

УДК 550.83 + 550.36:551.2 + 553.9 (571.16)

ГЛУБИННЫЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОГЕНЕРАЦИИ И РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Петрищевский Александр Митрофанович^{1,2},
petris2010@mail.ru

Исаев Валерий Иванович¹,
petris2010@mail.ru

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

² Институт комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН,
Россия, 679016, г. Биробиджан, ул. Шолом Алейхема, 4.

Актуальность работы обусловлена необходимостью установления связи нефтяных и газовых месторождений Томской области с глубинным строением и реологией земной коры и подкорковой мантии. Установленные связи используются для оценки перспектив нефтегазоносности в районах с невыясненным углеводородным потенциалом.

Цель работы: исследовать плотностную контрастность земной коры и подкорковой мантии – индикатора реологического состояния геологических сред – в 3D-пространстве; выявить связь плотностной контрастности с тепловым потоком и размещением месторождений нефти и газа Томской области; определить и параметризовать вероятные глубинные источники тепла и флюидов, способствующие образованию углеводородных залежей в осадочной толще.

Методика исследований: построение 3D реологических гравитационных моделей земной коры и подкорковой мантии до глубины 50 км; корреляционный анализ.

Результаты. Установлена корреляционная связь плотностной контрастности – индикатора реологических состояний геологических сред – с тепловым потоком из доюрского основания осадочной толщи, что предполагает существование источников тепла в зонах реологических разуплотнений нижнего слоя земной коры и подкорковой мантии, а также непосредственное влияние глубинных зон пониженной вязкости на образование углеводородных залежей в осадочной толще. В западных районах Томской области установлена пространственная связь нефтегазоносных районов с зонами пониженной вязкости в нижнем слое доюрской осадочной толщи, фундаменте, нижнем слое земной коры и подкорковой мантии. Установлено резкое различие реологических состояний земной коры в западных и восточных районах области. В западных районах кристаллическая кора менее вязкая, возможно раздроблена и, как следствие, более проницаема для потоков теплофлюидов, а в восточных – более жесткая и характеризуется увеличенной мощностью, что определяет резкое различие продуктивности осадочной толщи на западе и востоке территории. В центральных районах области в подкорковой мантии на глубинах 35–60 км выявлена зона пониженной вязкости – вероятный источник тепла и флюидов, перекрытая с востока жесткими пластинами в средней и нижней коре. По наличию зон пониженной вязкости в фундаменте и нижнем слое земной коры на севере и юге области рекомендованы для изучения два района, перспективные на обнаружение новых месторождений нефти и газа.

Ключевые слова:

Гравитационная модель, реология, тепловой поток, глубинное строение земной коры, прогноз нефтегазоносности, Томская область.

Постановка задачи

Одним из основных факторов генерации и накопления углеводородов (УВ) в осадочных толщах, как известно, является тепловой поток, поступающий из глубоких слоев земной коры либо подкоркового слоя верхней мантии. Для территории Томской области установлена тесная связь плотности теплового потока из доюрского основания осадочной толщи с размещением и продуктивностью залежей углеводородов [1–3]. Однако непосредственная связь источников глубинного тепла с размещением месторождений нефти и газа остается неизученной. Такую связь можно было бы выявить по температурным аномалиям в глубоких слоях земной коры, однако этому препятствует редкая сеть измерений теплового потока, особенно в восточной половине области.

В глубоких слоях земной коры и в верхней мантии температура является характеристикой реологического состояния вещества, т. е. характери-

стой тесноты связи между частицами геологической среды, которая во многих случаях определяется ее флюидонасыщенностью. Температура 1200–1300 °С считается достаточной для плавления (солидуса) пород на нижней границе литосферы. Средняя температура на поверхности континентальной мантии составляет 400 °С [4]. Интервал геотемператур в осадочной толще 85–125 °С является оптимальным для интенсивной генерации УВ из рассеянного органического вещества баженовской свиты и образования нефтяных залежей в Западной Сибири [5–7].

Другими геофизическими характеристиками реологического состояния геологических сред являются аномалии скорости сейсмических волн, электрической проводимости и плотностная контрастность.

В Томской области 3D-модели распределений скорости сейсмических волн и электрической проводимости в полном и непрерывном объеме земной

коры отсутствуют. Некоторая информация о глубинном строении нижних слоев земной коры содержится в разрезах ГСЗ («Кварц» и «Батолит»), в которых определена глубина и формы залегания трех главных преломляющих сейсмических границ, в том числе – кровли гранитно-метаморфического фундамента [8, 9] и подошвы земной коры. Гораздо более детально сейсмическими методами (МОВ-ОГТ, ДСЗ и др.) и бурением изучен разрез верхнего структурного этажа (J₁-N) стратиграфической мощностью 3100 м [10]. В результате обобщения всех сейсморазведочных данных была построена схема рельефа кровли фундамента осадочной толщи Западной Сибири [9]. На этой схеме наиболее продуктивные Средне-Васюганский и Нюрольско-Колтогорский нефтегазоносные районы Томской области оказались приуроченными к меридиональному поднятию фундамента (Обь-Васюганской гряде) до глубины 5–6 км от земной поверхности, а максимальная глубина погружений последнего (до 10–12 км) установлена под Усть-Тымским и Преденисейским районами. Другие районы (Вартовский, Каймысовский, Пудинский) расположились в прогибах на обрамлении меридионального поднятия.

Связь между скоростью сейсмических волн и нефтегазоносностью осадочной толщи, которая могла бы пролить свет на реологические свойства разреза, в Томской области детально не исследована, хотя западнее от нее, в разрезе «Сым-Байкит» в фундаменте выявлены субвертикальные зоны пониженных скоростей протяженностью до 10 км [8]. Зоны меньшей протяженности выявлены в разрезах ГСЗ «Кварц», «Батолит» и «Битум» [8]. Имеются также данные [11], что нефтеносность связана с локальными зонами затухания сейсмических волн, которые обычно являются индикаторами пониженной вязкости геологических сред [12–14].

Электроразведочные исследования методами становления поля, магнито-теллурического зондирования и вызванной поляризации в Томской области выполнены на локальных участках площадью до 100 км² [15, 16]. Этими методами получены блестящие результаты по картированию кровли баженовской свиты и подошвы мезозойского (доюрского) комплекса и убедительно доказана корреляция аномалий поляризуемости с содержанием ароматических углеводородов, однако полная картина распределений удельных электрических сопротивлений в земной коре для всей области отсутствует.

В связи с неоднородностью и неравномерностью пространственного размещения сейсмических и электроразведочных данных более представительной (в пространственном смысле) для оценки реологических свойств земной коры Томской области может быть плотностная контрастность. Показателем плотностной контрастности является μ_z -параметр [14], характеризующий степень плотностной дифференциации геологического пространства на отрезках между центрами плотност-

ных неоднородностей и поверхностями слоев, заключающих эти неоднородности:

$$\mu_z = \frac{V_{zm} Z_0}{4\pi K (Z_0 - H_c)^2}, \quad (1)$$

где V_{zm} – амплитуда локального симметричного гравитационного возмущения, измеряемая по кривой V_z ; Z_0 – глубина залегания центра масс, однозначно вычисляемая интегральным или любым другим способом по кривой V_z ; K – гравитационная постоянная; H_c – глубина поверхности «конденсации», на которую выметаются, по Пуанкаре, массы объемных источников. Для того чтобы знаменатель в формуле (1) не обращался в ноль, поверхность H_c всегда располагается немного выше поверхности слоя, заключающего в себе плотностные неоднородности [14].

Поскольку все параметры в формуле (1) определяются однозначно без априорной информации об источниках гравитационных аномалий, модели пространственных распределений μ_z -параметра также являются внутренне однозначными. Внутренняя однозначность означает то, что при повторениях расчетной процедуры можно получить только один и тот же единственный результат. Проблема внешней (абсолютной) однозначности состоит в том, что гравитационные аномалии зависят не только от глубины залегания, но и от формы возбуждающих их источников (по причине эквивалентности объемного и плоского потенциалов). При значительной вытянутости плоского источника по горизонтали ($Z_0 \ll D$, где D – горизонтальные размеры источника) вычисленные значения Z_0 будут занижены относительно истинных. Количественная оценка таких отклонений выполнена в работе [14], в которой определены граничные условия применимости метода гравитационной оценки реологических свойств геологического пространства с точностью $\pm 30\%$. Согласно этим оценкам, метод применим для изучения геологических тел и структур широкого пространственного диапазона: $5 > \Delta H/D > 0,1$, где ΔH – вертикальная мощность источника. В диапазоне $2 > \Delta H/D > 0,5$ точность построения μ_z -моделей не превышает 10 %.

Опыт применения μ_z -моделей в разнообразных по геологическому строению районах Северо-Восточной Азии и Австралии для диагностики и описания реологических неоднородностей земной коры и верхней мантии [12–14] доказывает, что в жестких, т. е. более вязких, средах (древние метаморфические комплексы, пластины океанической коры) этот параметр имеет высокие значения, а в зонах реологического разуплотнения (аккреционных призмах, вулканических покровах и молодых впадинах) – низкие. В верхней мантии астеносфера уверенно диагностируется по затуханию и поглощению сейсмических волн [17] и зонам высокой электрической проводимости [18], с которыми совпадают минимумы μ_z -параметра [13].

Во многих районах [12, 13, 19] зоны низкой плотностной контрастности в земной коре и верх-

ней мантии совпадают с температурными максимумами, т. е. μ_2 -параметр и температура (или тепловой поток) связаны между собой обратной корреляционной зависимостью. В Томской области исследована связь теплового потока из доюрского основания осадочной толщи с плотностной контрастностью земной коры и верхней мантии до глубины 50 км в пределах Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин (рис. 1, 2). Были вычислены коэффициенты корреляции теплового потока и плотностной контрастности в разных глубинных срезах $\mu_2(x, y, H_c)$ -модели, которые дают основание предполагать, что на территории Нюрольской мегавпадины источники тепловых аномалий залегают на средней глубине порядка 30 км, а на терри-

тории Усть-Тымской – 20 км (пиковые значения коэффициентов корреляции на рис. 1, в и 2, в). Для этих глубин построены корреляционные диаграммы связи плотности теплового потока из основания плитного чехла с плотностной контрастностью и вычислены коэффициенты уравнений регрессии (рис. 1, г и 2, г). По статистическим оценкам, на обеих территориях получены близкие коэффициенты корреляции и уравнения связи теплового потока с плотностной контрастностью нижнего слоя земной коры и переходного слоя «кора–мантия».

Интерпретация значений плотности теплового потока (таблица) показывает, что температура в основании земной коры центральных и юго-запад-

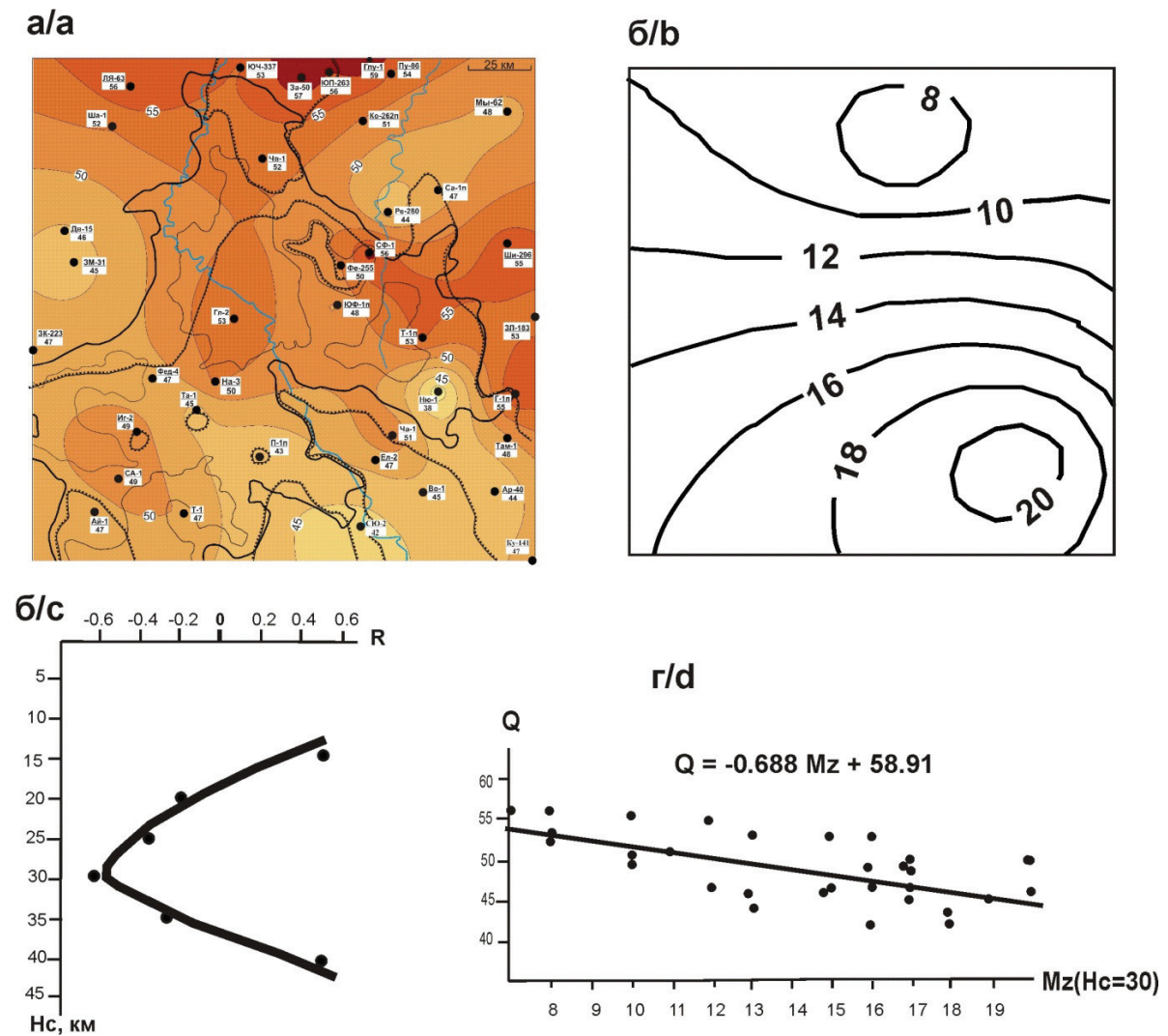


Рис. 1. Территория Нюрольской мегавпадины. Связь плотностной контрастности с тепловым потоком: а, б) карты плотности теплового потока (мВт/м²) из доюрского основания (а) [21] и плотностной контрастности нижнекорового слоя (б); в) коэффициент корреляции (R) теплового потока с плотностной контрастностью в разных глубинных срезах; г) корреляционная связь теплового потока с плотностной контрастностью на глубине 30 км. Расположение территории – на рис. 4

Fig. 1. The Nyurov basin territory. Relation of density contrast with the heat flow: а, б) heat flow maps (mW/m²) from PreJrassic basement (а) [21] and density contrast of the lower crust layer (б); в) diagram of correlation coefficient of heat flow with density contrast for different deep slices; д) correlation connection of heat flow with density contrast at the depth of 30 km. Location of the territory is shown on Fig. 4

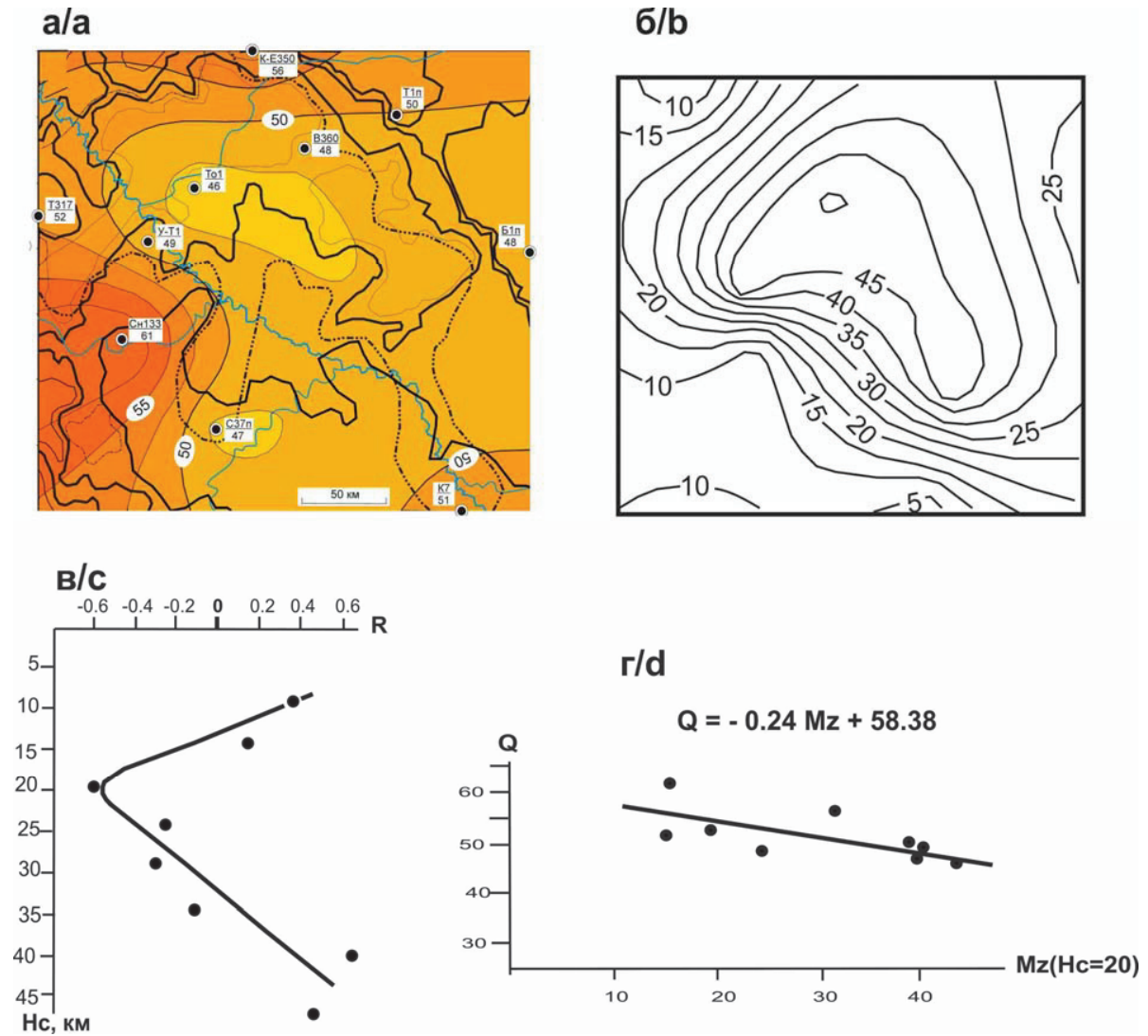


Рис. 2. Территория Усть-Тымской мегавпадины. Связь плотностной контрастности с тепловым потоком: а, б) карты плотности теплового потока ($\text{мВт}/\text{м}^2$) из доюрского основания (а) [22] и плотностной контрастности нижнекорового слоя (б); в) коэффициент корреляции (R) теплового потока с плотностной контрастностью в разных глубинных срезах; г) корреляционная связь теплового потока с плотностной контрастностью на глубине 20 км. Расположение территории на – рис. 4

Fig. 2. The Ust-Tim basin territory. Relation of density contrast with the heat flow: а, б) heat flow maps (mW/m^2) from PreJurassic basement (а) [22] and density contrast of the lower crust layer (б); в) diagram of the correlation coefficient of heat flow with density contrast for different deep slices; д) correlation connection of heat flow with density contrast at the depth of 30 km. Location of the territory is shown on Fig. 4

ных районов Томской области ($718\text{--}827\text{ }^\circ\text{C}$) в два раза превышает среднюю температуру поверхности мантии под континентами ($400\text{ }^\circ\text{C}$) [4] и на прилегающих территориях Сибирского кратона [20]. Это предполагает существование мощного источника тепла в подкоровой мантии – вероятной зоны частичного плавления.

Полученные оценки (рис. 1, 2) и предшествующий опыт [12–14] дают основание предположить, что аномалии пониженной плотностной контрастности в земной коре являются индикаторами зон и областей, хорошо пронизываемых для потоков тепла из подкорового вязкого слоя, и они генетически связаны с нефтеносностью осадочно-

го чехла так же, как повышенные значения плотности теплового потока в основании плитных отложений. Как будет показано ниже, участки, зоны и области минимальных значений μ_2 -параметра в западных районах Томской области совпадают с нефтепромысловыми площадями и районами, а это позволяет предположить, что в зонах реологического разуплотнения глубоких слоев земной коры (минимумах μ_2 -параметра) обеспечиваются условия, благоприятные для образования месторождений нефти и газа в мезозойской осадочной толще.

Задачей нашего исследования является моделирование распределений плотностной контраст-

Таблица. Расчет температур в земной коре Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин

Table. Calculation of the temperature in the earth's crust of the Ust-Tym and Nural megatroughs

Слой земной коры Strata of earth's crust	Интервал глубин, км Depth interval, km	Мощность слоя h , км Thickness h , km	Теплопроводность λ , Вт/м·град Thermal conductivity, W/m deg	Скважина Толпаровская 1 (Усть-Тымская мегавпадина) The well Tolparovskaya 1 (Ust-Tym megatrough)			Скважина Глухариная 2 (Нюрольская мегавпадина) The well Glucharinaya 2 (Nural megatrough)		
				Тепловой поток q , мВт/м ² Heat flow q , mW/m ²	$gradT$, °C/км	Температура в основании слоя T , °C Temperature at the base of the layer T , °C	Тепловой поток q , мВт/м ² Heat flow q , mW/m ²	$gradT$, °C/км	Температура в основании слоя T , °C Temperature at the base of the layer T , °C
Плитный мезозойский осадочный чехол Mesozoic plate sedimentary cover	0–3	3	1,65	46*	28*	102*	53*	32*	116*
Мезозойско-палеозойский осадочный Mesozoic and Paleozoic sedimentary	4–12	9	1,9	46	24	318	53	28	368
Гранитно-мета-морфический Granite and metamorphic	13–25	13	2,3	46	20	578	53	23	667
Базальтовый Basaltic	26–35	10	3,4	46	14	718	53	16	827

Примечание. * значения получены в результате применения метода палеотемпературного моделирования отложений плитного осадочного чехла [23]. Остальные значения геотемператур получены последовательным пересчетом от основания плитного осадочного чехла – «метод реперных точек» [24].

Note. * the values were obtained as a result of application of the method of paleotemperature modeling of sediments of a plate sedimentary cover [23]. The rest values of geotemperatures were obtained by sequential recalculation from the base of the plate sedimentary cover – the « datum points method » [24].

ности (μ_2 -параметра) в непрерывном 3D-пространстве до глубины 50 км с целью сравнительной (относительной) оценки реологических состояний геологических сред и их связи с размещением нефтяных и газоконденсатных месторождений Томской области.

Методика эксперимента

Для построения 3D-модели плотностной контрастности земной коры Томской области были определены глубины залегания центров масс плотностных неоднородностей на широтных профилях, отстоящих друг от друга на 25 км. Каждое элементарное вычисление являлось случайным, и геологическая природа его не рассматривалась. Построенные по этим профилям кривые аномалий Буге трансформировались осреднением с тем, чтобы охватить весь видимый пространственный спектр симметричных гравитационных возмущений обоого знака. Вычисления накапливались в массиве $Z_0(x, y)$. Всего были определены кажущиеся центры масс 195 коровых и 179 мантийных плотностных неоднородностей с квазиизометричным поперечным сечением.

На втором этапе исследуемое геологическое пространство было разбито на слои в интервалах глубин: 6–15, 11–20, 16–25, 21–30, 27–40, 32–45, 37–50, 42–60 и 52–70 км и для каждого слоя были вычислены значения μ_2 -параметра на глубинах, соответственно: $H_c=5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40$ и

50 км. В верхнем слое земной коры (0–5 км) число плотностных неоднородностей компактного класса при данном масштабе исследований было недостаточным для построения схемы плотностной контрастности продуктивной мезозойской осадочной толщи.

Вычисления были объединены в цифровом массиве $\mu_2(x, y, H_c)$, который использовался в дальнейшем для построения карт-срезов и разрезов μ_2 -модели. Более подробно с теоретическими основами и методикой построения моделей $\mu_2(x, y, H_c)$ можно познакомиться в работе [14].

Гравитационные аномалии Томской области не коррелируются однозначно с тектоническими структурами и нефтегазоносностью. Случаи полного совпадения осей структур осадочной толщи и осей гравитационных аномалий редки, а там, где эти совпадения достаточно близки, локальные гравитационные максимумы чаще всего совпадают с прогибами в осадочной толще, а минимумы – с поднятиями первого порядка (рис. 3). Первый тип инверсных взаимоотношений имеет место в Нюрольско-Колтогорском, Каймысовском и Усть-Тымском районах, а второй – в Вартовском, Преденейском и Средне-Васюганском. Только иногда (в Межовском и Александровском районах) гравитационные максимумы совмещаются с антиклинальными структурами, что обычно бывает в районах с унаследованным залеганием структур и направленным увеличением плотности с глубиной.

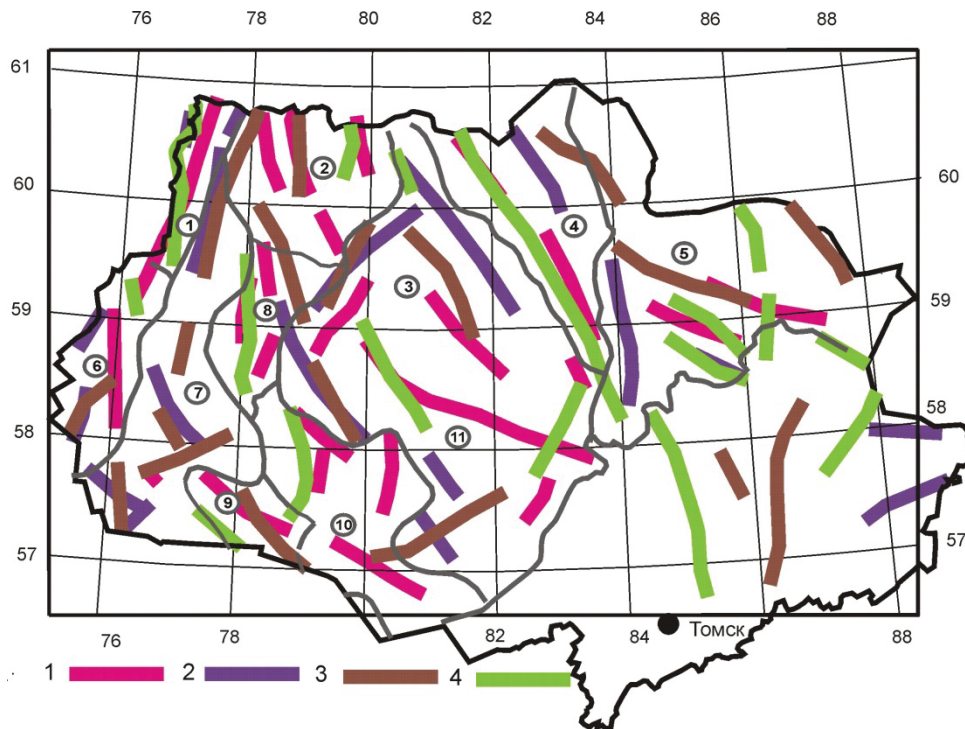


Рис. 3. Оси линейных структур и гравитационных аномалий: 1 – антиклинали; 2 – синклинали; 3, 4 – гравитационные линейные максимумы (3) и минимумы (4). Обозначения нефтегазоносных районов – на рис. 4

Fig. 3. Axes of linear structures and gravity anomalies: 1 are anticlines; 2 are synclines; 3, 4 are linear gravity maximums (3) and minimums (4). Designations of oil-gas regions are shown in Fig. 4

Многочисленные нарушения этой закономерности в Томской области свидетельствует о значительной вертикальной неоднородности земной коры, обусловленной тектонической проработкой, дифференцированным метаморфизмом, горизонтальными перемещениями и неравномерным флюионасыщением стратиграфического разреза и нижележащего фундамента.

Сложный характер связи гравитационных аномалий с тектоническими структурами затрудняет применение плотностного моделирования глубинных структур земной коры, а сейсморазведочные данные в Томской области предоставляют информацию в основном до глубины 6–8 км. В этих условиях вынужденным является применение статистического подхода к интерпретации гравитационных аномалий.

Исходя из охарактеризованных условий, построение $\mu_z(x, y, H_c)$ -моделей было выполнено раздельно для гравитационных максимумов и минимумов. В большинстве коровых срезов распределения μ_z -параметра, построенные по аномалиям разного относительного знака, оказались в общих чертах близкими, т. е. земная кора Томской области до глубины 30 км достаточно определенно подразделилась на восточную – более вязкую (жесткую), и западную – менее вязкую в обеих моделях ($H_c=15, 20, 25$ и 30 км). Ниже глубины 50 км плотностная контрастность верхней мантии увеличивается в западном направлении – в сторону Сибирской платформы.

В результате анализа распределений плотностной контрастности источников гравитационных аномалий разного относительного знака и в разных срезах земной коры было установлено, что размещение нефтяных и газовых месторождений наиболее тесно коррелируется с плотностной контрастностью коровых плотностных неоднородностей положительного относительного знака. Эта модель принята в качестве базовой при моделировании реологических свойств земной коры и поисках связи аномалий μ_z -параметра с тепловым потоком и нефтегазоносностью.

Краткая характеристика углеводородного потенциала Томской области

В Томской области основные ресурсы углеводородов расположены в ее западной половине. Наиболее продуктивными являются Вартовский, Ньюрольско-Колтогорский, Средне-Васюганский, Пудинский и Межовский районы с преимущественно нефтяными и нефте-газоконденсатными месторождениями (рис. 3). Центральная и северо-восточная части области характеризуются средней продуктивностью осадочной толщи с ресурсами углеводородов 10–15 т/км². Однако они, так же как и юго-восток области, могут быть отнесены к территориям с не полностью выясненными перспективами. В одной из недавних работ [11], однако, высказано предположение о высоких перспективах северо-восточных районов области (Восточно-Пандугинская впадина).

подавляющая часть месторождений углеводородов приурочена к антиклинальным структурам в осадочной толще III–IV порядков. Результаты палеотемпературного моделирования [25] показывают, что по всему разрезу осадочной толщи в течение последних 70 млн лет происходило увеличение температуры, что свидетельствует о существовании мощного и постоянного источника тепла в глубоких слоях земной коры и в подкоровой мантии. Высокой температуры в палеозойском структурном этаже (S-D) было достаточно для метасоматической доломитизации известняков, и это привело к улучшению его коллекторских свойств [26].

Плотностная контрастность земной коры и подкоровой мантии

Плотностная контрастность земной коры и подкорового слоя верхней мантии до глубины 50 км описывается послойными срезами (рис. 5–7) и разрезами (рис. 8) μ_2 -модели. Ближайший к поверхности срез (рис. 5, а) характеризует реологию нижней части осадочной толщи, залегающей на кристаллическом фундаменте. На схеме (рис. 5, а) выделяются две области, различающиеся уровнем μ_2 -параметра, который может быть обусловлен разной глубиной залегания фундамента. Зоне интенсивного нефтегазоаккумуляции на юго-западе

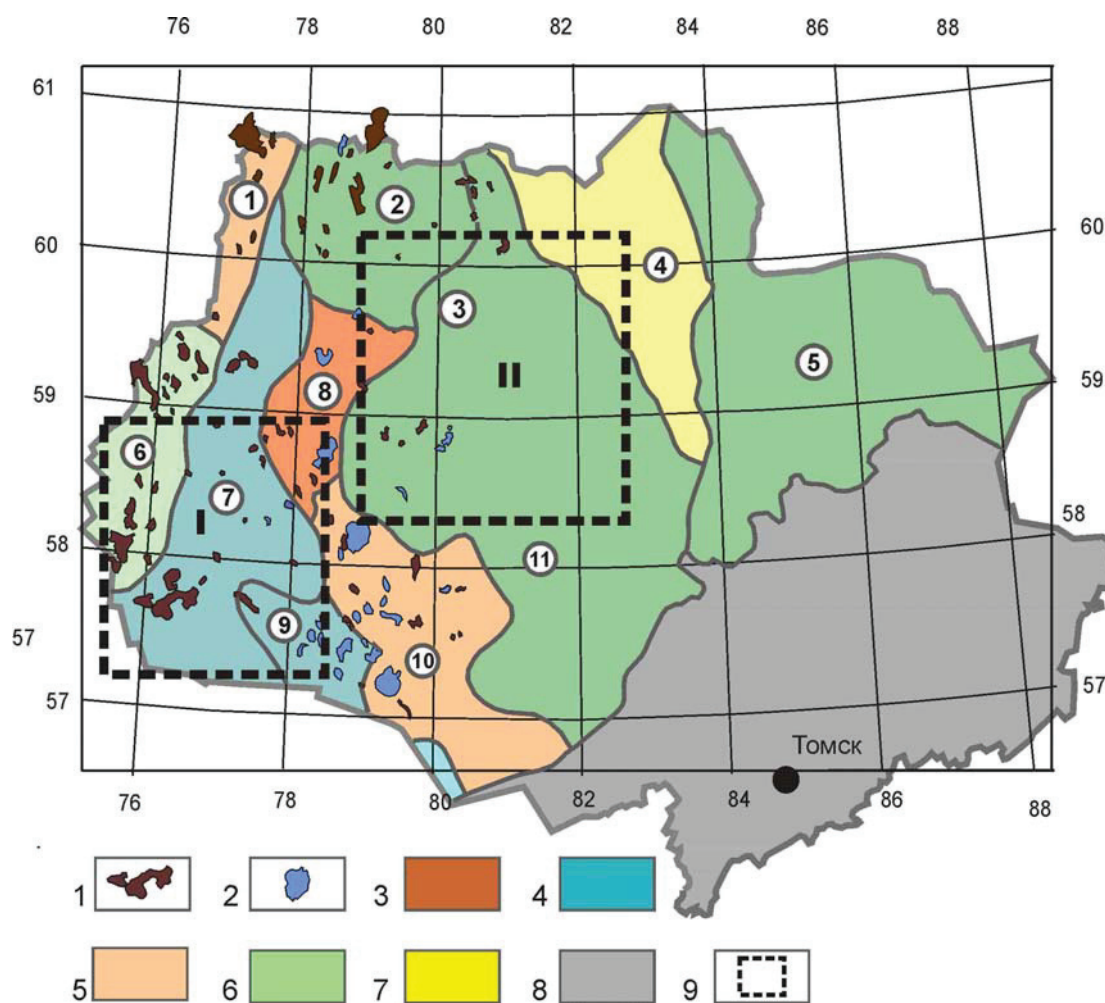


Рис. 4. Нефтегазоносность Томской области (по материалам Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО», 2016): 1–2 – месторождения: нефтяные (1), нефтегазоконденсатные и газоконденсатные (2); 3–7 – нефтегазоносные районы с плотностью ресурсов углеводородов, т/км²: 3 – >20, 4 – 15–20, 5 – 10–15, 6 – 5–10, 7 – <5; 8 – бесперспективные территории; 9 – территории детальных исследований теплового потока: I – Нюрольская, II – Усть-Тымская. Обозначения нефтегазоносных районов (цифры в кружках): 1 – Вартовский, 2 – Александровский, 3 – Усть-Тымский, 4 – Пыль-Караминский, 5 – Преденисейский, 6 – Каймысовский, 7 – Нюрольско-Колтогорский, 8 – Средне-Васюганский, 9 – Межовский, 10 – Пудинский, 11 – Парабельский

Fig. 4. Oil-gas bearing of the Tomsk region (on the data of the Tomsk branch of «Territorial fund of geological information, Siberian federal district», 2016): 1 are oil deposits; 2 are gas deposits; 3–7 are oil-gas regions with hydrocarbon density, t/km²: 3 – >20, 4 – 15–20, 5 – 10–15, 6 – 5–10, 7 – <5; 8 is non-perspective territories; 9 are territories of detailed researches of the heat flow: I – Nyurol, II – Ust-Tim. Oil-gas regions (figures in circles): 1 – Vartovskiy, 2 – Alexandrovskiy, 3 – Ust-Timskiy, 4 – Pil-Karaminskii, 5 – Predeniseyskiy, 6 – Kaimisovskiy, 7 – Nuyrol-Koltogorskiy, 8 – Sredne-Vasyuganskiy, 9 – Mezhovskiy, 10 – Pudinskiy, 11 – Parabelskiy

области соответствуют минимальные значения плотностной контрастности.

В среднем слое земной коры, в интервале глубин 16–25 км (рис. 5, б), регистрируются три локальных максимума плотностной контрастности на севере, в центре и на юго-востоке области, которые могут соответствовать выступам допалеозойского фундамента. Северный и юго-восточный максимумы соответствует поднятиям фундамента, картируемым по сейсмическим данным [9]. В западных районах Томской области локальные минимумы μ_z -параметра совпадают с участками концентрации нефтяных (на севере и юго-западе) и нефтегазоконденсатных (на юге) месторождений.

Таким образом, между значениями μ_z -параметра в верхней и средней коре и нефтегазоносностью мезозойских отложений обнаруживается обратная корреляционная связь, которая может быть обусловлена реологией осадочной толщи и реологическими свойствами фундамента, неодинаково проявленными в разных районах Томской области. Последние могли изменяться под влиянием тектонической нарушенности (раздроблении) и флюидонасыщенности.

В нижнем слое земной коры (рис. 6, а) распределение плотностной контрастности коррелируется с ее мощностью (рис. 6, б): зоне наибольшего градиента μ_z -параметра соответствует резкое сокращение мощности земной коры. Району утолщенной коры на северо-востоке Томской области соответствует региональный максимум плотностной контрастности. В западных районах области регистрируется линейный минимум плотностной контрастности, совпадающий с зоной высокой концентрации месторождений углеводородов (рис. 7). Этот минимум на большей его части совпадает также с зоной наибольшей продуктивности нефтегазоконденсатных месторождений. Мы предполагаем, что реологическое разуплотнение нижнего слоя земной коры, связанное с его температурной характеристикой, обеспечивает благоприятные условия для образования и накопления углеводородных залежей в осадочной толще, в первую очередь – газоконденсатных месторождений.

Реологическое состояние подкорового слоя верхней мантии (рис. 7), где температура достигает 830 °С, также влияет на размещение нефтяных и газовых месторождений. На глубине 30 км (рис. 8, а) обширный минимум плотностной контрастности на западе области совмещается с большей частью месторождений нефти и газа, а на глубине 40 км эта связь теряется, хотя отдельные нефтеносные (Вартовский, Александровский,

Каймысовский) и газоносные (Межовский, Пудинский) районы коррелируются с локальными минимумами μ_z -параметра на этой глубине.

Ниже глубины 40 км области и локальные зоны нефтегазонакопления пространственно не коррелируют с реологическими разуплотнениями верхней мантии. Это указывает на то, что источники тепла, способствующие нефтегазонакоплению,

залегают в нижнем слое земной коры и подкоровой верхней мантии в интервале глубин 15–45 км (рис. 5, б, 6, а, 7, а).

Это хорошо иллюстрируют разрезы μ_z -модели (рис. 8), в которых широкая зона концентрации месторождений нефти и газа в западных районах Томской области приурочена к зоне разрыва жесткого гранитно-метаморфического слоя земной коры (интервал глубин 12–25 км), подстилаемого слоем пониженной вязкости. Характерно, что нефтяные месторождения располагаются преимущественно в прибортовых частях жестких блоков II порядка (Каймысовский и Вартовский районы), а газоконденсатные – в зоне наименьшей контрастности, или разрыва, гранитно-метаморфического слоя (Средне-Васюганский и Межовский районы). Такая особенность может быть использована при выборе направления дальнейших поисковых работ. Второй закономерностью является приуроченность углеводородных залежей, особенно газовых месторождений, к региональным гравитационным минимумам с амплитудой до 30 мГл (рис. 8), которые маркируют мощные зоны сквозькоровых реологических разуплотнений.

Таким образом, полученные данные (рис. 6–8) свидетельствуют о том, что нижний слой земной коры в интервале глубин 15–40 км на западе области находится в вязком состоянии. Физически это выражается в том, что в нем отсутствуют контрастные плотностные неоднородности.

Продолжение зоны низкой плотностной контрастности на север (севернее широты 60 °S) интерпретируется [28] как глубинная граница Сибирского кратона с Западно-Сибирской плитой. Эта граница представляет собой сквозькоровую зону коллизионных (тектонически нарушенных и измененных) пород, а на поверхности она выражена зоной сближенных надвигов со стороны Енисейского кряжа. Статистическая гравитационная модель плотностной контрастности земной коры (рис. 6, 8) вполне соответствует таким представлениям.

На севере и юго-востоке области высокая плотностная контрастность нижнекорового слоя типична для мафического («базальтового») слоя [13, 14]. Граница областей разной вязкости в нижнекоровом слое (рис. 6, а) проходит по региональному разлому, совпадающему со спрямленным участком реки Обь. На этой же границе происходит резкий скачок мощности земной коры от 32 км в левобережье Оби до 36 км в правобережье (рис. 6, б).

В разрезах 3–3 и 4–4 (рис. 9) ясно проявлено структурное несогласие на границе гранитно-метаморфического и мафического жестких слоев, при этом гранитно-метаморфический слой смещен на запад от нижнекорового. Следует предположить, что жесткие пластины в средней части коры были надвинуты на вязкий слой в центральных районах области со стороны Енисейского кряжа, что согласуется с некоторыми данными [28], и они экранировали источники тепла и флюидов из нижнекорового и подкорового вязких слоев. И это может быть

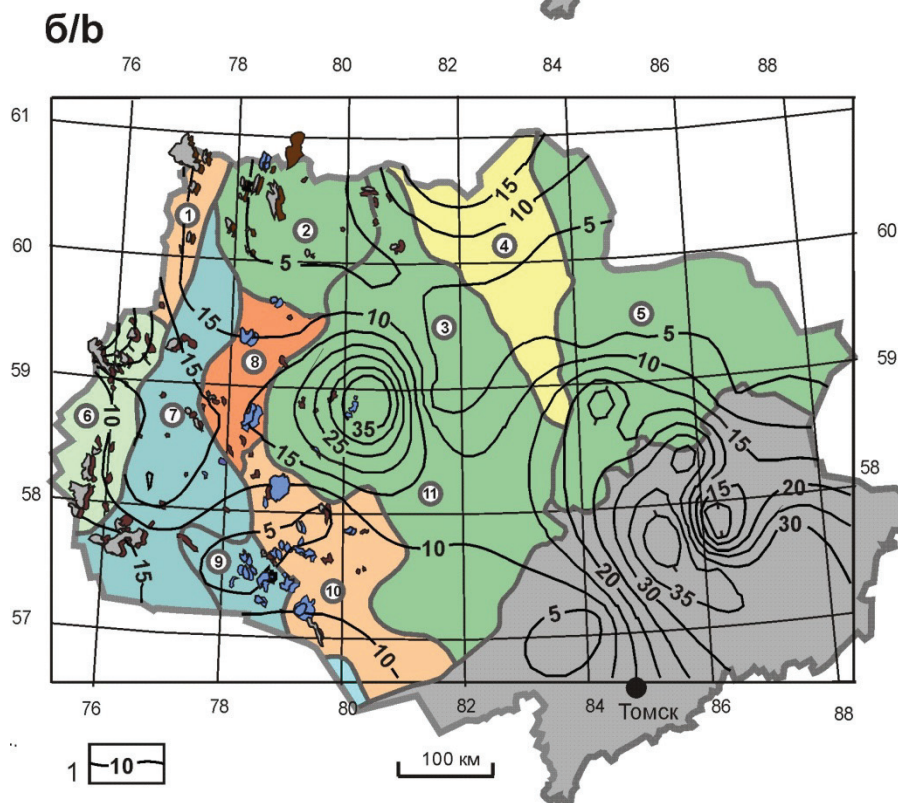
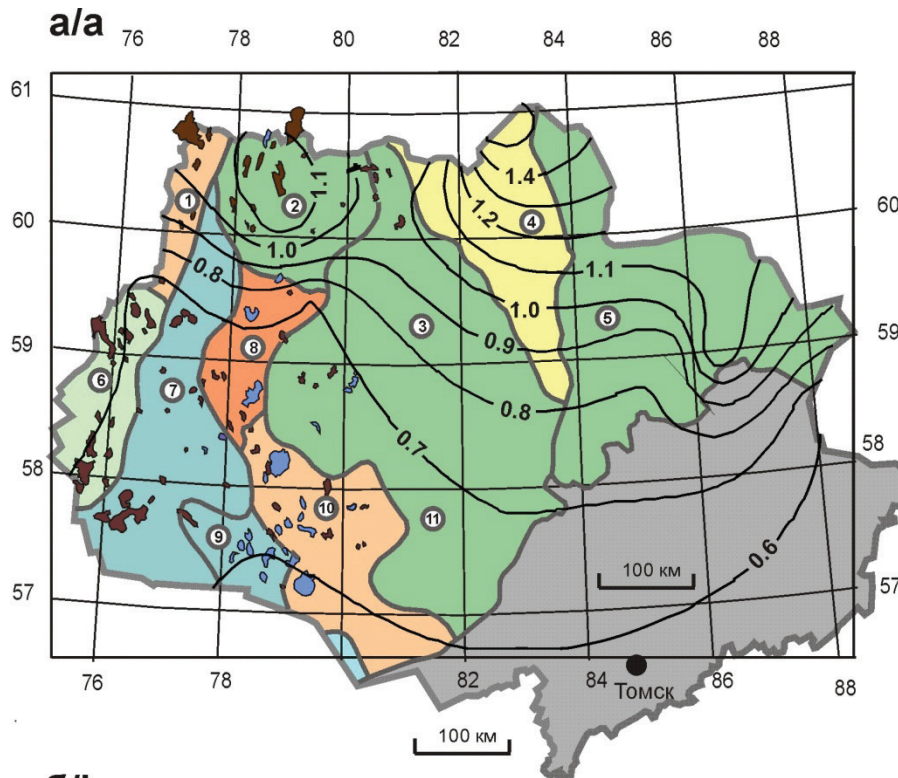


Рис. 5. Плотностная контрастность земной коры в срезах на глубине 5 (а) и 15 (б) км: 1 – изолинии плотностной контрастности (1 ед. = 10^{-2} кг/м³/км). Обозначения нефте-газоносных районов – на рис. 4

Fig. 5. Density contrast of the crust in map-slices at the depth of 5 (a) and 15 (b) km: 1 is the density contrast isoline (1 unit = 10^{-2} kg/m³/km). Designations of oil-gas regions are shown in Fig. 4

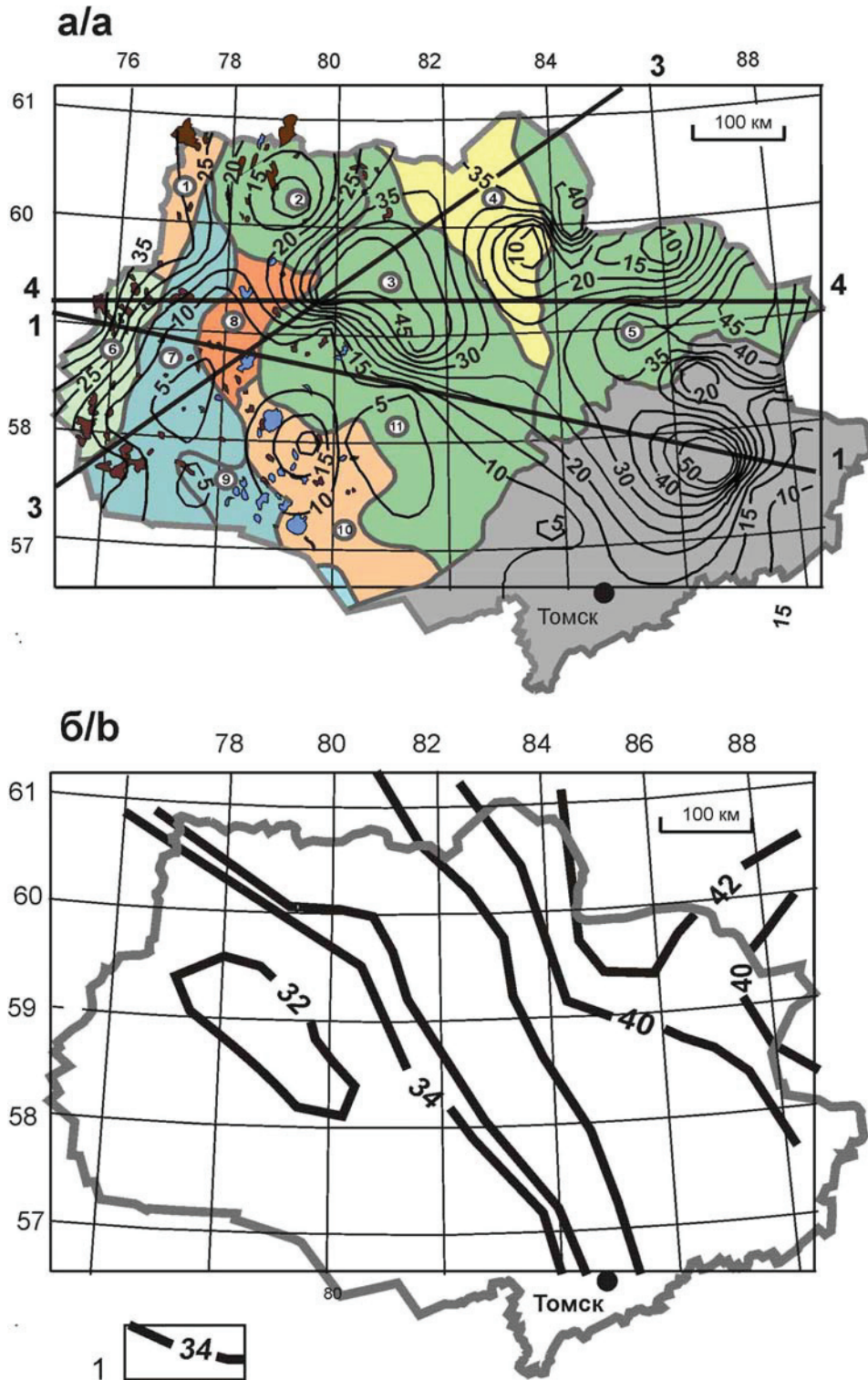


Рис. 6. Плотностная контрастность на глубине 20 км (а) и схема мощности земной коры (б) [27]: 1 – изопакеты мощности земной коры, км. Другие обозначения – на рис. 4, 5

Fig. 6. Density contrast at the depth of 20 km (a) and the scheme of crust thickness (b) [27]: 1 is the crust thickness isolines, km. Other designations are in Fig. 4, 5

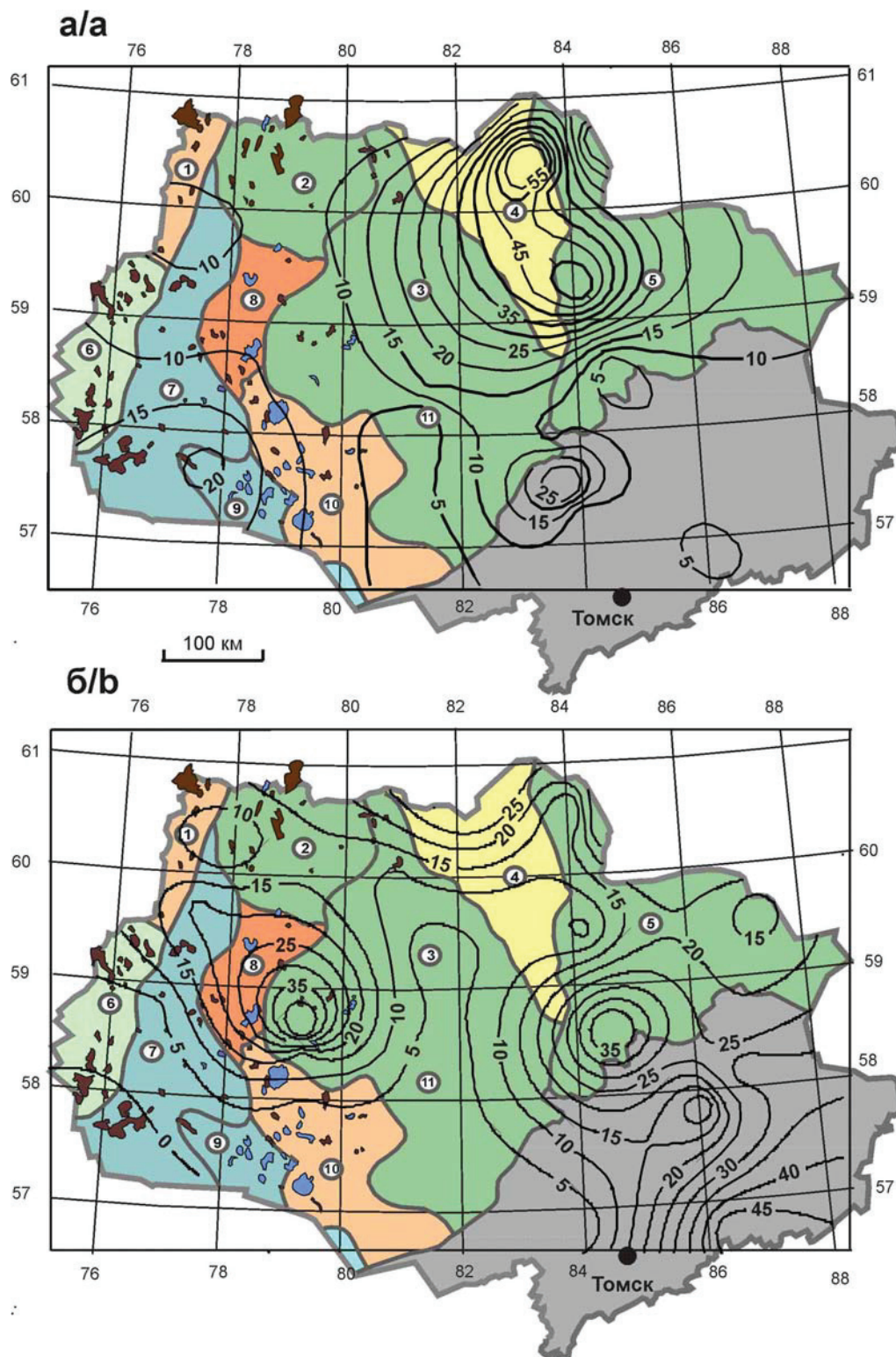


Рис. 7. Плотностная контрастность земной коры в срезах на глубине 30 (а) и 40 (б) км. Условные обозначения на – рис. 4, 6
Fig. 7. Density contrast of the crust at the depth of 30 (a) and 40 (b) km. Designations are in Fig. 4, 6

причиной низкой продуктивности осадочной толщи в центральных и восточных районах Томской области (рис. 3).

Поэтому в противоположность широкой западной зоне нефтегазонакопления перспективы центральных и восточных районов связываются нами с ло-

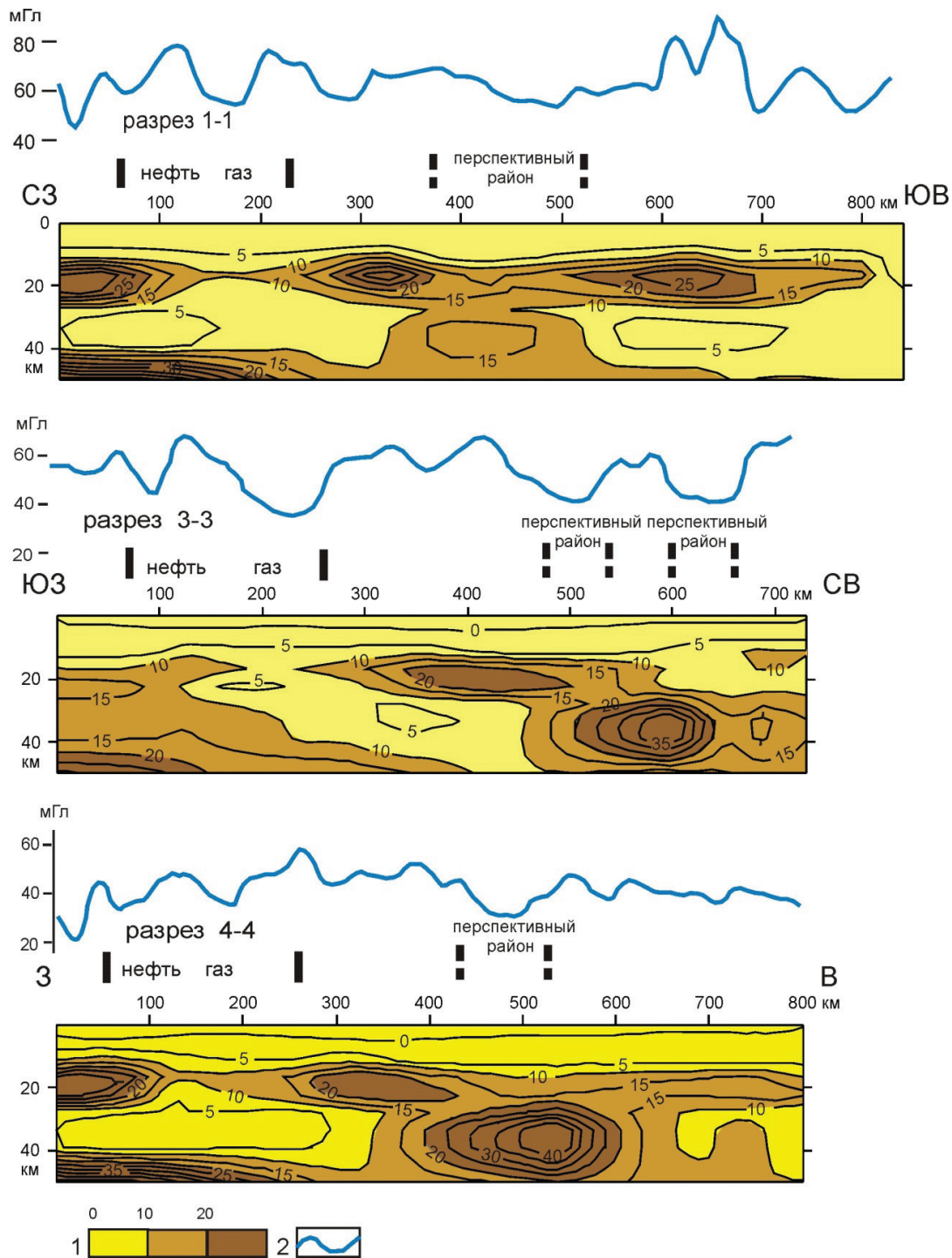


Рис. 8. Распределения плотностной контрастности в разрезах земной коры: 1 – шкала раскраски разрезов (1 ед. = 10^{-2} кг/м³/км); 2 – аномалии силы тяжести

Fig. 8. Distributions of density contrast in sections of the crust: 1 is the coloring scale of sections of the μ_z -parameter; 2 are gravity anomalies

кальными зонами тепло-флюидомиграции, обеспечивающими условия для образования месторождений нефти и газа на проницаемых участках в зонах разрыва или размягчения фундамента осадочных толщ.

Реологические предпосылки и новые перспективы нефтегазоносности Томской области
 Региональные перспективы нефтегазоносности, обусловленные реологическим состоянием земной

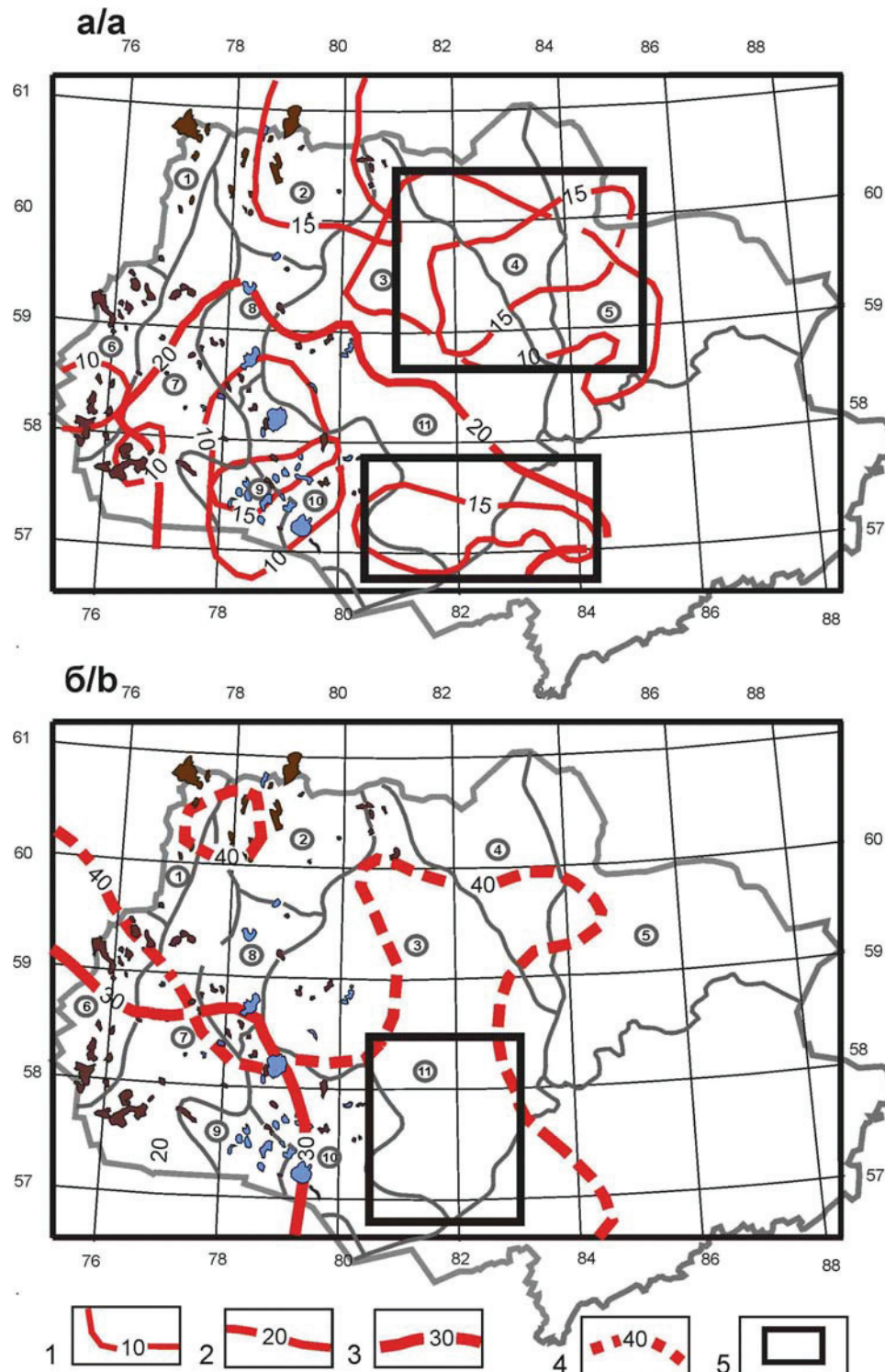


Рис. 9. Зоны пониженной вязкости в земной коре (а) и верхней мантии (б), способствующие образованию углеводородных залежей: 1–4 – границы зон пониженной вязкости на глубинах, соответствующих цифрам в изолиниях; 5 – контуры перспективных площадей

Fig. 9. Lower viscous zones in the crust (a) and uppermost mantle (b), which promote formation of hydrocarbon deposits: 1–4 are the boundaries of zones with lower viscosity at depth corresponding to figures under isolines; 5 are the contours of perspective areas

коры, можно разделить на три характеристических признака: 1) реология осадочной толщи, определяющая ее коллекторские свойства; 2) реология нижнего

слоя земной коры, обеспечивающая температурные условия нефтегазоаккумуляции в осадочной толще; 3) реология подкорового слоя верхней мантии. Пер-

вые два признака являются ведущими, а совмещение последних двух признаков в проницаемых зонах земной коры может иметь неоднозначное последствие.

В лучшем случае оно может способствовать нефтегазонакоплению за счет дополнительного источника тепла.

По степени проницаемости нижних слоев осадочной толщи и фундамента для потока теплофлюидов из верхней мантии в северных районах Томской области для дальнейшего изучения может быть рекомендован Пыль-Караминский район с прилегающими территориями Усть-Тымского и Преденисейского районов (рис. 9, а), в настоящее время считающихся малоперспективными (рис. 3). Реологические предпосылки для образования нефтяных и газоконденсатных залежей в этом районе идентичны признакам, выявленным в Александровском, Каймысовском, Межовском и Пудинском районах (рис. 9, а).

Сейсмические и геологические предпосылки перспективности северных районов Томской области были выявлены ранее [9], но значительных притоков нефти и газа в скважинах здесь не получено. Наши материалы независимо от сейсмогеологических критериев подтверждают необходимость дальнейшего изучения этой территории. Второй перспективной территорией является юг Томской области, где вероятно восточное продолжение локальных зон нефтегазонакопления со стороны Пудинского района. Судя по распределениям плотностной контрастности (рис. 9, а), здесь можно ожидать более глубокое залегание тепловых источников и, соответственно, более глубокое залегание углеводородных залежей.

На глубинах 40–60 км под рекомендуемым к изучению Пыль-Караминским районом располагается мантийная зона пониженной вязкости (рис. 9, б), которая тоже может быть источником тепла, необходимого для образования углеводородных залежей. Основной проблемой в этом районе является существование жестких пластин в нижней коре (разрез 3–3 на рис. 8), которые могут экранировать поступление теплофлюидов из подкоревой мантии. Возможность образования месторождений в осадочной толще регламентируются здесь тремя условиями: (1) наличием коллекторов, (2) мощностью теплового потока из мантии и (3) степенью ослабления теплового потока нижнекоревыми жесткими пластинами.

По признаку наибольшей проницаемости (меньшей вязкости) нижнего слоя земной коры и верхней мантии для дальнейшего изучения реко-

мендуется Парабельский район на юге области (рис. 9, б). Этот район по глубинным реологическим характеристикам близок к южной части Нюрольско-Колтогорского, восточной части Пудинского, Каймысовскому и Межовскому районам, где наблюдается совмещение зон пониженной вязкости в нижнем слое коры и подкоревой мантии. Пониженная вязкость гранитно-метаморфического слоя – фундамента осадочной толщи – (рис. 9, а) здесь также является благоприятной для образования нефтяных и газоконденсатных залежей.

Заключение

В результате моделирования реологических состояний геологических сред в Томской области определены главные элементы глубинного строения ее территории, выявлена связь нефтегазоносных районов с зонами пониженной вязкости в нижнем слое доюрской осадочной толщи, фундаменте, нижнем слое земной коры и подкоревой мантии. Установлено резкое различие реологических состояний земной коры в западных и восточных районах области. В западных районах кристаллическая кора менее вязкая, возможно раздроблена и, как следствие, более проницаема для потоков теплофлюидов, а в восточных – более жесткая и характеризуется увеличенной мощностью, что определяет резкое различие продуктивности осадочной толщи на западе и востоке территории.

Установлена корреляционная связь плотностной контрастности – индикатора реологических состояний геологических сред – с тепловым потоком из доюрского основания осадочной толщи, что предполагает существование источников тепла в зонах реологических разуплотнений нижнего слоя земной коры и подкоревой мантии, а также непосредственное влияние глубинных зон пониженной вязкости на образование углеводородных залежей в осадочной толще.

По наличию зон пониженной вязкости на северо-востоке и юге области выделены два района, перспективных на обнаружение новых месторождений нефти и газа. Формальные поисковые признаки углеводородных залежей на этих площадях идентичны реологическим характеристикам земной коры и подкоревой мантии в известных нефтегазоносных районах на западе области. Следует отметить, что наш независимый прогноз в известной мере согласуется с прогнозом перспектив юго-востока Западной Сибири [29] и, в частности, Правобережья Оби в Томской области [30], а также с сейсмическими признаками перспектив ее северо-восточных районов [11].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kurchikov A. R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. – 2001. – V. 42. – № 11–12. – P. 678–689.
2. 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.
3. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk mega-depression / G. Lobova, E. Osipova, V. Isaev, D. Terre // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 24. URL: http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (дата обращения: 12.04.2017).
4. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. – М.: Изд-во МГУ, 2002. – 506 с.

5. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin / A.E. Kontorovich, A.N. Fomin, V.O. Krasavchikov, A.V. Istomin // *Russian Geology and Geophysics*. – 2009. – V. 50. – № 11. – P. 917–929.
6. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) / A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, N.A. Malyshev, P.I. Safronov, S.A. Gusrkov, S.V. Ershov, V.A. Kazanenko, N.S. Kim, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyreva, V.N. Melenevsky, V.R. Livshits, A.A. Polyakov, M.B. Skvortsov // *Russian Geology and Geophysics*. – 2013. – V. 54. – № 8. – P. 1179–1226.
7. Stotskiy V., Isaev V., Fomin M. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures) // *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2016. – V. 43. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017.pdf> (дата обращения: 12.04.2017).
8. Палеозой Западной Сибири в свете глубинных сейсмических исследований / В.Д. Кузнецов, А.С. Сальников, Б.А. Канарейкин, В.В. Титаренко // *Геофизика*. – 2010. – № 1. – С. 16–21.
9. Кузнецов В.Д., Сальников А.С., Титаренко В.В. Палеозойский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири по данным глубинных сейсмических зондирований // *Геофизика*. – 2011. – № 4. – С. 18–24.
10. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии / В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, С.А. Попов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 383 с.
11. Применение амплитудно-интерпретационного комплекса для выявления перспективных объектов на нефть и газ (Восток Томской области) / С.В. Зимина, Г.И. Тищенко, К.Ю. Смирнова, О.Д. Елисеева // *Известия Томского политехнического университета*. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 63–68.
12. Petrishchevsky A.M. A viscous layer at the crust-mantle boundary in the Far East of Russia // *Geotectonics*. – 2008. – V. 42. – № 5. – P. 357–367.
13. Petrishchevsky A.M. Common features of the tectonosphere deep structure in the Western Pacific Margins (Northeast Asia Region and Australia) // *Geotectonics*. – 2016. – V. 50. – № 6. – P. 608–623.
14. Петрищевский А.М. Гравитационный метод оценки геологических свойств земной коры и верхней мантии (в конвергентных и плюмовых структурах Северо-Восточной Азии). – М.: Наука, 2013. – 192 с.
15. Integrated electromagnetic and geochemical surveys for petroleum exploration in the West Siberia / M.I. Eпов, E.Yu. Antonov, N.N. Nevedrova, V.V. Olenchenko, E.V. Pospeeva, D.V. Napreev, A.M. Sanchaa, V.V. Potarov, A.E. Plotnikov // *Russian Geology and Geophysics*. – 2014. – V. 55. – № 5–6. – P. 763–774.
16. Напреев Д.В., Оленченко Д.В. Комплексование геофизических и геохимических методов при поиске залежей углеводородов в Усть-Тымском нефтегазоносном районе // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2010. – Т. 5. – С. 1–8. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/6/_2010.pdf/yandex.ru (дата обращения 14.03.2017).
17. Kennet B.L.N., Abdulla A. Seismic wave attenuation beneath the Australasian region // *Australian Journal of Earth Sciences*. – 2011. – V. 58. – P. 285–295.
18. Wang L., Hitchman A. Australian continent uncovered by new 3D model // 24th International Geophysical Conference. – Perth, Australia, 13–18 February 2015. Post presentation. URL: <https://www.aig.org.au/events/24th-international-geophysical-conference-and-exhibition> (дата обращения: 20.11.2016).
19. Петрищевский А.М. Реологическая и геотермическая характеристики Охотоморского плюма // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2016. – Т. 327. – № 2. – С. 65–76.
20. Прокофьев А.А., Кронрод В.А., Кусков О.Л. Распределения температуры и плотности в литосферной мантии Сибирского кратона по данным региональных сейсмических моделей // *Вестник Отделения наук о Земле РАН*. – 2009. – № 1 (27). – С. 1–4. URL: http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dggms/1-2009/informbul_1_2009/planet-20.pdf/yandex.ru (дата обращения 14.03.2017).
21. Осипова Е.Н. Нефтегазоносность (палеотемпературное моделирование) нижнемеловых отложений Нурольской мегападины // *Геофизика*. – 2014. – № 2. – С. 70–74.
22. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегападины // *Геофизический журнал*. – 2013. – Т. 35. – № 4. – С. 28–39.
23. 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.
24. Номоконова Г.Г. *Физика Земли*. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 109 с.
25. Terrestrial heat flow and its role in petroleum geology / E. Osipova, V. Ivanov, V. Smirnov, R. Abramova // *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. – 2015. – V. 24. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012015/pdf> (дата обращения 14.04.2017).
26. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской синеклизы // *Известия Томского политехнического университета*. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
27. Мощность земной коры // Национальный атлас России. Т. 2 / гл. ред. тома В.М. Котляков. URL: www.geographyofrussia.com (дата обращения: 2.02.2017).
28. Мелихов В.Р., Лыгин И.В., Пийп В.Б. Строение земной коры в зоне сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты по комплексу геофизических данных // *Геофизика*. – 2011. – № 2. – С. 70–79.
29. Ростовцев В.В. Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 240 с.
30. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 164 с.

Поступила 10.04.2017 г.

Информация об авторах

Петрищевский А.М., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; заведующий лабораторией моделирования геологических структур Института комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН.

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

UDC 550.83 + 550.36:551.2 + 553.9 (571.16)

DEEP SOURCES OF HEAT GENERATION AND REGIONAL FORECAST ON OIL-GAS PROSPECTS IN TOMSK REGION

Aleksandr M. Petrishchevsky^{1,2},

petris2010@mail.ru

Valeriy I. Isaev¹,

isaewi@tpu.ru

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

² Institute of Complex analysis of regional problems,
4, Sholom-Aleikhema street, Birobidzhan, 679016, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to reveal the connection of oil and gas deposits in Tomsk region with a deep structure and rheology of the crust and uppermost mantle. The relations determined are used for oil-gas forecast in areas with obscure prospects.

The aim of the work is to research the density contrast of the crust and uppermost mantle – manifestation of rheological properties of geological media – in the 3D-space to reveal the connection of the former with the heat flow and displacement of oil-gas deposits in Tomsk Region; to define and delineate in space probable sources of heat and fluids promoting the formation of hydrocarbon deposits into sedimentary layers.

The method used in the study: construction of 3D-rheological gravity models of the crust and uppermost mantle up to depth of 50 km and the correlation analysis.

The results. The correlative relation of density contrast – indicator of rheological station of geological media – with a heat flow from PreJurassic basement of the sedimentary layer was determined. This assumes heat and fluid sources in low crust and uppermost mantle lower viscosity zones, and also direct influence of the latter on hydrocarbon formation in sedimentary stratum. In western areas of Tomsk region the space relation of oil-gas districts with zones of lowered viscosity in the PreJurassic sedimentary layer, basement, lower crust, and uppermost mantle is defined. The authors have revealed great difference of rheological state of the crust in western and eastern areas of Tomsk region. In western areas the crust is less viscous, perhaps – the shattered and, as a consequence, more permeable for deep heat-fluid flows. In eastern areas the crust is more viscous (rigid) and it is characterized by thickening, that define sharp difference of oil-gas efficiency of the sedimentary stratum in the West and East of Tomsk region. In central areas of the researched region lower viscous zone at the depth interval of 35–60 km – the probable source of heat and fluids – is found. From the East it is overlapped by rigid sheets into the middle and lower crust. Two areas, perspective for searching for new oil and gas deposits, were recommend according to the presence of lowered viscosity zones in the basement and lower crust in the North and South of Tomsk region

Key words:

Gravity model, rheology, heat flow, deep structure of the crust, oil and gas forecast, Tomsk region.

REFERENCES

1. Kurchikov A.R. The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11–12, pp. 678–689.
2. Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Lokalizatsiya prognoznykh resursov nefti yursko-melovykh NGK Ust-Tymskoy mega vpadi-ny [Location of oil forecast resources of the Jurassic-Cretaceous oil-gas complexes in the Ust-Tim basin]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2013, no. 2, pp. 36–40.
3. Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression. *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24. Available at: http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (accessed 5 March 2017).
4. Sorokhtin O.G. *Razvitie Zemli* [The Earth evolution]. Moscow, MGU Publ., 2002. 506 p.
5. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 917–929.
6. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gusrkov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the mesozoic–cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
7. Stotskiy V., Isaev V., Fomin M. An assessment of the geotemperature conditions of Bazhenov oil generation (Koltogor mezodepression and its framing structures). *Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2016, vol. 43, 012017. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/43/1/012017.pdf> (accessed 12 April 2017).
8. Kuznetsov V.D., Salnikov A.S., Kanareykin B.A., Titarenko V.V. Paleozoic of the West Siberia in light of the deep seismic research. *Geofizika*, 2010, no. 1, pp. 16–21. In Rus.
9. Kuznetsov V.D., Salnikov A.S., Titarenko V.V. The Paleozoic oil-gas complex of the West Siberia by the data of the deep seismic soundings. *Geofizika*, 2011, no. 4, pp. 18–24. In Rus.
10. Isaev V.I., Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Popov S.A. *Neftgazonosnost Dalnego Vostoka i Zapadnoy Sibiri po dannym gravimetrii, geotermii i geokhimii* [The oil-gas bearing of the Far East and West Siberia by the data of gravity and thermal measurements, and geochemistry]. Tomsk, Polytechnic University Publ. house, 2011. 383 p.
11. Zimina S.V., Tishchenko G.I., Smirnova K.Yu., Eliseeva O.D. Application of the amplitude-interpreting procedure for detection of perspective objects on oil and gas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 318, no. 1, pp. 63–68. In Rus.

12. Petrishchevsky A.M. A viscous layer at the crust-mantle boundary in the Far East of Russia. *Geotectonics*, 2008, vol. 42, no. 5, pp. 357–367.
13. Petrishchevsky A.M. Common features of the tectonosphere deep structure in the Western Pacific Margins (Northeast Asia Region and Australia). *Geotectonics*, 2016, vol. 50, no. 6, pp. 608–623.
14. Petrishchevsky A.M. *Gravitatsionny metod otsenki reologicheskikh svoystv zemnoy kory i verkhnei mantii (v konvergentsnykh i plumbovykh strukturakh Severo-Vostochnoy Azii)* [Gravity method for evaluating rheological properties of the crust and uppermost mantle (in the convergent and plum structures of the North-Eastern Asia)]. Moscow, Nauka Publ., 2013. 192 p.
15. Epov M.I., Antonov E.Yu., Nevedrova N.N., Olenchenko V.V., Pospeeva E.V., Napreev D.V., Sanchaa A.M., Potapov V.V., Plotnikov A.E. Integrated electromagnetic and geochemical surveys for petroleum exploration in the West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 763–774.
16. Napreev D.V., Olenchenko D.V. Kompleksirovanie geofizicheskikh i geokhimicheskikh metodov pri poiske zalezhey uglevodородov v Ust-Timskom raione [Complex of geophysical and geochemical methods when founding hydrocarbon deposits in the Ust-Tim oil-gas region]. *Oil-gas geology. Theory and practices*, 2010, no. 5, pp. 1–8. Available at: www.ngtp.ru/rub/4/6/_2010.pdf (accessed 14 March 2017).
17. Kennet B.L.N., Abdulla A. Seismic wave attenuation beneath the Australasian region. *Australian Journal of Earth Sciences*, 2011, vol. 58, pp. 285–295.
18. Wang L., Hitchman A. Australian continent uncovered by new 3D model. *24th International Geophysical Conference*. Perth, Australia, 13–18 February 2015. Post presentation. Available at: <https://www.aig.org.au/events/24th-international-geophysical-conference-and-exhibition> (дата обращения 20 November 2016).
19. Petrishchevsky A.M. Rheological and geothermal features of the Okhotsk Sea Plume. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 2, pp. 65–76. In Rus.
20. Prokofyev A.A., Kronrod V.A., Kuskov O.L. Raspredeleniya temperatury i plotnosti v litosfernoy mantii Sibirskogo kratona po dannym regionalnykh seismicheskikh modeley [Temperature and density distribution in lithospheric mantle of Siberian craton by the data of the regional seismic models]. *Vestnik otdeleniya nauk o Zemle*, 2009, no. 1 (27), pp. 1–4. Available at: http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2009/informbul-1_2009/planet-20.pdf (accessed 14 March 2017).
21. Osipova E.N. Oil-gas bearing potential (paleo-temperature modeling) of the Low Cretaceous sediments of the Nyurool Basin. *Geofizika*, 2014, no. 2, pp. 70–74. In Rus.
22. Lobova G.A. Oil-gas bearing potential of the Ust-Tim basin. *Geophysical journal*, 2013, vol. 35, no. 4, pp. 28–39. In Rus.
23. Gulenok R.Yu., Isaev V.L., 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.
24. Nomokonova G.G. *Fizika Zemli* [Physics of the Earth]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2007. 109 p.
25. Osipova E., Ivanov V., Smirnov V. and Abramova R. Terrestrial heat flow and its role in petroleum geology. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 27. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012015/pdf> (accessed 14 April 2017).
26. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Post-catagenic transformation of PreJurassic rocks of the West Siberian Basin. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 82–86. In Rus.
27. Moshchnost zemnoy kory [The crust thickness]. *National Atlas of the Russia*. Vol. 2. Available at: geographyofrussia.com (accessed 2 February 2017).
28. Melikhov V.P., Ligin I.V., Piyp V.B. Structure of the crust in the junction zone of the Siberian Craton with West Siberian Plate by the complex of geophysical data. *Geofizika*, 2011, no. 2, pp. 70–79. In Rus.
29. Rostovtsev V.V. *Perspektivy neftegazonosnosti yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Prospects of oil-gas bearing potential of the South East of West Siberian Province]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2012. 240 p.
30. Rostovtsev V.V., Reznik S.N. *Yurskiy kompleks Chulyim-Timskogo mezhdurechya – perspektivnyy objekt dlya poiskov nefiti i gaza v pravoberezhie Obi Tomskoy oblasti* [The Jurassic complex in-between Chulim and Tom rivers – the perspective object for searching oil and gas on the right bank of the Ob River in Tomsk region]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2004. 164 p.

Received: 10 April 2017.

Information about the authors

Aleksandr M. Petrishchevsky, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; head of the laboratory, Institute or Complex analysis of regional problems.

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