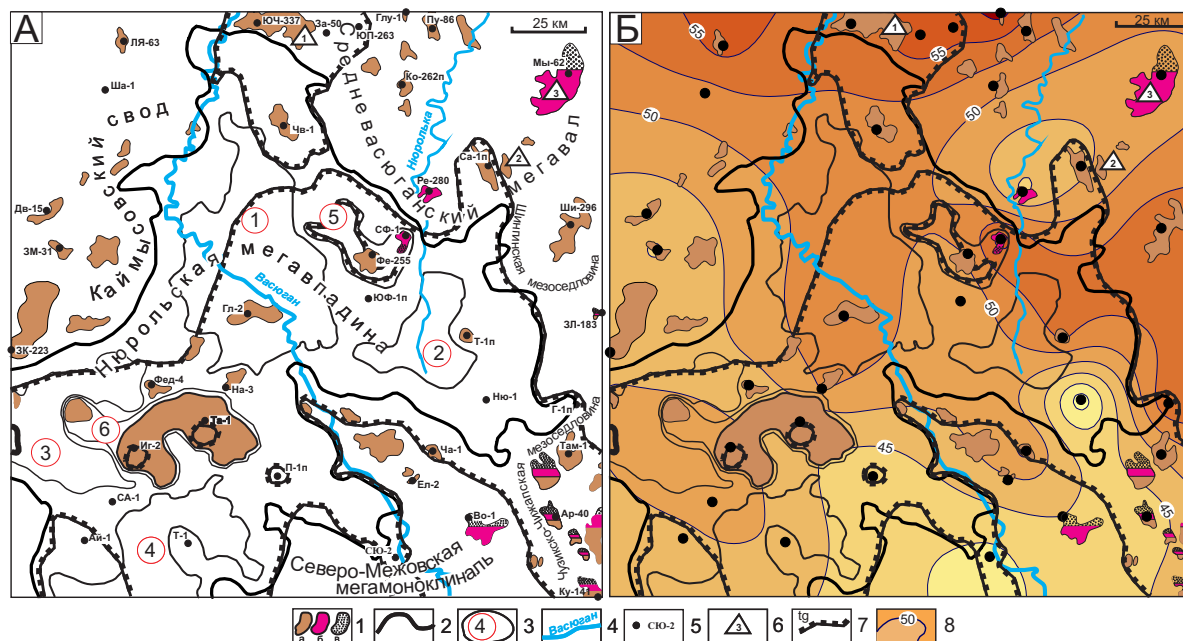


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) на тектонической основе [14] и распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б) Нюрольской мегавпадины: 1) месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2) граница Нюрольской мегавпадины; 3) структура III порядка и ее условный номер; 4) речная сеть; 5) исследуемая скважина (палеотемпературное моделирование) и ее условный индекс; 6) условный номер месторождения мелового НГК: 1 – Южно-Черемшанское; 2 – Южно-Мыльдзинское; 3 – Мыльдзинское; 7) граница зоны распространения тогурской свиты; 8) изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м². Структуры: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осево́й прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

Fig. 1. Contour maps of oil-and-gas tectonic-based potential [14] (A) and heat flow density values distribution from pre-Jurassic base (B) to Nyrol'ska megadepression: 1) deposits: a – oil, б – condensate, в – gas; 2) Nyrol'ska megadepression boundary; 3) structure of III order and its reference number; 4) river net; 5) the well under study (paleotemperature modelling) and its conventional index; 6) reference number of a deposit of a cretaceous oil and gas complex: 1 – Yuzhno-Cheremshanskoe; 2 – Yuzhno-Myldzhinskoe; 3 – Myldzhinskoe; 7) the boundary of a zone where togursk strata is spread; 8) isolines of reference density values of a heat flow from a sedimentary section base, mW/m². Structures: 1 – Kulan-Igaysk depression, 2 – Tamradskaya depression, 3 – Osevoy downfold, 4 – Tamyansk downfold; 5 – Festivalny swell, 6 – Igolsko-Talovoe arch

ный горизонт Ю₁. *Георгиевская свита* имеет глинистый состав и весьма непостоянную мощность по площади.

Для нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником углеводородов является РОВ сапропелевого типа *баженовской свиты* (J_3v), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием Сорг (до 12 %), катагенезом середины градации МК₁ и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м [8].

Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов [15].

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

Клиноформные осадки (ачимовские пласты) отнесены к перспективным, и они нефтегазоносны на Мыльдзинском месторождении (табл. 1). Испытания отложений ачимовского резервуара в ряде скважин на других площадях не дали положительных результатов: Шахматная 1 (рис. 1, А, условный индекс Ша-1), интервал 2344...2379 м – «сухо»; Южно-Черемшанская 337 (рис. 1, А, ЮЧ-337), интервал 2668...2628 м – «сухо»; Южно-Черемшанская 340, интервал 2383...2458 м – «вода»; Таловая 6, интервал 2748...2757 м – «вода».

В пределах исследуемой территории картируются мелководно-шельфовые (ундаформные) части пяти, из десяти выделенных в Томской области, субмеридионально вытянутых циклитов [16]. Они, «черепицеобразно накладывающиеся друг на друга», смещаются с востока на запад. Наиболее древний Вахский циклит, занимая восточную часть территории, перекрывается осадками Столбового циклита, перекрытого Лонтын-Яхским циклитом, на котором залегает Первомайский циклит. Последний перекрывается наиболее молодым Сороминским циклитом, расположенным в западной части исследуемой территории. Соро-

Таблица 1. Характеристика месторождений Нюрольской мегавпадины и структур обрамления с залежами в меловом нефтегазоносном комплексе**Table 1.** Characteristic of Nyuro'l'ka megadepression fields and framing structures with deposits in Cretaceous oil and gas complex

Месторождение Deposit	НГК Oil and gas complex	Фазовое состояние Phase state	Горизонт, пласт Horizon, formation
Южно-Черемшанское Yuzhno-Cheremshanskoe	Меловой Cretaceous	Нефть/Oil	A ₂₋₇ , A ₉₋₁₀ , B ₄₋₁₀ , B ₁₂₋₁₃
		Газ/Gas	A ₂₋₇ , B _{0, 4-13}
Южно-Мыльджинское Yuzhno-Myldzhinskoe		Нефть/Oil	B ₉₋₁₃
		Газ/Gas	B _{9,10} , B ₁₁₋₁₂ , B ₁₃
Мыльджинское Myldzhinskoe		Верхнеюрский Upper-Jurassic	Газоконденсат Gas condensate
	Газоконденсат, нефть Gas condensate, oil		Ю ₁

минский циклит размещается в основном на тюменских землях. Залежи УВ в шельфовом резервуаре неокома на территории исследований разрабатываются на 3-х месторождениях.

Определенные трудности в изучении нижнемеловых отложений создает неоднозначная индексация и стратиграфическая привязка морских пластов неокома. Мы пользуемся индексацией томских геологов [15]. В материалах по испытанию глубоких скважин, использованных в наших исследованиях, мелководно-шельфовые отложения рассматриваются нами в объеме пластов Б₈–Б₁₂ тарской свиты, а клиноформные отложения – в объеме пластов Б₁₆₋₂₀ куломзинской свиты.

Распространение ачимовского и шельфового резервуаров

С использованием работы [16] нами обобщено развитие клиноформных неокомских отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 2). Рис. 2, А показывает схему расположения и толщины клиноформных коллекторов семи циклитов. На основе этой схемы построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара (рис. 2, Б).

Наибольшие толщины ачимовского резервуара (до 80 м) картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода, до 60 м – в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской

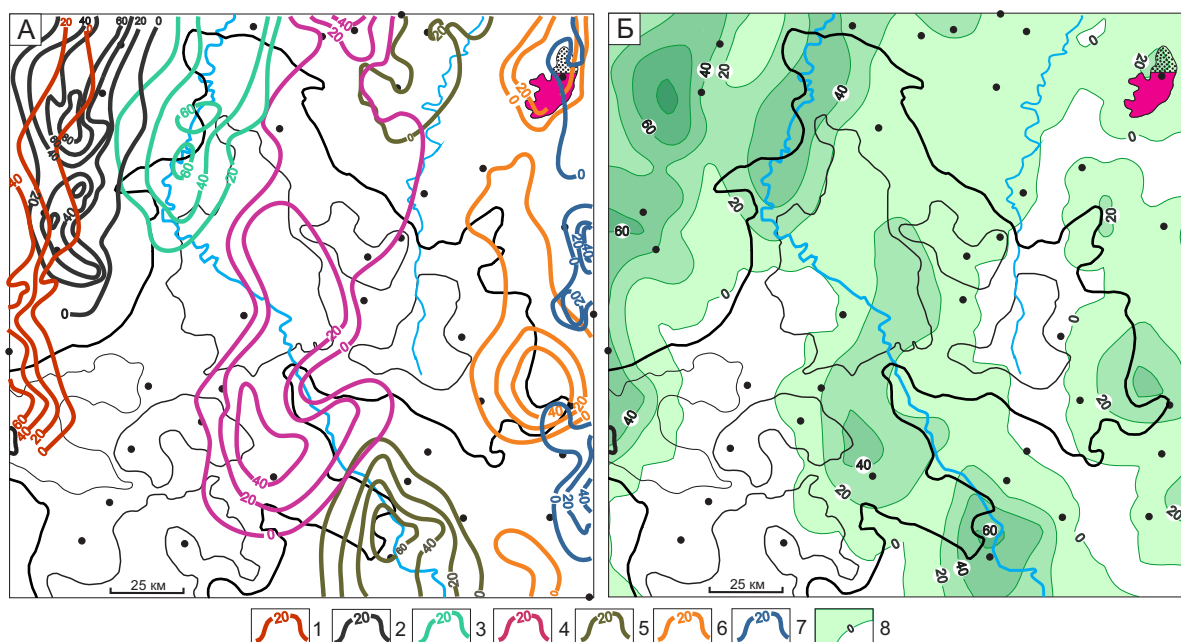


Рис. 2. Схематические карты изопахит клиноформ по циклитам неокома (А) по данным [16], суммарных толщин ачимовского резервуара (Б) Нюрольской мегавпадины. Мощности клиноформ циклитов, м: 1) Первомайского, 2) Лонтинь-Яхского, 3) Столбового, 4) Вахского, 5) Назинского, 6) Нюрольского, 7) Казанского; 8) суммарные толщины, м. Показано Мыльджинское месторождение с газоконденсатными залежами в коллекторах клиноформ. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 2. Contour maps of clinoform isopachs according to Neocomian cyclites (A) by the data in [16], cumulative thickness of Achimovka reservoir (B) of the Nyuro'l'ka megadepression. Thickness of cyclites clinoforms, m: 1) Pervomaysky, 2) Lontyn-Yakhsky, 3) Stolbovoy, 4) Vakhsky, 5) Nazinsky, 6) Nyurolsky, 7) Kazansky; 8) cumulative thickness, m. The figure demonstrates Myldzhinskoe field with gas condensate deposits in clinoform reservoir rocks. The rest symbols are the same as in Fig. 1

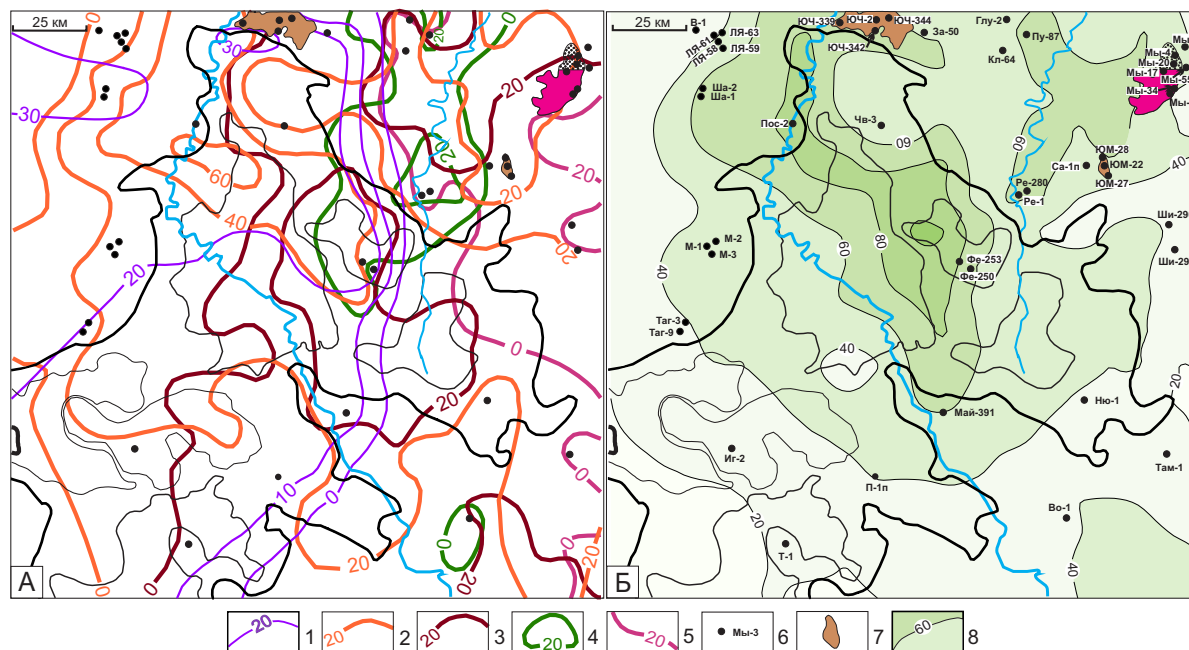


Рис. 3. Схематические карты изопакит мелководно-шельфовой части циклитов (А) и суммарных толщин шельфовых пластов (Б) неокома Нюрольской мегавпадины. Изопакиты циклитов, м: 1) Сороминского, 2) Первомайского, 3) Лонтинь-Яхского, 4) Столбового, 5) Вахского; 6) скважины, в которых вскрыты и проведены испытания ундаформных пластов неокома, условный индекс скважины; 7) месторождения с залежами УВ в коллекторах мелководного шельфа; 8) суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 3. Contour maps of isopachs in shallow shelf parts of cyclites (A) and cumulative thickness of shelf layers (Б) of Neocomian Nyrul'ka megadepression. Cyclites isopachs, m: 1) Sorominsky, 2) Pervomaysky, 3) Lontyn-Yakhsy, 4) Stolbovoy, 5) Vakhsky; 6) wells, where Neocomian undaform layers were entered and tested, conventional index of the well; 7) fields with hydrocarbon deposits in reservoir rocks of a shallow shelf; 8) cumulative thickness, m. The rest symbols are the same as in Fig. 1

мегамоноклинали. Клиноформные отложения (до 40 м) распространены в северо-западной части мегавпадины, западной части Осевого прогиба и северо-восточнее Тамянского прогиба. Отсутствие ачимовского резервуара обозначается крупным «заливом» в юго-западной части территории исследований и подковообразной полосой на востоке.

На основе ранее проведенных исследований [15, 16] нами обобщено развитие нижнемеловых мелководно-шельфовых отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 3). Распространение отложений Сороминского циклита исследователями не картировалось, поэтому в нашей работе толщина отложений мелководного шельфа Сороминского циклита учтена по данным бурения глубоких скважин, в которых проводились исследования неокома (табл. 2).

Схематическая карта на рис. 3, А иллюстрирует толщины мелководно-шельфовых частей пяти циклитов. Путем интерполяции и суммирования построена схематическая карта суммарных толщин отложений шельфового резервуара неокома (рис. 3, Б).

О методике палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории отложений бажендовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпера-

турного моделирования [17]. В модели процесс распространения 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 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 $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза. Как видно из формулировки задачи, палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с расчетом палеотемператур.

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 осадочного разреза и время осадконакопления t_i (рис. 4). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и

Таблица 2. Данные* по испытанию глубоких скважин, в которых исследовались ундаформные отложения тарской свиты Ньюрольской мегавпадины и структур обрамления**Table 2.** Data* on testing deep wells where undamorf deposits of Tarsk strata of Nyurol'ka megadepression and framing structures were studied

Название площади, номер скважины Area name, well number	Условный индекс скважины (рис. 3, Б) Conventional index of a well (Fig. 3, B)	Интервал (глубина) испытания, м interval (depth) of testing, m	Пласты Layers	Приток, м³/сут. Influx, m³/day	Тип флюида Fluid type
Волковская 1/Volkovskaya 1	В-1	2243...2268	Б ₈	4,0	Вода/Water
Лонтын-Яхская 58/Lontyn-Yakhsкая 58	ЛЯ-58	2177...2184	Б ₈	55,2	
Лонтын-Яхская 59/Lontyn-Yakhsкая 59	ЛЯ-59	2082...2111	Б ₈	5,8	
		2228...2297	Б ₁₀	2,5	
Лонтын-Яхская 61/Lontyn-Yakhsкая 61	ЛЯ-61	2079...2101	Б ₈	7,7	
Лонтын-Яхская 63/Lontyn-Yakhsкая 63	ЛЯ-63	2104...2133	Б ₉	3,0	
Шахматная 1/Shakhmatnaya 1	Ша-1	2183...2200	Б ₈	2,5	
		2214...2255	Б ₁₀	7,3	
Шахматная 2/Shakhmatnaya 2	Ша-2	2232...2322	Б ₁₀₋₁₁	3,4	
Поселковая 2/Poselkovaya 2	Пос-2	2355...2374	Б ₁₀	7,4	
Моисеевская 1/Moiseevskaya 1	М-1	2176...2180	Б ₉	691,2	
		2229...2232	Б ₁₁	357,6	
		2243...2247	Б ₁₂	324,0	
Моисеевская 2/Moiseevskaya 2	М-2	2268...2274	Б ₁₂	21,6	
Моисеевская 3/Moiseevskaya 3	М-3	2141...2145	Б ₈	58,0	
		2239...2243	Б ₁₂	278,8	
Тагайская 3/Tagayskaya 3	Таг-3	2323...2329	Б ₉	34,0	
Тагайская 9/Tagayskaya 9	Таг-9	2455...2465	Б ₉	557,0	
Южно-Черемшанская 2/Yuzhno-Cheremshanskaya 2	ЮЧ-2	2264...2269	Б ₈	7,1/1,6	Нефть/вода /Oil/Water
		2271...2273	Б ₈₋₉	8,2	Нефть/Oil
		2264...2274	Б ₉	35,7	
Южно-Черемшанская 3/Yuzhno-Cheremshanskaya 3	ЮЧ-3	2328...2330	Б ₈	41,0/33,0	Нефть/вода/Oil/Water
		2354...2357	Б ₁₁₋₁₂	35,2/1,8	
Южно-Черемшанская 339/Yuzhno-Cheremshanskaya 339	ЮЧ-339	2390...2425	Б ₁₀	12,8	Вода/Water
Южно-Черемшанская 342/Yuzhno-Cheremshanskaya 342	ЮЧ-342	2429...2518	Б ₈₋₁₀	4,2	
Южно-Черемшанская 344/Yuzhno-Cheremshanskaya 344	ЮЧ-344	2450...2494	Б ₁₀	2,5	
Заячья 50/Zayachya 50	За-50	2564...2624	Б ₁₀	0,5	
Чворовая 3/Chvorovaya 3	Чв-3	2450...24923	Б ₉	6,0	
Фестивальная 250/Festivalnaya 250	Фе-250	2422...2438	Б ₁₀	40,0	
Фестивальная 253/Festivalnaya 253	Фе-253	2550...2576	Б ₁₀	2,2	Вода+газ/Water+gas
Нюльгинская 1/Nyulginskaya 1	Ню-1	2499...2527	Б ₁₃	5,6	Вода/Water
Игольская 2/Igolskaya 2	Иг-2	2420...2450	Б ₁₂	5,7	
Тальянская 1/Talyanskaya 1	Т-1	2442...2521	Б ₁₂	10,9	
Пешеходная 1 параметрическая Peshekhodnaya 1 parametrical	П-1п	2262...2295	Б ₉	4,4	
		2325...2350	Б ₁₂	5,4	
Глухарина 2/Glukharinaya 2	Глу-2	2199...2204	Б ₈	4,0	
		2230...2234	Б ₉	1,0	
		2298...2301	Б ₁₁	1,0	
Пуглалымская 87/Puglalymskaya 87	Пу-87	2239...2318	Б ₁₀	6,6	
Ключевская 64/Klyuchevskaya 64	Кл-64	2284...2313	Б ₁₀	4,5	
Салатская 1 параметрическая/Salatskaya 1 parametric	Са-1п	2197...2226	Б ₁₁₋₁₂	9,7	
Верхнесалатская 31/Verkhnesalatskaya 31		2110...2114	Б ₁₀	163,5	
Речная 1/Rechnaya 1	Ре-1	2245...2261	Б ₈	4,4	
Речная 280/Rechnaya 280	Ре-280	2318...2323	Б ₁₀	43,2	
Мыльджинская 1/Myldzhinskaya 1	Мы-1	2088...2093	Б ₈	156 тыс./38,4	Газоконденсат/вода Gas condensate/Water

Окончание табл. 2

Table 2

Название площади, номер скважины Area name, well number	Условный индекс скважины (рис. 3, Б) Conventional index of a well (Fig. 3, B)	Интервал (глубина) испытания, м interval (depth) of testing, m	Горючие Layers	Приток, м³/сут. Influx, m³/day	Тип флюида Fluid type
Мыльджинская 2/Myldzhinskaya 2	Мы-2	2121...2147	Б ₈	37,3	Вода/Water
Мыльджинская 3/Myldzhinskaya 3	Мы-3	2146...2160	Б ₁₀	93,7 тыс.	Газ/Gas
Мыльджинская 4/Myldzhinskaya 4	Мы-4	2073...2095	Б ₁₀	0,9 тыс. / 198,0	Газ/вода/Gas/Condensate
Мыльджинская 17/Myldzhinskaya 17	Мы-17	2223...2240	Б ₁₀	144,0 тыс. / 16,8	Газ/конденсат Gas/Condensate
Мыльджинская 20/Myldzhinskaya 20	Мы-20	2166...2190	Б ₁₀	447,4 тыс. / 43,2	
Мыльджинская 21/Myldzhinskaya 21	Мы-21	2185...2197	Б ₁₀	217,3 тыс.	Газ/Gas
Мыльджинская 24/Myldzhinskaya 24	Мы-24	2097...2148	Б ₈	150,0 тыс.	
Мыльджинская 34/Myldzhinskaya 34	Мы-34	2228...2241	Б ₁₀	720 тыс. / 68,6	Газ/конденсат Gas/Condensate
Мыльджинская 55 параметрическая Myldzhinskaya 55 parametric	Мы-55п	2297...2304	Б ₉	8,8	Вода/Water
Южно-Мыльджинская 22/Yuzhno-Myldzhinskaya 22	ЮМ-22	2125...2164	Б ₁₁₋₁₂	56,0/24,0	Нефть/вода Oil/Water
Южно-Мыльджинская 27/Yuzhno-Myldzhinskaya 27	ЮМ-27	2178...2184	Б ₁₀	9,2	Вода/Water
		2229...2249	Б ₁₁₋₁₂	9,7	
Южно-Мыльджинская 28/Yuzhno-Myldzhinskaya 28	ЮМ-28	2091...2093	Б ₁₀	5,4	
		2105...2108	Б ₁₁	15,2	
Шингинская 296/Shinginskaya 296	Ши-296	2473...2483	Б ₁₀	33,4	
Шингинская 297/Shinginskaya 297	Ши-297	2415...2443	Б ₁₀	2,5	
Тамбаевская 2/Tambaevskaya 2	Там-2	2220...2239	Б ₈	3,9	Вода/Water
Майская 391/Mayskaya 391	Май-391	2426...2440	Б ₁₀	115	
Водораздельная 1/Vodorazdelnaya 1	Во-1	2400...2406	Б ₁₀	6,2	

* – 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»).

* 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»).

отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию. Для решения одномерной начально-краевой задачи (1)–(3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли (палеоклимат).

В случае стационарности глубинного теплового потока q решение обратной задачи определяется из условия

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

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_i точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Здесь задача решается в предположении постоянства значения плотности теплового потока из основания начиная с юрского времени. Так, согласно [18], величина коэффициента изменений теплового потока в этот период варьирует в пределах

1,03...1,15. Решение обратной задачи строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюдаемых» температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t . После расчета значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза q , являющегося фундаментальным (базовым) параметром, создается и реализуется возможность расчета геотемператур (путем решения прямых задач) в любой точке геологического разреза скважины на любой момент геологического времени.

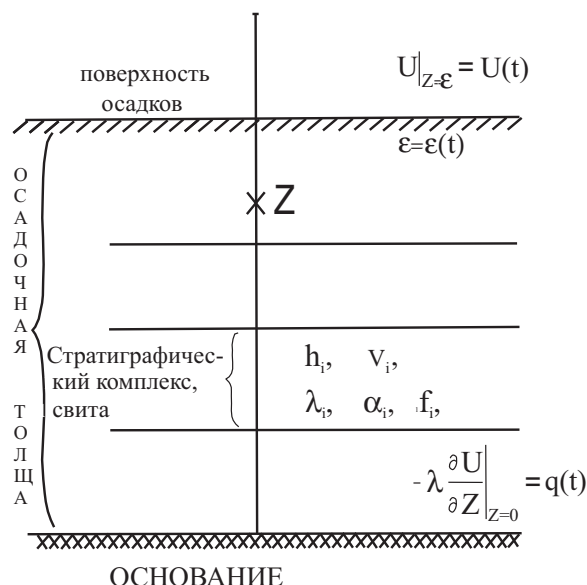


Рис. 4. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z – точки расчета температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; α_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников

Fig. 4. Schematic diagram of laminated sedimentary section at paleotemperature modeling: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ is the upper boundary of a sedimentation mass; t is the time of sedimentation; U is the temperature; q is the heat flow; Z are the points of temperature calculation; h_i is the power; v_i is the speed of sedimentation; λ_i is the heat conductivity; α_i is the thermal conductivity; f_i is the thermal power density of radioactive sources

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания q используем в качестве «наблюдаемых» как измерения пластовых температур ($\tau=0$), полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), определенные по отражательной способности витринита (ОСВ) – R_{vt}^0 . В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра». В табл. 3 приведены пластовые температуры и температуры, определенные по ОСВ, для 39 глубоких скважин. В таблицу включены геотемпературы только для интервалов (глубин) осадочного чехла, использованные в качестве «наблюдаемых» при решении обратных задач геотермии (4) в разрезах каждой из скважин.

Способ перехода от R_{vt}^0 к соответствующей геотемпературе обоснован вариативными исследованиями и приведен в [19]. Для перехода от R_{vt}^0 к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [20, 21]. На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0=0,5\%$ и температуры 80°C , линия соответствия $R_{vt}^0=0,8\%$ и температуры 120°C . При определениях температуры для

промежуточных значений R_{vt}^0 выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

При отсутствии прямых определений теплопроводности λ_i используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Эти зависимости получены в интервале плотностей $1,5...2,6\text{ г/см}^3$ как для песчанистых отложений, так и для алевролитов-аргиллитовых толщ [22]. Коэффициенты температуропроводности α_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также зависят от породного состава стратиграфических комплексов.

Динамика палеоклимата (векового хода температур на поверхности Земли) – краевое условие (2) – принята с учетом работ [18, 23, 24] и представлена в табл. 4.

Представляет интерес оценка влияния каждого из основных параметров принятой математической модели (1)–(4) на результаты палеотемпературного моделирования. На примере палеогеновых отложений Лунской впадины Сахалина и юрских отложений юго-востока Западной Сибири были исследованы зависимости величины максимума палеотемператур материнских отложений и времени его проявления [25, 26]: от величины плотности теплового потока из основания; от значений теплопроводности, температуропроводности и тепловой мощности радиоактивных источников пород осадочного чехла; от мощностей и скорости осадконакопления стратиграфических подразделений, от темпа и величины их денудации, а также от векового хода температур на поверхности Земли. Изменяемые при исследованиях параметры перекрывали возможный диапазон реальных природных ситуаций.

Установлено, что существенными факторами, влияющими на величину максимума палеотемпературы, являются: 1) величина плотности теплового потока из основания (чем больше плотность теплового потока, тем больше максимум, прямая линейная зависимость); 2) теплопроводность отложений, непосредственно перекрывающих материнскую свиту (чем больше теплопроводность, тем меньше максимум); 3) плотность тепловыделения радиоактивных источников в породах осадочного чехла (их вклад достигает порядка 10% , прямая линейная зависимость); 4) мощность осадочного чехла (прямая линейная зависимость); 5) скорость осадконакопления, при ее величинах в 5–10 раз превышающих «нормальную», т. е. при «лавиной» седиментации $70...80\text{ м/млн л}$ и более (зависимость обратная нелинейная); 6) наличие перерывов в осадконакоплении, размывов перекрывающих отложений, которые приводят к временной стационарности геотемпературного режима, а в случае денудации – к локальному по времени охлаждению материнской свиты.

Существенными факторами, влияющими на время проявления максимума палеотемпературы, являются: 1) теплопроводность перекрываю-

Таблица 3. Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин, и палеотемпературы, определенные по ОСВ (R_{vr}^0) в образцах керна**Table 3.** Reservoir temperatures changed when testing deep wells and paleotemperatures determined by vitrinite reflectance (VR) (R_{vr}^0) in core samples

Скважина Well	Условный индекс скважины (рис. 1, А) Conventional index of a well (Fig. 1, A)	Пластовые температуры Reservoir temperatures		Температуры по ОСВ Temperatures by VR		
		Интервал (глубина), м Interval (depth), m	Температура пластовая, °С Reservoir temperature*, °C	Глубина, м Depth, m	R_{vr}^0 %	Палеотемпература по R_{vr}^0 , °С Paleotemperature by R_{vr}^0 , °C
Айсазская 1/Ayzakskaya 1	Ай-1	862	31	2700	0,62	96
		2156	67	3150	0,76	115
Арчинская 40/Archinskaya 40	Ар-40	–	–	2820	0,64	99
				2890	0,65	100
Водораздельная 1/Vodorazdelnaya 1	Во-1	2400...2406	74	2882	0,67	102
		2650...2660	80	2991	0,70	106
Глухарина 1/Glukharinaya 1	Глу-1	2569...2574	100	2539	0,76	115
				2613	0,76	115
Глуховская 2/Glukhovskaya 2	Гл-2	2928...2950	108	–	–	–
		2932...2948	107			
		2962...2967	107			
Гордеевская 1 параметрическая Gordeevskaya 1parametric	Го-1п	–	–	2874	0,80	120
Двуреченская 15/Dvurechenskaya 15	Дв-15	2689...2692	83	2684	0,59	92
		2682...2684	89	2686	0,58	91
Еллейская 2/Elleyskaya 2	Ел-2	2632...2640	84	2727	0,73	111
		2650...2657	85			
Западно-Моисеевская 31 Zaradno-Moiseevskaya 31	ЗМ-31	2713...2718	85	2706	0,58	91
				2713	0,59	92
Западно-Крапивинская 223 Zaradno-Krapivinskaya 223	ЗК-223	2756...2759	92	2746	0,59	92
		2748...2753	92			
Западно лугинецкая 183 Zaradno Luginetskaya 183	ЗЛ-183	2660...2664	95	–	–	–
Заячья 50/Zayachya 50	За-50	–	–	2835	0,75	114
				2840	0,80	120
Игольская 2/Igolskaya 2	Иг-2	2750...2823	92	2800	0,70	106
		2740...2773	95			
Колотушная 262 параметрическая Kolotushnaya 262 parametric	Ко-262п	2584...2593	90	–	–	–
Кулгинская 141/Kulginskaya 141	Ку-141	2753...2763	84	2661	0,67	102
		2660...2662	82	2676	0,68	104
		2791...2795	86			
Лонтынь-Яхская 63 Lontyn-Yakhskaya 63	ЛЯ-63	2476...2483	95	–	–	–
Мыльджинская 62/Myldzhinskaya 62	Мы-62	2368...2380	84	2360	0,53	84
Налимья 3/Nalimya 3	На-3	2885...2891	98	2917	0,76	115
				3282	0,80	120
Нюльгинская 1/Nyulginskaya 1	Ню-1	2499...2527	75	2700	0,52	83
				2894	0,60	94
				3199	0,62	96
Пешеходная 1 параметрическая Peshekhodnaya 1parametric	П-1п	2262...2295	71	2800	0,59	92
		2325...2350	73			
Пуглалымская 86/Puglalymskaya 86	Пу-86	2630...2703	90	2677	0,76	115
Речная 280/Rechnaya 280	Ре-280	2156...2178	67	2911	0,68	104
		2318...2323	68			
Салатская 1 параметрическая Salatskaya 1parametric	Са-1п	–	–	2640	0,58	91
				2962	0,73	111
Северо-Айсазская 1/Severo-Aysazskaya 1	СА-1	2840...2850	94	–	–	–
Северо-Фестивальная 1 Severo-Festivalnaya 1	СФ-1	3130...3145	118	–	–	–
		3145...3165	123			
Северо-Юлжавская 2 Severo-Yulzhavskaya 2	СЮ-2	2674...2707	78	2800	0,59	92

Окончание табл. 3

Table 3.

Скважина Well	Условный индекс скважины (рис. 1, А) Conventional index of a well (Fig. 1, A)	Пластовые температуры Reservoir temperatures		Температуры по ОСВ Temperatures by VR		
		Интервал (глубина), м Interval (depth), m	Температура пластовая*, °С Reservoir temperature*, °С	Глубина, м Depth, m	$R_{vr}^{\circ}\%$	Палеотемпература по R_{vr}° , °С Paleotemperature by R_{vr}° , °С
Таловая 1/Talovaya 1	Та-1	2798...2806	88	2760	0,59	92
		2781...2787	88			
Тальянская 1/Talyanskaya 1	Т-1	2442...2521	82	–	–	–
Тамбаевская 1/Tambaevskaya 1	Там-1	2984...3008	100	2590	0,62	96
		2936...2957	98			
		2754...2762	87			
		2593...2597	84			
Тамратская 1 параметрическая Tamratskaya 1parametric	Т-1п	2853...2860	107	2885	0,73	111
Федюшкинская 4/Fedyushkinskaya 4	Фед-4	2838...2842	92	–	–	–
		3064...3069	99			
Фестивальная 255/Festivalnaya 255	Фе-255	–	–	2793	0,66	101
				3122	0,80	120
				3159	0,80	120
Чагвинская 1/Chegvinskaya 1	Ча-1	2641...2647	88	2600	0,62	96
				2645	0,67	102
Чворовая 1/Chvorovaya 1	Чв-1	2744...2776	97	2917	0,76	115
		2765...2772	97			
Шахматная 1/Shakhmatnaya 1	Ша-1	2450...2468	87	2452	0,59	92
		2494...2502	89			
Шингинская 296/Shinginskaya 296	Ши-296	2473...2483	93	2713	0,70	106
		2704...2709	102			
		2737...2748	105			
Южно-Черемшанская 337 Yuzhno-Cheremshanskaya 337	ЮЧ-337	2686...2707	98	–	–	–
		2812...2820	103			
Южно-Фестивальная 1 параметрическая Yuzhno-Festivalnaya 1 parametric	ЮФ-1п	2790...2820	90	2844	0,67	102
				2917	0,72	109
				3059	0,70	106
Южно-Пионерская 263 Yuzhno-Pionerskaya 263	ЮП-263	–	–	2663	0,76	115
				2707	0,76	115

* – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). ** – ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

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

щих отложений (чем больше величина теплопроводности, тем «древнее» палеотемпературный максимум); 2) наличие размывов перекрывающих отложений (размывы могут обуславливать абсолютный и несколько относительных максимумов палеотемпературы в геологическом прошлом); 3) увеличение скоростей осадконакопления, которые «омолаживают» максимум палеотемпературы.

Установлено [26, 27], что вековой ход температур земной поверхности (палеоклимат) – краевое условие (2) модели распространения тепла – также оказывает существенное влияние на термический режим глубоководных материнских отло-

жений. Наибольшее влияние на формирование геотемператур материнской свиты оказывает изменение климатических условий (похолодание) в олигоцен-раннечетвертичное время (37,6 – 0,5 млн лет назад). Резкое похолодание в позднечетвертичное время (0,25 – 0,03 млн лет назад) не столь значительно снижает геотемпературы материнской свиты, однако, на некоторых участках может «вывести» свиту из ГЗН.

Интересно отметить [28] кажущуюся синхронность изменения геотемператур глубоководной материнской свиты и палеоклимата (векового хода температуры на земной поверхности). Однако

Таблица 4. Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Водораздельная 1 (рис. 1, А, табл. 3)**Table 4.** Design geotemperatures of Bazhenov formation in the section of Vodorazdelnaya 1 well (Fig. 1, A, Table 3)

Время*, млн лет назад Time*, million years ago	Вековой ход температуры на поверхности Земли, °C Temperature secular trend on the Earth surface, °C	Глубина кровли отложений баженовской свиты, м Depth of the top of Bazhenov formation deposits, m	Геотемпературы отложений баженовской свиты, °C Geotemperatures of deposits of Bazhenov formation
0	0	2590	81
0,03	-4	2590	80
0,07	-4	2589	81
0,11	-4	2589	81
0,19	-8	2588	81
0,235	-10	2587	82
0,245	0	2587	83
0,5	2	2584	84
1,64	3	2571	84
3	3	2571	85
4,71	4	2570	86
5	4	2570	86
10	7	2562	91
15	10	2554	91
20	7	2546	88
24,0	4	2540	85
30	8	2419	84
32,2	10	2398	85
35	13	2358	87
37,6	20	2344	93
40	20	2331	93
41,7	20	2322	93
45	21	2297	92
50	21	2259	91
54,8	20	2223	90
61,7	20	2222	89
73,2	20	2084	84
86,5	20	2032	82
89,8	20	1896	78
91,6	20	1879	75
98,2	21	1569	67
114,1	21	822	45
116,3	20	821	45
120,2	20	820	45
132,4	20	361	32
136,1	20	268	29
142,2	22	100	25
145,8	22	26	23
Расчетный тепловой поток из основания осадочного разреза, мВт/м² Design thermal flow from the base of sedimentary section, mW/m²			45

* – соответствует временам начала/завершения формирования каждой свиты и точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности. Коричневой заливкой обозначены времена палеотемпературного максимума в баженовской свите, синей заливкой – температуры главной зоны нефтеобразования (преимущественно сапропелевый тип РОВ).

* corresponds to time of beginning/end of formation of each strata and to the «salient» points of temperature secular trend on the Earth surface. Brown – times of paleotemperature maximum in Bazhenov formation, blue – temperatures of the main oil generation zone (mainly the sapropelic type of dispersed organic matter).

эта синхронность наблюдается лишь при шаге дискретизации геологического времени в 2...3 млн. лет. При детальном шаге дискретизации проявляется инерционность геотемператур материнских свит к изменению палеоклимата – олигоцен-четвертичное тепловое «охлаждение» с дневной поверхности достигает материнской свиты не раньше, чем через 0,3...0,5 млн л.

Картирование очагов генерации баженовских нефтей

На рис. 1, Б приведена схематическая карта распределения расчетных значений *плотности теплового потока из основания осадочного чехла*. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 глубоких скважин (рис. 1, А).

В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из ОСВ. Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах (табл. 3) и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического времени) показало, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – критерий «невязки» [29]. «Невязки» решений обратных задач (4) для каждой скважины – среднеквадратические отклонения расчетных значений от «наблюденных» – составляли порядка $\pm 2^\circ\text{C}$. Такие «невязки» оптимальные, т. к. «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка $\pm 2^\circ\text{C}$.

В качестве примера выполнения критерия «невязки» решения обратной задачи геотермии в табл. 5 приводятся результаты по скважине Водораздельная 1 (рис. 1, А, условный индекс Во-1; табл. 3).

Таблица 5. Сопоставление «наблюденных» и расчетных геотемператур при палеотемпературном моделировании разреза скважины Водораздельная 1 (рис. 1, А, табл. 3)**Table 5.** Comparison of the «observed» and design geotemperatures at paleotemperature modeling of Vodorazdelnaya 1 well section (Fig. 1, A, Table. 3)

Интервал (глубина), м Interval (depth), m	«Наблюденные» температуры, °C «Observed» temperatures, °C	Способ «наблюдения» Method of «observation»	Сопоставление геотемператур Comparison of geotemperatures		Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м² Design thermal flow from the base, mW/m²
			Расчетные температуры Design tem- peratures	Разница Difference	
			°C		
2400...2406	74	Пластовые Tabular	75	+1	45
2650...2660	80		82	+2	
2882	102	По ОСВ by VR	101	-1	
2991	106		104	-2	
Среднеквадратическое отклонение, °C Standard deviation, °C			±2		

Таблица 6. Параметры осадочной толщи, вскрытой скважиной Водораздельная 1 (рис. 1, А, табл. 3)**Table 6.** Parameters of sedimentation mass tapped by the well Vodorazdelnaya 1 (Fig. 1, A, Table 3)

Свита, толща* (стратиграфия) Strata, formation* (stratigraphy)	Мощ- ность*, м Capacity*, m	Возраст** Age**	Время накопления Accumulation time	Плотность***, г/см³ Density***, g/cm³	Теплопровод- ность, Вт/м·град Thermal conducti- vity, W/m·deg	Температуропро- водность, м²/с Temperature con- ductivity, m²/s	Тепловыделе- ние, Вт/м³ Heat extrac- tion, W/m³
		млн лет million years					
Четвертичные <i>Q</i> Quaternary <i>Q</i>	19	0...1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые <i>N</i> ₂ Pleistocene <i>N</i> ₂	–	1,64...4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые <i>N</i> ₁ Miocene <i>N</i> ₁	30	4,71...24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская <i>nk Pg</i> ₃ Nekrasovskaya <i>nk Pg</i> ₃	168	24,0...32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская <i>hg Pg</i> ₃₋₂ Cheganskaya <i>hg Pg</i> ₃₋₂	50	32,2...41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская <i>ll Pg</i> ₂ Lyulinvorskaya <i>ll Pg</i> ₂	99	41,7...54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая <i>tl Pg</i> ₁ Talitskaya <i>tl Pg</i> ₁	–	54,8...61,7	6,9	–	–	–	–
Ганькинская <i>gn Pg</i> _{1-K} ₂ Gankinskaya <i>gn Pg</i> _{1-K} ₂	138	61,7...73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская <i>sl K</i> ₂ Slavgorodskaya <i>sl K</i> ₂	48	73,2...86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская <i>ip K</i> ₂ Ipatovskaya <i>ip K</i> ₂	140	86,5...89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская <i>kz K</i> ₂ Kuznetsovskaya <i>kz K</i> ₂	17	89,8...91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская <i>pk K</i> ₁₋₂ Pokurskaya <i>pk K</i> ₁₋₂	1057	91,6...114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская <i>a</i> ₂ <i>K</i> ₁ Alymskaya <i>a</i> ₂ <i>K</i> ₁	–	114,1...116,3	2,2	–	–	–	–
Алымская <i>a</i> ₁ <i>K</i> ₁ Alymskaya <i>a</i> ₁ <i>K</i> ₁	–	116,3...120,2	3,9	–	–	–	–
Киялинская <i>kls K</i> ₁ Kiyalinskaya <i>kls K</i> ₁	459	120,2...132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская <i>tr K</i> ₁ Tarskaya <i>tr K</i> ₁	93	132,4...136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская <i>klm K</i> ₁ Kulomzinskaya <i>klm K</i> ₁	268	136,1...145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская <i>bg J</i> ₃ Bazhenovskaya <i>bg J</i> ₃	26	145,8...151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская <i>gr J</i> ₃ Georgievskaya <i>gr J</i> ₃	12	151,2...156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Васюганская <i>vs J</i> ₃ Vasyuganskaya <i>vs J</i> ₃	62	156,6...162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская <i>tm J</i> ₁₋₂ Tyumenskaya <i>tm J</i> ₁₋₂	313	162,9...	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

* – Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из каталога (В.И. Волков, 2001) литолого-стратиграфических разбивок скважин (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); ** – В качестве основы использована Шкала геологического времени У. Харленда с соавторами [30]; *** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керн и сейсмического каротажа, приведенным в диссертационной работе «Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях» (С.Ф. Богачев, 1987).

* the data of lithologic and stratigraphic arrangements of deep wells were studied and linked from the «well file», from the catalogue (V.I. Volkov, 2001) of wells lithologic and stratigraphic arrangements (materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»); ** based on geological time scale of W. Harlend with co-authors [30]; *** lithology and density of the rocks in the stratas and formations singled out were taken by the materials of generalization of core-sample petrophysical test and seismic well logging given in thesis work «Gravity survey in conjunction with geological and seismic investigations of Nyurolsk depression at oil and gas exploration in Paleozoic deposits» (S.F. Bogachev, 1987).

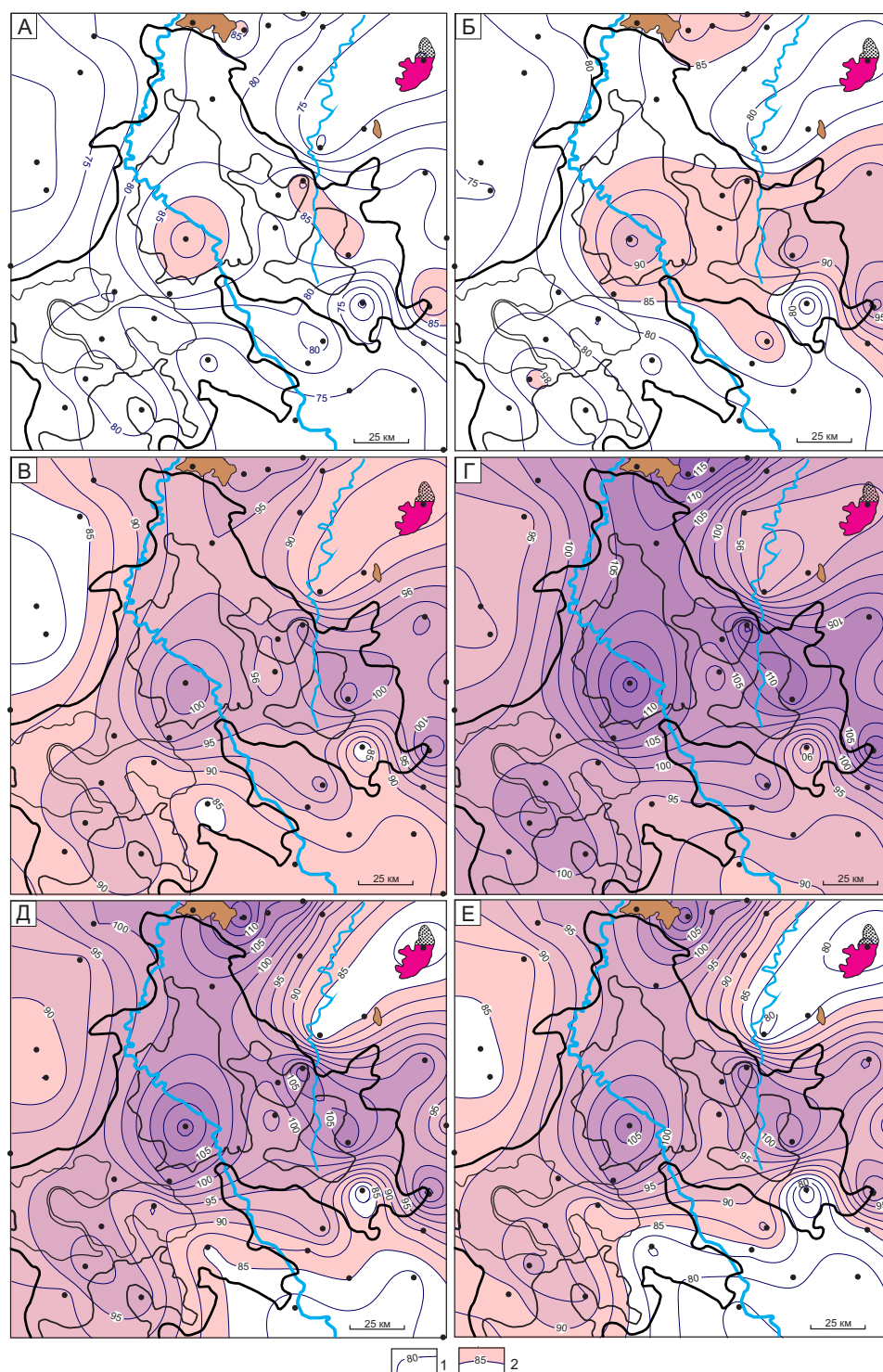


Рис. 5. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации баженовских нефтей 91,6 млн лет назад, конец формирования покурской свиты $K_{1-2}pk$ (А); 86,5 млн лет назад, конец формирования ипатовской свиты K_2ip (Б); 61,7 млн лет назад, конец формирования ганькинской свиты Pg_1-K_2gn (В); 37,6 млн лет назад, формировании чеганской свиты Pg_3-2hg (Г); 24,0 млн лет назад, конец формирования некрасовской свиты Pg_3nk (Д), современный разрез (Е): 1) геоизотерма, °С; 2) контур очага. На картах показаны месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 5. Contour maps of geotemperatures distribution and places of Bazhenov oil intensive generation chamber 91,6 million years ago, the end of formation of pokurskaya strata $K_{1-2}pk$ (A); 86,5 million years ago, the end of formation of ipatovskaya strata K_2ip (B); 61,7 million years ago, the end of formation of Gankinskaya strata Pg_1-K_2gn (C); 37,6 million years ago, formation of Cheganskaya strata Pg_3-2hg (D); 24,0 million years ago, the end of formation of Nekrasovskaya strata Pg_3nk (E), contemporary section (E): 1) geotemperature, °C; 2) chamber outline. The maps demonstrate the fields with hydrocarbon deposits in Neocomian reservoirs. The same symbols as in Fig. 1

Пример параметризации осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной, определяющей параметры седиментационной и теплофизической модели (1)–(3), приведен в табл. 6. Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [30], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления стратиграфических комплексов.

На втором этапе исследований в моделях восстановлена термическая история баженовских отложений на моменты начала/завершения формирования свит меловой и палеоген-четвертичной систем. На эти ключевые времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты *распределения геотемператур отложений баженовской свиты* (рис. 5). По геотемпературному критерию выделены *очаги интенсивной генерации баженовских нефтей*. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа, пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей, принята 85 °С.

Первые очаги генерации нефти появились 91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты K_{1-pk}) в южной части Кулан-Игайской впадины, в восточных частях Фестивального вала и Тамрадской впадины, в зонах сочленения депрессии с обрамляющими положительными структурами (рис. 5, А). Через 5 млн лет (конец формирования ипатовской свиты K_{2-ip}) очаги объединились, охватив центральную и восточную части исследуемой территории (рис. 5, Б). В течение последующих 25 млн лет (конец формирования ганькинской свиты Pg_1-K_2gn) продолжалась «работа» очагов, увеличивалась их площадь (рис. 5, В). Максимальный прогрев осадочной толщи произошел при формировании чеганской свиты $Pg_{3-2}hg$ 37,6 млн лет назад (рис. 5, Г). Конец формирования некрасовской свиты Pg_3nk (рис. 5, Д) иллюстрирует начало охлаждения осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, которое продолжается до настоящего времени (рис. 5, Е).

Оценка относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей

Для оценки величины плотности ресурсов генерированных нефтей в каждой из 39-ти скважин для материнских баженовских отложений рассчитан условный интегральный показатель (R) по формуле:

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

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; 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. Множитель 10^{-2} применен для подходящего

заглубления результатов оценки, представляемых в целочисленном интервале 20...100 усл. ед.

Как следует из формулы (5) изменение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. В данном случае плотность генерированных ресурсов имеет размерность [°С·млн л]. Эту единицу оценки мы называем условной.

Применяемый подход оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации – прочность связи керогена. А последнее обеспечивается в первую очередь за счет прироста температуры [31–33]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации и эмиграции УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

При оценке плотности генерированных ресурсов (5) не учитывается площадное распределение органического углерода $C_{орг}$. Такая условность представляется допустимой, т. к., согласно прогнозной карте В.А. Конторовича [14], содержание органического вещества в баженовских отложениях на территории наших исследований варьирует в интервале 9...12 %. Причем максимальные концентрации $C_{орг}$ картируются В.А. Конторовичем на участках, где по нашему условному прогнозу (рис. 6) картируется высокая и максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. Таким образом, наш условный прогноз, если принять во внимание площадное распределение $C_{орг}$, не изменяется.

Районирование ачимовского и шельфового резервуаров по плотности ресурсов

Путем интерполяции значений условного интегрального показателя R построена схематическая карта *распределения плотности генерированных баженовских нефтей* (рис. 6).

Учитывая суммарные толщины отложений ачимовских и мелководно-шельфовых отложений неоккома (рис. 2, Б и 3, Б) построены карты *распределения относительной плотности баженовских нефтей* ачимовского и шельфового резервуаров (рис. 7).

Карты (рис. 7) построены путем «перемножения» карт распределения суммарных толщин резервуаров и карты распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей. Здесь, наряду с распределением объемов генерированных нефтей, учитывается распределение аккумулярующих объемов резервуара, обусловленных его толщинами. Распределения мощностей резервуаров и распределение плотности генерирован-

ных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

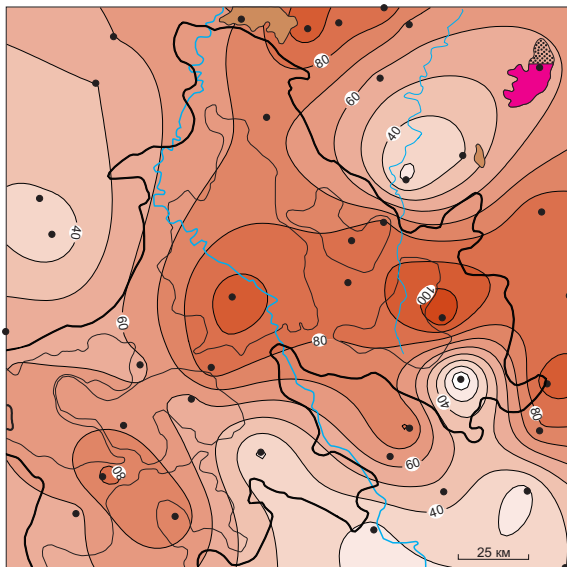


Рис. 6. Схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины. Значение изолинии в условных единицах. Показаны месторождения с залежами УВ в резервуарах неокома. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Fig. 6. Contour map of resource distribution of generated Bazhenov oil in Nyurool'ka megadepression. Values of isolines are in arbitrary units. The Figure demonstrates the fields with hydrocarbon deposits in Neocomian reservoirs. The rest symbols are the same as in Fig. 1

Карты названы схематическими картами распределения *относительной* плотности ресурсов. Здесь относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скважины Фестивальная 253 (Фе-253) плотность ресурсов шельфового резервуара оценена в 75 усл. ед., а на участке скважины Игольская 2 (Иг-2) – в 20 усл. ед. (рис. 7Б), то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность ресурсов шельфового резервуара в 4 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (отношение 4:1).

Районирование ачимовского резервуара (рис. 8). Проведенные исследования показывают определенный *диссонанс* распределения толщин ачимовских отложений (рис. 2, Б) и распределения плотности генерированных баженовских нефтей (рис. 6). На участках наиболее интенсивной генерации нефтей отмечается выклинивание ачимовского коллектора.

В районе Мыльджинского месторождения, где картируется повышение плотности ресурсов УВ, открыта залежь газоконденсата в ачимовских отложениях (рис. 8). Полагаем, что этот район изучался детальнее других.

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

Районирование шельфового резервуара (рис. 9) провели путем выделения на карте (рис. 7, А) зна-

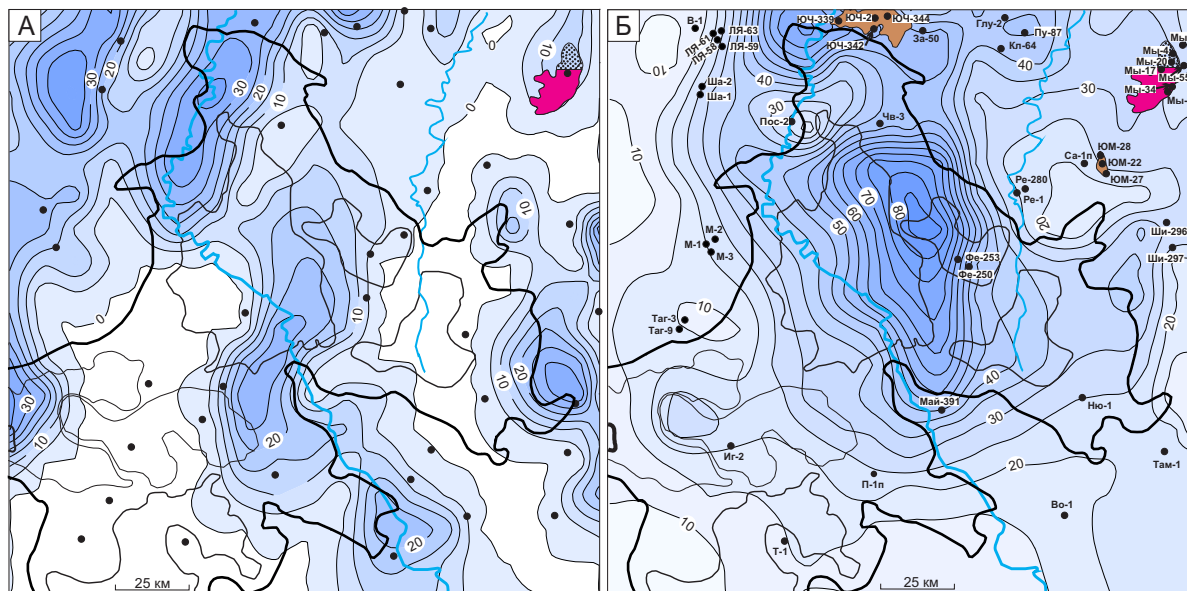


Рис. 7. Схематические карты распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в клиноформных отложениях (А), в мелководно-шельфовых отложениях (Б) неокома Нюрольской мегавпадины. Значение изолинии в условных единицах. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2 и 3

Fig. 7. Contour map of relative density distribution of Bazhenov oil resources in clinoform deposits (A), in shallow-shelf sediments (B) of Neocomian Nyurool'ka megadepression. Values of isolines are in arbitrary units. The rest symbols are the same as in Fig. 2, 3

чений относительной плотности ресурсов, превышающих 50 условных единиц.

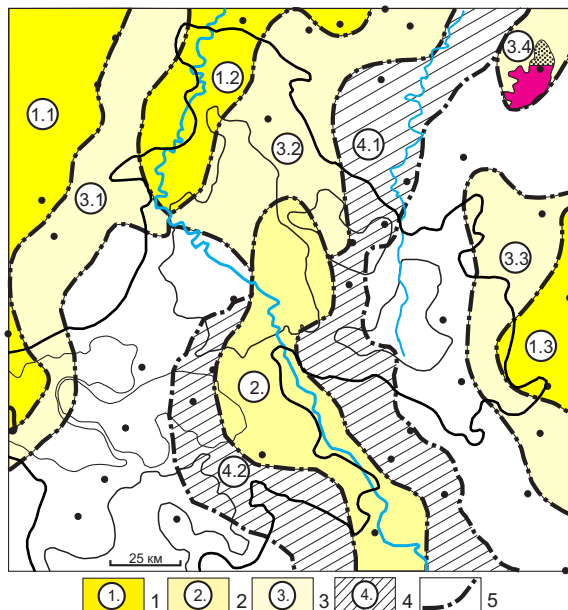


Рис. 8. Схема районирования ачимовского резервуара неокома Нюрольской мегавпадины по относительной плотности ресурсов баженовских нефтей. 1–4 – районы (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1 – 20...35, 2 – 15...25, 3 – 5...20, 4 – менее 5; 5) границы районов. Показано Мыльджинское месторождение с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

Fig. 8. Diagram of zoning Achimovsk reservoir of Neocomian Nyurol'ka megadepression by relative density of Bazhenov oil resources. 1–4) are the regions (ranking number; resource density value range, arbitrary units): 1 – 20...35, 2 – 15...25, 3 – 5...20, 4 – less than 5; 5) region boundaries. The diagram demonstrates Myldzhinskoye deposit with gas-condensate reservoir in Achimovka deposits. The rest symbols are the same as in Fig. 2

Полученная схема фиксирует две наиболее перспективные зоны: *первая зона* – район меридионального простирания (площадь порядка 3500 км²), охватывающий восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала; *вторая зона* – район сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с восточным склоном Каймысовского свода и юго-западным склоном Среднеवासюганского мегавала (площадь около 500 км²).

Первая перспективная зона практически не изучена глубоким бурением. Только в восточной части, где расположено Фестивальное месторождение (рис. 1, А и 3, Б, условные индексы скважин Фе-255, Фе-253 и Фе-250), в нижнемеловых отложениях испытано лишь по одному объекту в двух скважинах (табл. 2). К юго-западу, в непосредственной близости от выделенной зоны, находится Глуховское месторождение нефти верхнеюрского НГК (рис. 1, А, условный индекс скважины Гл-2). Здесь не проведено ни одного испытания нижнеме-

ловых объектов. К северу от выделенной зоны расположено Чворовое месторождение нефти верхнеюрского НГК (рис. 1, А и 3, Б, условные индексы скважин Чв-1 и Чв-3). Здесь испытан только один объект в неокоме (табл. 2).

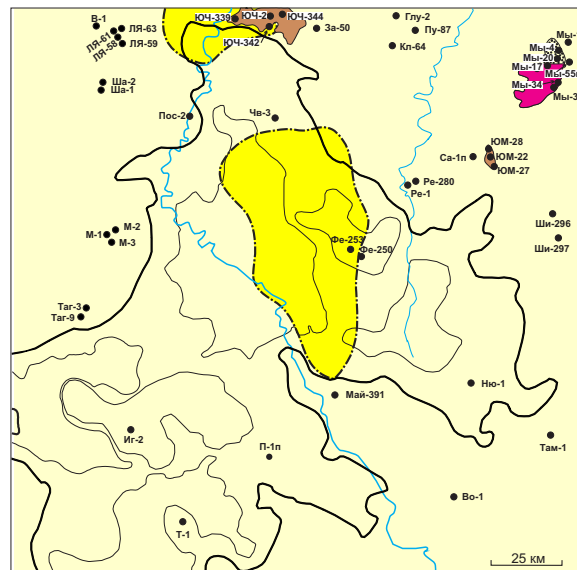


Рис. 9. Схема районирования шельфового резервуара неокома Нюрольской мегавпадины по относительной плотности ресурсов баженовских нефтей. Яркой заливкой показаны две наиболее перспективные зоны. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3

Fig. 9. Diagram of zoning shelf reservoir of Neocomian Nyurol'ka megadepression by relative density of Bazhenov oil resources. Two most prospective zones are colored bright. The rest symbols are the same as in Fig. 3

В пределах выделенной второй перспективной зоны расположено Южно-Черемшанское месторождение (рис. 1, А), с утвержденными запасами нефти и газа в пластах шельфового резервуара (табл. 1).

В остальных частях территории исследований, менее перспективных по проведенной оценке (рис. 9), меловой НГК разрабатывается на Мыльджинском месторождении (газоконденсат) и на Южно-Мыльджинском месторождении (нефть и газ). На Мыльджинском месторождении источником газа мелового НГК возможно также является баженовская свита в период своего нахождения в верхней зоне газообразования при условии локально сформированных «зрелых» меловых флюидопоров [34]. В отношении меловых залежей нефти Южно-Мыльджинского месторождения можно предположить, что их источником является материнская тогурская свита, выклинивающаяся здесь по восстанию (рис. 1, А).

Заключение

Комплексный подход к изучению территории исследований – анализ геологического строения, седиментационной истории нефтегазоносных комплексов и термической истории материнских отло-

жений, выделение резервуаров однотипных по генезису отложений, картирование очагов интенсивной генерации и эмиграции нефтей – позволил оценить перспективы ачимовского (клиноформного) и шельфового (ундаформного) резервуаров неокма Нюрольской мегавпадины.

Районирование резервуаров по относительной плотности ресурсов определяет первоочередные зо-

ны для проведения поисковых работ в нижнемеловых отложениях Нюрольской мегавпадины. Это главным образом зоны западной части Фестивального вала и юго-восточной части Кулан-Игайской впадины.

Авторы благодарят В.Б. Белозерова за внимательную проработку статьи и замечания, способствующие улучшению понимания и аргументации выводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. Модель формирования неокмского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 65–72.
2. Захрямина М.О. Принципиальная модель строения ачимовской толщи Сургутского и Нижневартовского сводов и ее взаимоотношение с шельфовыми пластами неокма // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 58–63.
3. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеапских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
4. Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.
5. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 69–82.
6. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Краснотинского свода) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, А.А. Жильцова, О.В. Латыпова // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 1. – С. 113–129.
7. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация / Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.
8. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
9. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженновской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
10. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
11. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Температура и глубина образования нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 53–61.
12. Осипова Е.Н., Лобова Г.А. Геотемпературный режим баженновской свиты и нефтеперспективные зоны меловых отложений (Нюрольская мегавпадина) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 51–56.
13. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.
14. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
15. Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
16. Нижнемеловые отложения Томской области (геологическое районирование) / Н.А. Брылина, Л.И. Камынина, В.А. Москаленко, Т.Н. Шатилова // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Томск: ГалаПресс, 2000. – Т. 1. – С. 231–233.
17. 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.
18. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
19. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
20. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. – 1974. – V. 58. – P. 2516–2521.
21. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
22. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В., Веселов А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
23. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
24. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. – М.: Наука, 1974. – 123 с.
25. Isaev V.I. Paleotemperature modelling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation // Geology of the Pacific Ocean. – 2004. – V. 23. – № 5. – P. 101–115.
26. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, М.Э. Рояк, А.Н. Фомин // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 15–46.
27. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженновской свиты (Нюрольская мегавпадина) / Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, К.А. Криницына, Ю.Г. Останкова // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 45–50.
28. 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.
29. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.
30. Шкала геологического времени / У.Б. Харленд, А.В. Кокс, П.Г. Ллевеллин, К.А.Г. Пиктон, А.Г. Смит, Р. Уолтерс. – М.: Мир, 1985. – 140 с.
31. 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.
32. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu for-

- mation, 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.
33. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.
34. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского

моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гуськов, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Скворцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

Поступила 17.07.2014 г.

UDC 553.98:551.763:550.836

PETROLEUM POTENTIAL OF THE LOWER CRETACEOUS RESERVOIRS OF NYUROL'KA MEGADEPRESSION

Elizaveta N. Osipova,

Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue,
Tomsk, 634050, Russia. E-mail: osipovaen@list.ru

Galina A. Lobova,

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

Valeriy I. Isaev,

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

Vitaly I. Starostenko,

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

The relevance of the research is caused by the need of reproduction and expansion of oilfields area resource base in Tomsk region. This direction in development of oil and gas complex, increase of raw material potential is resources-saving, minimizing the volume of investment for exploration, mastering and subsequent extraction.

The main aim of the research is to identify and to propose the priority areas for exploration and development of oil and gas complex of the Lower Cretaceous in the territory Nyurol'ka megadepression and structures of its framing.

Objects of researches are the slope (clinoform) parts of Neocomian cyclites – achimovka reservoir, and undaform (shallow-shelf) parts of Neocomian cyclites, shelf reservoir. Neocomian deposits are poorly studied and characterized by a complex type of traps and difficult identification of productive layers.

Methods of researches: reservoirs geomapping; computer paleotectonic reconstructions and paleotemperature modeling of sedimentary cover, including oil source sediments; selection by geotemperature criterion and mapping the centers of Bazhenov oil intense generation; evaluation of generated oil density distribution; evaluation and analysis of oil resource relative density distribution in Neocomian achimovka and shelf reservoirs; zoning of reservoirs according to the prospectivity degree.

Research results. The authors have given the volumetric-areal characterization for Neocomian Achimov and shelf reservoirs, plotted the maps of the total thickness of seven cyclites of Achimovka and five cyclites in shelf sediments; reconstructed the thermal history of bazhenov sediments in sections of thirty-nine deep wells; selected and mapped paleosources of Bazhenov oil generation on 18 key moments of geologic time; plotted the map of distribution of generated oil resource density, and the maps of distribution of relative density of the accumulated resources; carried out zoning for Achimovka and shelf reservoirs; proposed the areas of priority for searching for Achimov reservoir – the area of south-eastern slope of Kaymysov arch, junction zone of Chuzik-Chizhap and Shingin mezosaddles, thirty kilometer area of sub-East-West extension in the central part of Nyurol'ka megadepression, and for shelf reservoirs – area of East-West extension, which covers the eastern half of Kulan-Igay depression and the western part of the Festival shaft (3500 km²) and the junction zone of the northern side of Nyurol'ka megadepression with the eastern slope of Kaymysov dome and south-western slope of Srednevasyugan megaswell (500 km²).

Key words:

Shelf deposits and Achimovka reservoirs of the Neocomian deposits, thermal history of the Bazhenov sediments, density of the resources of generated oils, Nyurol'ka megadepression.

The authors appreciate B.V. Belozarov for detailed paper study and commentaries contributing to better comprehension and reasoning of conclusions.

REFERENCES

- Kontorovich V.A., Lapkovskiy V.V., Lunev B.V. Model formirovaniya neokomskogo klinoformnogo kompleksa Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii s uchedom izostazii [The model of forming the wedge-like Neocomian complex of the Western Siberian oil and gas province in view of isostasy]. *Geologiya nefti i gaza – Geology of oil and gas*, 2014, no. 1, pp. 65–72.
- Zakhryamina M.O. Printsipialnaya model stroeniya achimovskoy tolshchi Surgutskogo i Nizhneartovskogo svodov i ee vzaimootnoshenie s shelfovymi plastami neokoma [The principled model of Achimovsky layer of the Surgut and Nizhneartovsk arches and its relationship with shelf deposits of the Neocomian]. *Geologiya nefti i gaza – Geology of oil and gas*, 2014, no. 1, pp. 58–63.
- Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigrafiya i paleogeografiya berrias-nizhneapskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri v svyazi s klinoformnym stroeniem razreza [Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of the Western Siberia in connection with the wedge-like structure of cross-section]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 1093–1106.
- Melnik I.A., Erofeev L.Ya. Fiziko-geokhimicheskaya model nizkoomnogo kolektora i ee prakticheskoe primeneniye [The physical and geochemical model of low resistivity reservoir and its practical application]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2014, no. 3, pp. 46–50.
- Zhiltsova A.A., Isaev V.I., Korzhov Yu.V. Vertikalnaya geokhimicheskaya zonalnost neftegazonosnykh kompleksov (na primere Rogozhnikovskogo i Severo-Rogozhnikovskogo mestorozhdeniy) [Vertical geochemical zonality of oil-and-gas complexes (by the example of Rogozhnikovsky and North Rogozhnikovsky fields)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 69–82.
- Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latipova O.V. Raspreделение aromatischeskikh uglevodorodov v razreze otlozheniy neftegazonosnykh kompleksov (na primere mestorozhdeniy Krasnoleninskogo svoda) [Distribution of aromatic hydrocarbons in a section of deposits of oil-and-gas complexes (by the example of the fields of the Krasnoleninsky arch)]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 1, pp. 113–129.
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. *Kerogen: metody izucheniya, geokhimicheskaya interpretatsiya* [Kerogen: methods of study, geochemical interpretation]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2005. 254 p.
- Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyina* [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.
- 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 (by the example of Bazhenov Formation)]. *Geologiya i geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.
- Popov S.A., Isaev V.I. Modelirovaniye protsessov generatsii i emigratsii uglevodorodov [Modeling of hydrocarbons generation and emigration]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 316, no. 1, pp. 104–110.
- Batalin O.Yu., Vafina N.G. Temperatura i glubina obrazovaniya nefti [Temperature and depth of oil formation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy – Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2012, no. 11, pp. 53–61.
- Osipova E.N., Lobova G.A. Geotemperaturny rezhim bazhenovskoy svity i nefteperspektivnye zony melovykh otlozheniy (Nyurolskaya megavpadina) [Geothermal regime of the Bazhenov Formation and petroleum perspective zone of the Cretaceous sediments (Nyurolsky megadepression)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 51–56.
- Kostyrev E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugovostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oil in southeast of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2005. 183 p.
- Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
- Danenberg E.E., Belozero V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost verkhneyursko-nizhnemelovykh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity (Tomskaya oblast)* [Geological structure and petroleum potential of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous sediments of the southeast of the Western Siberian Plate (Tomsk region)]. Tomsk, TPU Publ., 2006. 291 p.
- Brylina N.A., Kamynina L.I., Moskalenko V.A., Shatilova T.N. Nizhnemelovye otlozheniya Tomskoy oblasti (geologicheskoe rayonirovaniye) [The Lower Cretaceous deposits of the Tomsk region (geological zoning)]. *Materialy regionalnoy konferentsii geologov Sibiri, Dalnego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii* [Proc. of the Regional Conference of Geologists of Siberia, the Far East and North-East of Russia]. Tomsk, GalaPress Publ., 2000. Vol. 1, pp. 231–233.
- 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.
- Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR* [Thermal field and oil-and-gas the young plates of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 222 p.
- Isaev V.I., Fomin A.N. Foci of oil generation of the Bazhenov- and Togur-type oils in the southern of the Nyuro'l'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
- Connar J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.*, 1974, vol. 58, pp. 2516–2521.
- Hunt J. *Geokhimiya i geologiya nefti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow, Peace Publ., 1982. 704 p.
- Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Solovychik Yu.G. Kompyuternaya tekhnologiya kompleksnoy otsenki neftegazovogo potentsiala osadochnykh basseynov [Computer technology of the integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins]. *Geologiya nefti i gaza – Geology of oil and gas*, 2002, no. 6, pp. 48–54.
- Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. *Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri* [Geothermics oil and gas fields of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 134 p.
- Sharbatina F.F. *Ekstremalnye otsenki v geotermii i geokriologii* [Extreme estimates in the geothermic and cryopedology]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 123 p.
- Isaev V.I. Paleotemperature modelling of the sedimentary section, and oil-and-gas generation. *Geology of the Pacific Ocean*, 2004, vol. 23, no. 5, pp. 101–115.
- Isaev V.I., Lobova G.A., Royak M.E., Fomin A.N. Neftegazonosnost tsentralnoy chasti Yugorskogo svoda [Oil-and-gas content of the central part of the Ugra arch]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2009, vol. 31, no. 2, pp. 15–46.
- Lobova G.A., Osipova E.N., Krinitsina K.A., Ostankova Yu.G. Vliyaniye paleoklimata na geotermicheskiy rezhim i neftegeneratsionny potentsial bazhenovskoy svity (na shirotakh Tomskoy oblasti) [Influence of paleoclimate on geothermal regime and oil generation potential of the Bazhenov Formation (at latitudes Tomsk region)]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 45–50.

28. Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mezozoysko-kaynozoyssky hod temperatur na poverkhnosti Zemli i geotermichesky rezhim yurskikh neftematerinskikh otlozheny (yuzhnaya paleoklimaticheskaya zona Zapadnoy Sibiri) [The Mesozoic and Cenozoic course of temperatures on surfaces of Earth and the geothermal mode of the Jurassic petromaternal deposits (the southern paleoclimatic zone of Western Siberia)]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80.
29. Starostenko V.I. *Ustoychivye chislennyye metody v zadachakh gravimetrii* [Stable numerical methods in problems of gravimetry]. Kiev, Naukova Dumka publ., 1978. 228 p.
30. Harland U.B., Koks A.V., Llevellin P.G., Pikton K.A.G., Smit A.G., Volders R. *Shkala geologicheskogo vremeni* [Scale of geological time]. Moscow, Peace Publ., 1985. 140 p.
31. 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.
32. 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.
33. Popov S.A., Isaev V.I. Modelirovanie naftidogeneza Yuzhnogo Yamala [Modeling of naftidogenesis of Southern Yamal]. *Geofizicheskiy zhurnal – Geophysical journal*, 2011, vol. 33, no. 2, pp. 80–104.
34. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov 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 modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoysskom osadochnom bassejne Karskogo morya (basseyonovoe modelirovanie) [Historical and geological modeling of naftidogenesis in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geologiya i Geofizika – Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.

Received: 17 July 2014.