

Картирование плотности теплового потока Западной Сибири (юго-восток)

*В.И. Исаев¹, Д.С. Крутенко¹, Г.А. Лобова², Е.Н. Осипова¹,
В.И. Старостенко³, 2021*

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Висагинас, Литва

³Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина

Поступила 25 августа 2021 г.

В пределах крупной зоны нефтенакопления (порядка 120 тыс. км²) на юго-востоке Западной Сибири выполнено картирование плотности теплового потока из доюрского фундамента. Базой для построения карты с сечением изолиний 2 мВт/м² послужили расчетные значения теплового потока для разрезов 200 глубоких скважин. Расчетные значения получены решением обратной задачи геотермии — одномерной начально-краевой задачи для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей. Принятая математическая постановка вполне корректна для моделирования субгоризонтально-слоистого осадочного разреза, наличие конвективной составляющей учитывается расчетом эффективного значения теплового потока. На карте проявляются аномальные особенности распределения плотности теплового потока разного характера. Ранее отмечалось, что на Западно-Сибирской плите в пределах положительных структур осадочного чехла плотность теплового потока на 5—20 % выше по сравнению с его плотностью в зонах отрицательных структур. Действительно, при совместном анализе распределения плотности теплового потока и структурных элементов (Каймысовский свод, Парабельский мегавыступ, особенно Александровский свод и Пудинский мегавал) прослеживается тенденция корреляции структур плиты и повышения плотности теплового потока. Но это не всегда. Так, имеет место совершенно иная корреляция для Средневазюганского мегавала — он характеризуется пониженными значениями теплового потока. Практически отсутствует локализация Нижневартовского свода в распределении плотности теплового потока. Относительно нефтегазоносности отметим следующее. В северной части карты крупная положительная аномалия соответствует зоне Трайгородско-Кондаковского месторождения. В центральной части карты расположены две положительные аномалии: в зоне месторождения Снежное и месторождений Ломовое, Озерное и Катальгинское. В юго-восточной части карты в обрамлении положительной аномалии находятся месторождения Рыбальное, Пинджинское и Мирное.

В статье приведен каталог дискретных значений (по скважинам) и карта теплового потока, которые могут служить «каркасной основой» бассейнового моделирования. Теоретический и практический интерес представляет последующая оценка природы аномалий плотности теплового потока — дифференцированная оценка возможного влияния тектоники, вещественного состава и нефтегазоносности образований фундамента.

Ключевые слова: картирование теплового потока, фундамент, обратная задача геотермии, аномалии теплового потока, юго-восток Западной Сибири.

Введение. Ключевым геодинамическим параметром, определяющим термическую историю материнских отложений, степень реализации генерационного потенциала органического вещества, сингенетичность очагов генерации углеводородов (УВ) и аккумуляции органического вещества, сингенетичность

мулирующих резервуаров, является глубинный тепловой поток [Курчиков, 1992; Исаев и др., 2011; Kutas, Kobolev, 2019]. Значения теплового потока служат основой для бассейнового моделирования при поисках и разведке. Получение значений плотности теплового потока из основания осадочного чехла — один из проблемных и весьма сложных этапов бассейнового моделирования [Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009].

Актуальность картирования значений плотности теплового потока именно для Западно-Сибирского осадочного бассейна обусловлена многообразием геологических, тектонических и геотермических условий, что позволяет перенести сделанные выводы и обобщения на другие нефтегазонасыщенные провинции, а также перспективностью применения полученных результатов при поисково-разведочных работах в самом Западно-Сибирском бассейне.

В качестве территории настоящих исследований приняты земли западных хорошо изученных районов юго-востока Западной Сибири, в которых сконцентрировано большинство месторождений углеводородов Томской области (рис. 1).

Изучению теплового поля Западно-Сибирского бассейна посвящены известные работы Э. Э. Фотиади, А. Э. Конторовича, Н. Н. Добрецова, А. Д. Дучкова, О. В. Веселова, А. Р. Курчикова, Б. П. Ставицкого, Л. С. Соколовой, В. С. Суркова, О. Г. Жеро, В. И. Роменко, С. И. Сергиенко, Я. Б. Смирнова, В. И. Старостенко, Ю. И. Галушкина, М. Д. Хуторского, А. В. Ступаковой, В. И. Исаева, Г. А. Лобовой, В. В. Стоцкого, Е. Н. Осиповой.

Одно из последних картопостроений в изолиниях — это построенная в 1992 г. А. Д. Дучковым с коллегами карта теплового потока для Западной Сибири [Геология ..., 2000] с использованием температур, замеренных в скважинах глубиной 2—3 км (рис. 2). Анализируя исходные данные, авторы карты определили среднюю точность измерения теплового потока, которая оценивается в пределах $\pm(5-6)$ мВт/м². Такая точность позволила построить карту в изо-

линиях через 10 мВт/м². В 1992 г. опубликованы [Курчиков, 1992] схематические карты плотности теплового потока на участках отдельных площадей и месторождений, групп площадей и месторождений с сечением изолиний 2 и 4 мВт/м².

На опубликованной *дискретной* схеме теплового потока [Дучков и др., 2013], в пределах территорий исследований, основная доля значений попадает в градацию 50—70 мВт/м². Повышенные значения градации 70—90 мВт/м² тяготеют к структурам Александровского и Каймысовского сводов. Максимальное единичное значение 90—100 мВт/м² зафиксировано в центральной части Александровского свода. Из легенды, приведенной к схеме (рис. 3), следует, что значения плотности теплового потока приведены с оценкой погрешности порядка $\pm(7-10)$ мВт/м².

Ранее выполненные построения Е. М. Ермаковым и В. А. Скоробогатовым, А. Д. Дучковым, А. Р. Курчиковым, М. Д. Хуторским — это мелкомасштабные дискретные схемы и карты изолиний плотности теплового потока Западно-Сибирского бассейна. Эти схемы охарактеризованы погрешностями $\pm(5-10)$ мВт/м² и сечением изолиний 10—20 мВт/м². Настоящие исследования завершаются детализированной картой теплового потока крупной зоны нефтенакпления (порядка 120 тыс. км²), приуроченной к юго-востоку Западной Сибири. Результат исследований характеризуется погрешностью порядка $\pm 2,0$ мВт/м², что позволяет построить схематическую (рабочую) карту сечением 2 мВт/м².

Следует отметить, что для формирования сводной дискретной модели теплового потока территории исследований привлечены цифровые данные теплового потока по глубоким скважинам, полученные ранее при палеотемпературном моделировании и картографических построениях в пределах Усть-Тымской и Нюрольской мезовападин [Лобова и др., 2018], Колтогорского мезопрогиба [Лобова и др., 2019], Бакчарской мезовападины [Лобова и др., 2020] и Останинской группы месторождений [Исаев и др.,

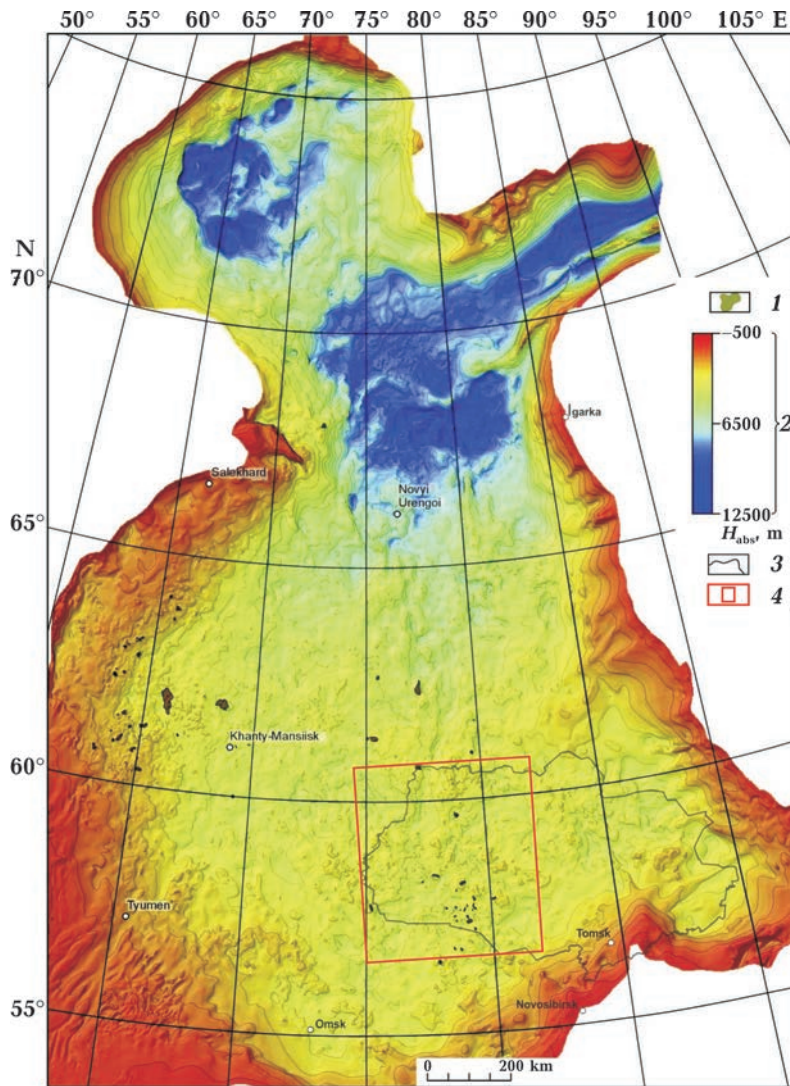


Рис. 1. Положение территории исследований на структурной карте Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений (по [Brekhtunsov et al., 2011]): 1 — месторождения УВ доюрского комплекса; 2 — шкала глубин кровли доюрских образований; 3 — административная граница Томской области; 4 — контур территории исследований.

Fig. 1. Location of research territory on the structure map of Western Siberian Plate by the reference seismic horizon associated with bottom of the Jurassic clastic rocks (by [Brekhtunsov et al., 2011]): 1 — hydrocarbon fields in the pre-Jurassic play; 2 — depth scale of top of the pre-Jurassic clastic rocks; 3 — Tomsk Region boundary; 4 — the research territory.

2019]. Все эти расчетные данные получены по единой методике, излагаемой ниже в настоящей статье.

Краткая характеристика территории исследований. Степень изученности территории Томской области сейсморазведоч-

ными работами неравномерна. Если на западе области средняя плотность сейсмических профилей МОГТ составляет около 1,0 км/км², то в центральной части и на востоке этот показатель колеблется от 0 до 0,4 км/км². На территории области пробурено бо-

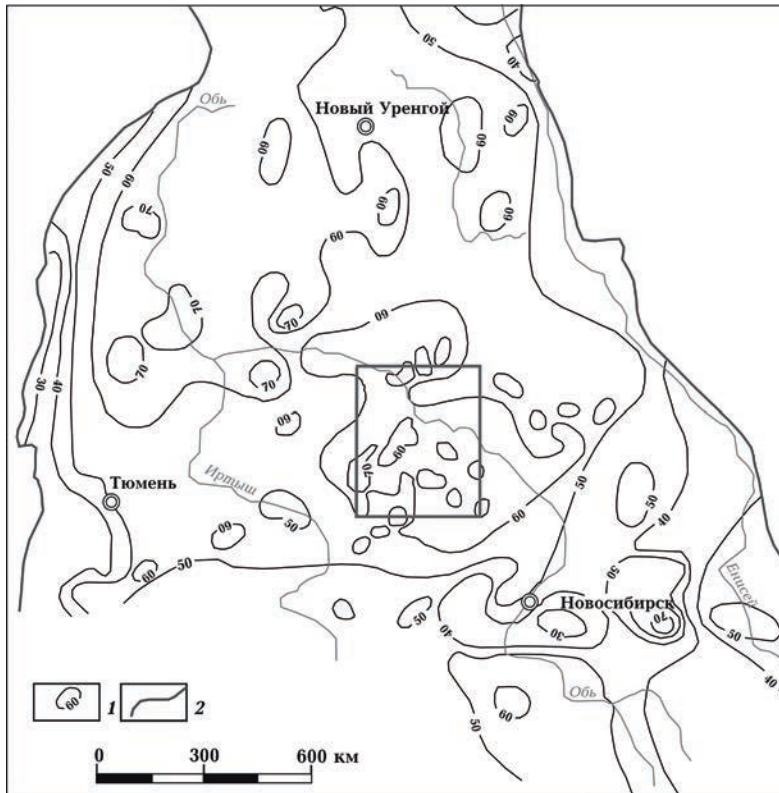


Рис. 2. Положение территории исследований (прямоугольный контур) на карте теплового потока Западно-Сибирской плиты (по [Геология ..., 2000]): 1 — изолинии теплового потока, мВт/м²; 2 — граница Западно-Сибирской плиты.

Fig. 2. Location of research territory (rectangular contour) on the heat flow map of Western Siberian Plate (by [Kontorovich, Surkov, 2000]): 1 — heat flow isolines, mW/m²; 2 — the boundary of Western Siberian Plate.

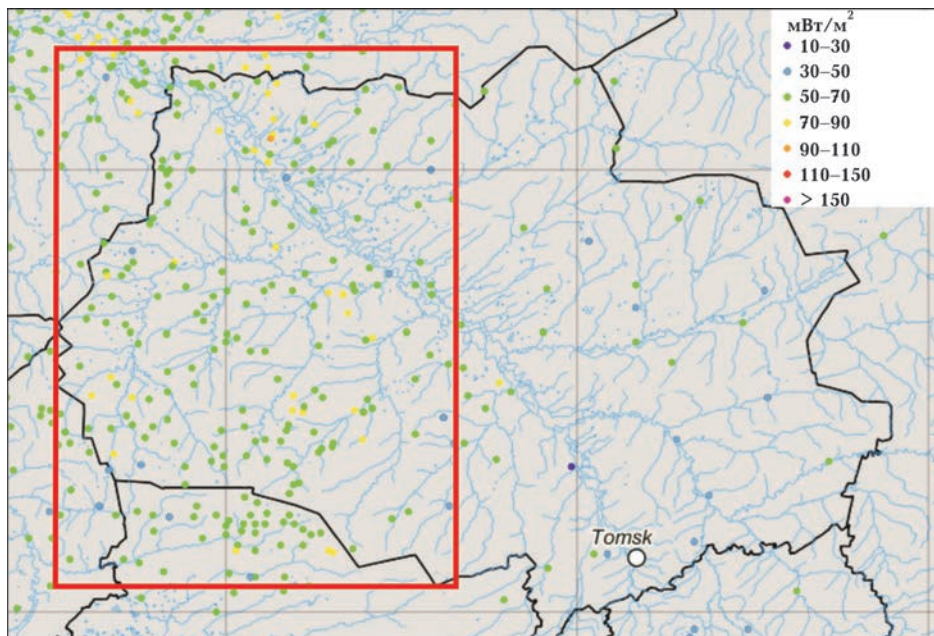


Рис. 3. Положение территории построений (красный контур) на дискретной схеме теплового потока, в пределах границ Томской области и ее обрамления (по [Дучков и др., 2013]).

Fig. 3. Location of mapping territory (red contour) on the discrete scheme of heat flow inside the boundaries of Tomsk Region and in the near vicinity (by [Duchkov et al., 2013]).

лее 1400 скважин, в том числе 7 опорных и 56 параметрических. Изученность области глубоким бурением также неравномерна. Наиболее изученным является запад — Нижневартовский, Каймысовский, Средне-васюганский, Пудинский и Александровский нефтегазоносные районы.

В геологическом строении территории принимают участие породы доюрского фундамента и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Образования фундамента представлены отложениями ордовика, силура, девона и карбона.

В осадочном чехле установлены отложения всех систем мезозоя. Триасовые отложения распространены не сплошным чехлом, а только на отдельных участках. В разрезе юры выделены урманская, тогурская, салатская, тюменская, васюганская (наунакская), георгиевская и баженовская свиты. Нижнеюрские отложения представлены урманской и тогурской свитами. Верхнеюрская баженовская свита распространена практически повсеместно.

Меловые и кайнозойские отложения представлены куломзинской, тарской, вартонской (киялинской), алымской, покурской, кузнецовской, шпатовской, славгородской, ганькинской, талицкой, люлинворской и чеганской свитами.

Месторождения нефти и газа, открытые в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений, сосредоточены, главным образом, в Пудинском нефтегазоносном районе. Месторождения приурочены к различным стратиграфическим уровням. Например, на Останинской площади продуктивны отложения нижнего девона, Южно-Табганской — среднего девона, в породах, датируемых поздним девонам—ранним карбоном, промышленные скопления углеводородов выявлены на Герасимовском месторождении.

Нефтегазопроявления в отложениях ранней юры выявлены более чем в 60 скважинах. Наибольшая часть скважин, в которых в позднеюр-ааленских отложениях присутствуют признаки нефти, сосредоточена в Нюрольской мегавпадине. Большая

часть промышленных запасов УВ связана с верхней батской частью разреза, где открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи на Нижнетабганской, Казанской, Калиновой, Западно-Лугинецкой, Кулгинской, Северо-Ютымской, Смоляной, Герасимовской, Верхнесалатской, Северо-Калиновой и Мыльджинской площадях.

Наличие в разрезе верхней юры исследуемой территории регионально-развитого горизонта Ю₁, являющегося резервуаром для залежей УВ, и перекрывающих его углеродистых глинисто-кремнистых пород баженовской свиты создали исключительно благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

В неокомском нефтегазоносном комплексе промышленные притоки нефти и, реже, газа получены на Советском, Столбовом, Аленкинском, Северном, Южно-Черемшанском, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Гураринском, Соболином месторождениях.

На тектонической карте фундамента в пределах левобережья Томской области [Сурков, Жеро, 1981] глубинные региональные разломы, ограничивающие крупные герцинские структуры, в основном имеют северо-северо-западное направление. Тектонические нарушения, проявившиеся в триасе, пересекают более древние образования вкрест простирания. На исследуемой территории получили развитие три грабен-рифта раннемезозойского возраста, имеющие северо-восточное направление: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузыкский. Фундамент локально прорван интрузивными образованиями кислого, основного и ультраосновного состава.

Перед началом формирования осадочного чехла на поверхность выходит разбитое на блоки глубинными разломами горное плато. В свою очередь, крупные блоки разбиты массой разноориентированных разломов различной амплитуды [Конторович, 2002]. Дизъюнктивные дислокации, закартированные на поверхности сейсмического горизонта Ф₂ (подошва юрских отложений), соотносятся с тектонической актив-

зацией изучаемой территории на протяжении геологического времени формирования осадочного мезозойско-кайнозойского чехла.

Методика расчета плотности теплового потока. Количественная оценка плотности теплового потока из основания осадочного чехла сложна из-за связей с тектоникой, денудационными процессами и климатом, поэтому его моделирование требует комплексного подхода. Такой подход к расчету теплового потока обеспечивает применяемая нами методика, которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений, а также использование данных о распределении геотемператур как современных, так и палеотемператур. Здесь принята математическая модель процесса распространения тепла — одномерная начально-краевая задача для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса [Starostenko et al., 2006; Isaev et al., 2018].

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

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

где λ — теплопроводность, a — температуропроводность, f — плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла, U — температура, Z — расстояние от основания осадочного разреза, t — время. Краевые условия таковы:

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

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

где $q(t)$ — тепловой поток из основания осадочного разреза, $\varepsilon = \varepsilon(t)$ — верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, земная поверхность). Отсю-

да видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными.

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах и время осадконакопления t_i (рис. 4).

Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Такая, относительно простая, модель

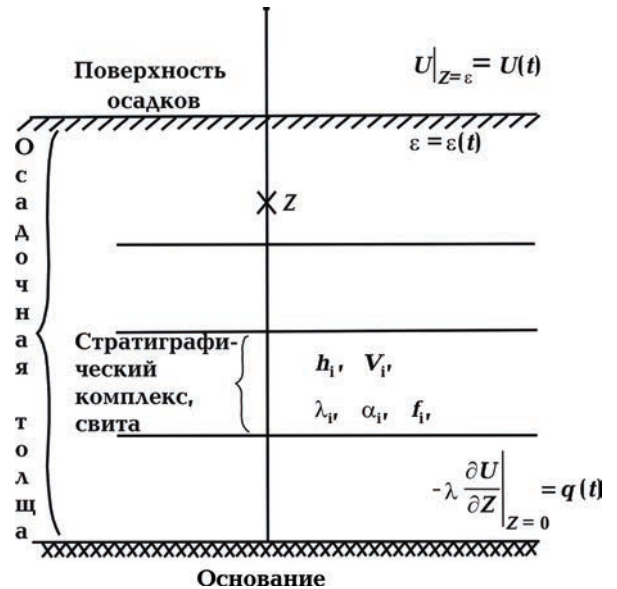


Рис. 4. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ — верхняя граница осадочной толщи; t — время осадконакопления; U — температура; q — тепловой поток; Z_i — точки расчета температур; h_i — мощность; v_i — скорость осадконакопления;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

Fig. 4. The schematics of layered sedimentary section in case of paleotemperature modeling: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ — the upper boundary of clastic rocks; t — sedimentation time; U — temperature; q — heat flow; Z_i — points of temperature calculations; h_i — thickness; v_i — sedimentation rate; λ_i — thermal conductivity; a_i — thermal diffusivity; f_i — density of radioactive sources' thermal extraction.

вполне корректна для моделирования субгоризонтально-слоистого осадочного разреза Западной Сибири. А для территории наших исследований, имеющей депрессионный тип разреза, расположенной в стабильной области Западно-Сибирской плиты, характерна подчиненная роль конвективного механизма выноса глубинного тепла по сравнению с кондуктивным, его роль в суперпозиции может не превышать 1% [Хуторской, 1996]. Вместе с тем присутствие конвективной составляющей также влияет на расчетное эффективное значение теплового потока.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1)–(3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичным «Делам скважин» и «Каталогам литолого-стратиграфических разбивок скважин» (табл. 1).

Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени, увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса, определяют время и скорости осадконакопления. В соответствии с разбивкой задаются параметры седиментационной и теплофизической модели. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений керна и каротажа.

Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [Исаев и др., 2002]. Так, по плотности пород в интервале 2,02–2,46 г/см³ определена их теплопроводность 1,27–1,64 Вт/м·град. Коэффициенты температуропроводности $(6,5–8,0) \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотности тепловыделения радиоактивных источников $(1,1–1,3) \cdot 10^{-6}$ Вт/м³ также определены согласно литологии стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е. соляным источником тепла, и задается

в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [Исаев и др., 2016].

Здесь задачи решаются в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени [Дучков и др., 1982; Курчиков, 2001]. В этом случае решение обратной задачи (*собственно расчет плотности глубинного теплового потока q*) определяется из условия

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

где T_i — «наблюдаемые» значения температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в моменты времени $t = \tau$. Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно.

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

В качестве *входных параметров* для геотемпературной модели (табл. 2) используются пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (ОСВ, R_{vt}^0).

Основным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная согласованность* («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюдаемыми» температурами «максимального палеотермометра» — с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюдаемыми» пластовыми температурами, температурами ОГГ. «Невязка» оптимальна, когда

средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений равна погрешности наблюдений [Strakhov et al., 2000]. В нашем случае статистически установленная погрешность наблюдений составляет $\pm 2^\circ\text{C}$ [Isaev et al., 2018] и ей оптимально соответствуют «невязки» геотемператур (табл. 3).

Распределение плотности теплового

потока. На территории исследований по принятой методике рассчитаны значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза в 200 поисково-разведочных, опорных и параметрических скважинах (см. табл. 3, рис. 5).

Методом интерполяции (Kriging, Surfer) по расчетным значениям построена карта распределения плотности теплового по-

Т а б л и ц а 1 . Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Волковская 1 (Во1, рис. 5)

Свига, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	15	1,64—0	1,64	2,02	1,27	6,5e ⁻⁰⁰⁷	1,1e ⁻⁰⁰⁶
Плиоценовые N ₂	—	1,64—4,71	3,07	—	—	—	—
Миоценовые N ₁	20	4,71—24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e ⁻⁰⁰⁷	1,1e ⁻⁰⁰⁶
Некрасовская nk Pg ₃	224	24,0—32,3	8,3	2,09	1,35	7e ⁻⁰⁰⁷	1,2e ⁻⁰⁰⁶
Чеганская hg Pg ₃₋₂	140	32,3—41,7	9,4	2,09	1,35	7e ⁻⁰⁰⁷	1,2e ⁻⁰⁰⁶
Люлинворская ll Pg ₂	158	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7e ⁻⁰⁰⁷	1,2e ⁻⁰⁰⁶
Талицкая tl Pg ₁	43	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7e ⁻⁰⁰⁷	1,2e ⁻⁰⁰⁶
Ганькинская Pg ₁ —K _{2gn}	148	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7e ⁻⁰⁰⁷	1,2e ⁻⁰⁰⁶
Славгородская sl K ₂	94	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Ипатовская ip K ₂	—	86,5—89,8	3,3	—	—	—	—
Кузнецовская kz K ₂	18	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Покурская pk K ₁₋₂	744	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Алымская a ₂ K ₁	39	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Алымская a ₁ K ₁	22	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Киялинская kls K ₁	426	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Тарская tr K ₁	98	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Куломзинская klm K ₁	303	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e ⁻⁰⁰⁷	1,25e ⁻⁰⁰⁶
Баженовская bg J ₃	19	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e ⁻⁰⁰⁷	1,3e ⁻⁰⁰⁶
Георгиевская gr J ₃	—	151,2—156,6	5,4	—	—	—	—
Васюганская vs J ₃	56	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e ⁻⁰⁰⁷	1,3e ⁻⁰⁰⁶
Тюменская tm J ₁₋₂	141	162,9—208,0	45,1	2,46	1,64	8e ⁻⁰⁰⁷	1,3e ⁻⁰⁰⁶

тока западных районов Томской области (рис. 6).

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: четыре ярко выраженные «положительные аномалии», три крупных и пять относительно небольших по занимаемой территории «отрицательных аномалий», а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии.

В северной части карты крупная положительная аномалия сформировалась в зоне Трайгородско-Кондаковского месторождения (скв. Ко33 и Тг3). В центральной части карты расположены 2 положительные аномалии: в зоне месторождения Снежное (скв. Сн133) и месторождений Ломовое, Озерное и Катильгинское (скв. Ло203, О71, Ка91). В юго-восточной части карты в обрамлении положительной аномалии

расположены месторождения Рыбальное, Пинджинское и Мирное (скв. Ры408, Пин1, Мир415).

Из отрицательных аномалий наиболее крупными являются три: в центральной части карты между двумя положительными аномалиями (скв. Сел1), аномалия в восточной части карты, протягивающаяся от скв. Чар190 до В360, а также аномалия в южной части карты, расположенная к югу от крупной положительной аномалии, в зоне Южно-Табаганского месторождения (скв. Ю-Т130). Остальные отрицательные аномалии сформированы в зоне скважин: на севере — Х1, на юге — Дв-15, СА-1, на юго-востоке — Нью-1, Селв4.

Ранее отмечалось [Ермаков, Скоробогатов, 1986], что на Западно-Сибирской плите в пределах положительных структур на-

Т а б л и ц а 2 . Пример сопоставления измеренных и расчетных температур, рассчитанные значения плотности теплового потока в модели скважины Волковская 1 (Во1, рис. 5)

Глубина измерения параметра, м	Температура, °С					Расчитанный тепловой поток, мВт/м ² /мощность осадочного чехла, м
	Пластовая	ОСВ (R^0_{VT})	ОГГ	Модельная (расчетная)	Разница расчетной и измеренной	
1880	—	—	71	71	0	53/2706
2142	—	—	80	79	+1	
2145	80	—	—	80	0	
2185	82	—	—	81	+1	
2243	82	—	—	83	-1	
2504	—	—	94	91	+3	
2542	—	—	94	92	+2	
2593	—	106	—	110	-4	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С					±2	

Т а б л и ц а 3 . Каталог расчетных значений плотности теплового потока (юго-восток Западной Сибири)

Площадь (месторождение) и номер скважины	Условный индекс скважины (на рис. 5)	Мощность осадочного чехла, м	«Невязка» расчетных и измеренных геотемператур, °С	Расчетный тепловой поток, мВт/м ²
<i>Нюрольская мегавпадина</i>				
Айсазская 1	Ай-1	3153	±4	47
Глуховская 2	Гл-2	3110*	±1	52
Гордеевская 1 параметрическая	Г-1п	3280	±0	52
Западно-Крапивинская 223	ЗК-223	2830*	±3	47
Игольская 2	Иг-2	3181	±2	49
Налимья 3	На-3	3481	±4	50
Нюльгинская 1	Ню-1	3272	±4	38
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2926	±4	43
Северо-Айсазская 1	СА-1	3235	±3	49
Северо-Фестивальная 1	СФ-1	3232	±2	56
Таловая 1	Та-1	2909*	±2	45
Тальянская 1	Т-1	3457	±0	47
Тамратская 1 параметрическая	Т-1п	3276	±2	53
Федюшкинская 4	Фед-4	3286	±0	46
Фестивальная 255	Фе-255	3222	±4	50
Чворовая 1	Чв-1	2940*	±1	52
Южно-Фестивальная 1 параметрическая	ЮФ-1п	3175	±3	48
<i>Усть-Тымская мегавпадина</i>				
Вертолетная 360	В360	3075	±2	48
Западно-Тымская 1	ЗТ1	3267	±5	52
Северо-Мыльджинская 1	СМ1	3022	±1	49
Толпаровская 1	То1	3232	±3	46
Чарусная 190	Чар190	2997*	±0	43
<i>Каймысовский свог</i>				
Аэросейсмическая 100	Аз100	2674	±2	47
Весенняя 250	Вес250	2600*	±0	50
Весенняя 255	Вес255	2667	±1	53
Весенняя 258	Вес258	2701*	±4	53
Волковская 1	Во1	2711	±3	53

Площадь (месторождение) и номер скважины	Условный индекс скважины (на рис. 5)	Мощность осадочного чехла, м	«Невязка» расчетных и измеренных геотемператур, °С	Расчетный тепловой поток, мВт/м ²
Дуклинская 1	Д1	2872	±0	53
Катыльгинская 91	Ка91	2635	±3	57
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ63	2619	±0	56
Озерная 71	О71	2891	±2	53
Оленья 121	Ол121	2832	±0	51
Первомайская 262	П262	2563	±0	53
Шахматная 1	Ша-1	2546	±1	52
<i>Среднеvasюганский мегавал</i>				
Айгольская 11	Ай11	2512	±6	47
Глухаринная 1	Гл1	2915	±1	56
Кильсинская 381	Кл381	2655	±1	45
Колотушная 262	Ко-262п	2735*	±0	51
Мыльджинская 62	Мы-62	2508*	±7	48
Перкатская 9	Пер9	2658	±1	49
Пологая 1	Пол1	2610	±2	48
Путлалымская 86	Пу86	2669	±4	53
Салатская 1 параметрическая	Са-1п	2969	±6	47
Северо-Васюганская 5	СВа5	2437*	±2	51
Сельская 1	Сел1	2693	±4	40
Среднеvasюганская 4	Св4	2370*	±1	52
Средненюрольская 41	СрН41	2495*	±0	45
<i>Парабельский мегавыступ</i>				
Колпашевская 3	**	2773	±3	52
Колпашевская 7	**	2719	±0	51
Новиковская 1 параметрическая	Нов1п	2854	±2	46
Овражная 16	Овр16	2610	±0	53
Снежная 133	Сн133	2576	±4	64
<i>Александровский свог</i>				
Вахская 82	В82	2535	±0	59
Горстовая 90	Го90	2721	±0	63

Горстовая 91	Го91	2496	±1	55
Ильяская 1	Ил1	2712	±1	55
Конторовичская 1	Кт1	2611	±7	57
Круглоозерная 1	Кр1	2482	±0	54
Надеждинская 14	На14	2674	±1	55
Назинская 4	Нз4	2303	±0	70
Нань-Яхская 1	НЯ1	2385	±3	49
Поисковая 1	Пск1	2390	±3	56
Полуденная 221	По221	2407	±3	60
Приграничная 5	Пг5	2410	±2	63
Приграничная 6	Пг6	2400*	±2	62
Северная 204	С204	2490	±1	46
Трайгородская 3	Тг3	2451*	±9	63
Чапаевская 1	Ча1	2466	±0	59
<i>Нижневартовский свог</i>				
Аленкинская 103	Ал103	2742	±0	47
Малореченская 121	Ма121	2640	±2	51
Советская 20	Со20	2730	±0	54
Столбовая 93	Стл93	3053	±0	56
Стрежевская 13	Ст13	2792	±5	46
<i>Пудинский мегавал</i>				
Армичская 1	Ар1	2900	±1	61
Боровая 1	Бо1	2392	±4	60
Верхнекомбарская 290	ВК290	2786	±2	61
Верхнекомбарская 294	ВК294	2759	±2	57
Горелоярская (Средне-Парабельская) 1	ГЯ1	2430	±2	55
Горелоярская 4	ГЯ4	2526	±2	52
Горелоярская 5	ГЯ5	2569	±4	58
Западно-Лугинецкая 183	ЗЛ-183	2680	±0	53
Западно-Останинская 440	***	2750	±1	51
Западно-Останинская 447	***	2790	±0	51
Мирная 413	***	2810	±0	59
Мирная 414	Мир414	2650*	±2	53
Мирная 415	Мир415	2690*	±2	62
Останинская 424	***	2880	±3	54
Останинская 425	***	2825	±3	53
Останинская 428	***	2750	±2	52

Останинская 438	Ост438	2750	±1	54
Останинская 452	***	2895	±2	52
Пинджинская 1	Пин1	2890	±0	61
Пинджинская 4	***	2595*	±0	63
Пинджинская 5	***	2885	±2	53
Рыбальная 405	Ры405	2590	±0	60
Рыбальная 406	***	2550*	±0	62
Рыбальная 408	Ры408	2590	±1	65
Северо-Останинская 1	***	2645	±2	58
Северо-Останинская 11	С-О11	2790	±0	47
Северо-Останинская 7	***	2790	±2	54
Северо-Останинская 8	***	2840	±1	55
Северо-Останинская 9	С-О9	2800	±0	56
Селимхановская 2	***	2430	±2	57
Селимхановская 4	Сел4	2480	±0	51
Селимхановская 5	***	2480	±2	59
Сельвейкинская 2	***	2900	±1	41
Сельвейкинская 3	***	2800	±4	44
Сельвейкинская 4	Селв4	2810	±0	40
Чинжарская 1	Чи1	2391	±3	58
<i>Переходные области</i>				
Александровская 10	А10	2795	±3	62
Амбарская 2	Ам2	2909	±0	46
Арчинская 40	Ар-40	3010	±4	43
Береговая 1п	**	2571	±2	48
Болтная 1	Б1	2645	±1	58
Болтная 3	Б3	2750	±1	55
Водораздельная 1	Во-1	3003	±5	50
Герасимовская (Западно-Останинская) 444	***	2860*	±4	52
Герасимовская 6	***	2870	±2	52
Герасимовская 7	***	2740	±3	51
Герасимовская 12	***	2840	±1	55
Герасимовская 18	***	2890	±4	49
Головная 352	Г352	2818	±2	55
Грушевая 211	Гр211	3208	±1	53
Грушевая 212	Гр212	2802*	±3	54
Грушевая 217	Гр217	3219	±0	51
Даненбергская 4	Дб4	2842*	±1	59

Двуреченская 15	Дв-15	2750*	±2	46
Еллейская 2	Ел-2	2729*	±0	47
Западно-Крыловская 2	ЗК2	3069	±0	52
Западно-Моисеевская 31	ЗМ-31	2780*	±0	45
Западно-Сомовская 9	З-С9	2870	±1	58
Заячья 50	За50	3329*	±3	51
Казанская 2	Каз2	2836	±2	49
Казанская 3	Каз3	2800	±3	50
Казанская 9	***	2850	±1	50
Калиновая 12	***	2905	±0	47
Калиновая 2	***	2907	±0	59
Калиновая 3	К3	2985	±2	46
Калиновая 8	***	2875	±3	43
Квартовая 7	Кв7	3015	±0	47
Киев-Еганская 350	К-Е350	2920*	±0	56
Кичановская 100	Ки100	2825	±0	46
Крыловская 1	КР1	2885	±0	52
Крыловская 2	КР2	2926	±2	54
Кулгинская 141	Ку141	3073	±5	47
Куль-Еганская 1	К-Е1	2997	±0	43
Куль-Еганская 2	К-Е2	3303	±1	52
Ледовая 1	Л1	3044	±2	49
Лесная 206	Лс206	2897	±3	44
Ломовая 203	Ло203	2805*	±0	57
Лосинская 1	Ло1	2995	±5	47
Лымжинская 1	Лм1	2987	±1	47
Матюшкинская 31	Мт31	2858	±1	54
Матюшкинская 34	Мт34	2584*	±0	53
Никольская 2	Н2	2709	±0	58
Ново-Никольская 1 параметрическая	Н-Нк1пар	2948	±2	44
Олимпийская 151	Ол151	2765	±0	53
Парбигская 1	Пар1	2735	±0	55
Парбигская 2	Пар2	2590	±0	62
Пельгинская 1	***	3020	±0	50
Пельгинская 2	Пел2	3040	±0	45
Пельгинская 3	***	2970	±1	50
Передовая 190	Прд190	2815	±9	51
Передовая 192	Прд192	2736	±0	52

Песочно-Дубровская 2	**	987	±0	53
Пионерская 265	Пн265	3198	±0	56
Приколтогорская 2	Пк2	3290	±0	51
Приколтогорская 3	Пк3	3232	±5	50
Проточная 2	Пр2	2761	±7	56
Рабочая 1	Р1	2791*	±0	54
Речная 280	Ре-280	2906	±3	44
Саймовская 1	Са1	3437	±4	47
Северо-Сутыгинская 2	ССут2	3150	±0	52
Северо-Юлжавская 2	СЮ-2	3119	±1	42
Сенькинская 37 параметрическая	С37п	3048	±3	47
Смоляная 1	См1	3040	±1	47
Смоляная 3	См3	2845*	±4	44
Соболиная 171	Соб171	2220*	±1	51
Соболиная 172	Соб172	2923	±2	50
Соболиная 173	Соб173	2863	±2	50
Среднеюлжавская 10	Сю10	3045	±0	44
Сутыгинская 1	Сут1	3142	±0	50
Таволгинская 1	Та1	2545	±2	51
Тамбаевская 1	Там-1	3040	±3	48
Трассовая 317	Т317	2920	±0	52
Тымская 1 параметрическая	**	2916	±2	50
Усть-Тымская 1	У-Т1	2960	±3	49
Хвойная 1	Х1	3136	±1	42
Хылькинская 1	Хы1	3060	±1	50
Чагвинская 1	Ча-1	2905	±4	51
Шингинская 296	Ши-296	2800*	±1	55
Широтная 51	Ш51	3058	±2	45
Широтная 53	***	3070	±0	47
Южно-Пионерская 263	ЮП263	3033	±1	53
Южно-Табаганская 130	Ю-Т130	3000	±2	51
Южно-Табаганская 132	***	3015	±1	36
Южно-Табаганская 133	***	3050	±1	40
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ337	3081	±1	53
Южно-Юганская 17	Ю-Юг17	3086	±0	51
Ясная 21	Я21	2870	±1	52

Примечания: * — вскрытая мощность осадочного чехла, ** — скважина расположена за пределами контура построенной карты, *** — скважина изображена без условного индекса в пределах контура построенной карты.

блюдается повышение значений плотности теплового потока на 5—20 % по сравнению с зонами отрицательных структур, тем большее, чем больше размеры этих структур. Действительно, при совместном анализе распределения плотности теплового потока и структурных элементов *осадочного чехла* (Каймысовский свод, Парабельский мегавыступ, особенно Александровский свод и Пудинский мегавал) прослеживается тенденция корреляции структуры и повышения значения плотности теплового потока (см. рис. 5 и 6). Но это не всегда. Так, имеет место совершенно иная корреляция для Среднеvasюганского мегавала — он характеризуется пониженными значениями теплового потока. Практически отсутствует локализация Нижневартовского свода в распределении плотности теплового потока.

Заключение. Для юго-востока Западной Сибири, в пределах крупной зоны нефтенакопления (порядка 120 тыс. км²) на территории Томской области впервые построена схематическая карта плотности теплового потока из основания осадочного разреза с сечением изолиний 2 мВт/м². Базой для построения карты послужили расчетные значения теплового потока, полученные для разрезов осадочного чехла 200 глубокой скважины. Все расчетные значения получены по единой хорошо апробированной методике, основанной на решении обратной задачи геотермии. Обратная задача сформулирована в рамках математической модели процесса распространения тепла — одномерная начально-краевая задача для

уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса. Принятая модель вполне корректна для моделирования субгоризонтально слоистого осадочного разреза Западной Сибири. Возможное присутствие конвективной составляющей учитывается расчетом эффективного значения теплового потока.

На полученной карте наблюдаются аномальные особенности распределения плотности теплового потока разного характера: ярко выраженные «положительные аномалии», крупные и относительно небольшие по занимаемой территории «отрицательные аномалии», а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии.

Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента могут служить «каркасной основой» бассейнового моделирования, снимая известную проблему первого этапа этого моделирования.

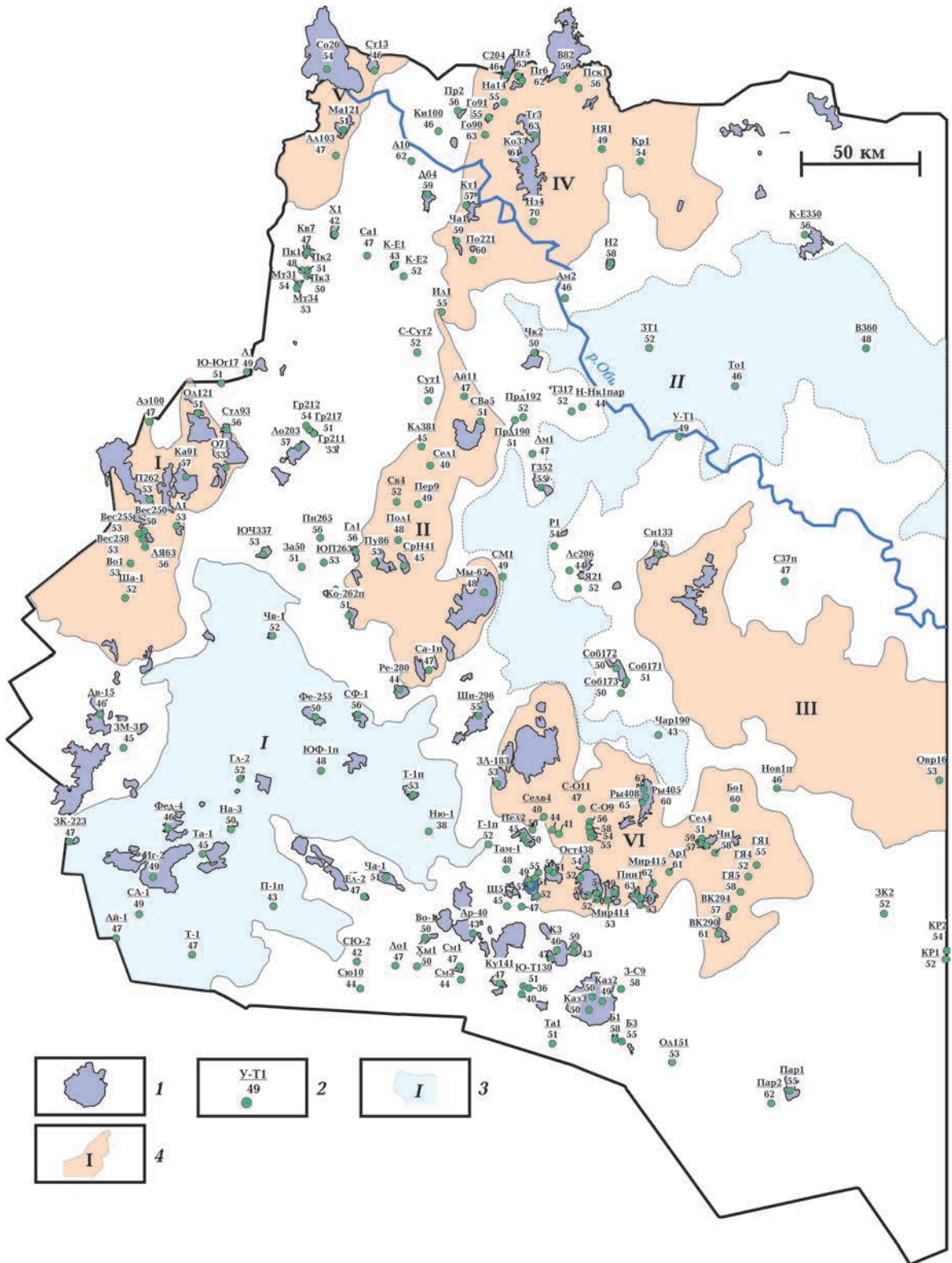
Не меньший теоретический и практический интерес представляет последующая актуальная оценка природы аномалий плотности теплового потока из фундамента осадочного чехла — дифференцированная оценка возможного влияния тектоники, вещественного состава и нефтегазоносности образований фундамента.

Авторы благодарят А.Н. Фомина (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН) за предоставление данных ОСВ (R_{vt}^0) по глубоким скважинам, О.С. Исаеву (Томский филиал

→

Рис. 5. Схема дискретного распределения плотности теплового потока на территории картографических построений: 1 — месторождения УВ; 2 — скважина палеотемпературного моделирования (в числителе ее условный индекс, в знаменателе — расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²); 3, 4 — структуры осадочного чехла I порядка [Конторович, 2002] (3 — отрицательная структура и ее условный номер: I — Нюрольская мегавпадина, II — Усть-Тымская мегавпадина; 4 — положительная структура и ее условный номер: I — Каймысовский свод, II — Среднеvasюганский мегавал, III — Парабельский мегавыступ, IV — Александровский свод, V — Нижневартовский свод); положительная структура осадочного чехла I порядка и ее условный номер [Геология ..., 2004]: VI — Пудинский мегавал).

Fig. 5. The scheme of heat flow density discrete distribution in the mapping territory: 1 — hydrocarbon fields; 2 — well of paleotemperature modeling; identification subscript as a numerator, calculated value of heat flow (mW/m²) as a denominator; 3, 4 — tectonic structures in sedimentary cover of the I order



[Kontorovich, 2002] (3 — negative structure and its identification number: I — Nyurol'ka megadepression, II — Ust-Tym megadepression; 4 — positive structure and its identification number: I — Kaimysov arch, II — Srednevasyugan megaswell, III — Parabel megaarch, IV — Alexandrov arch, V — Nizhnevar-tovsk arch); positive tectonic structure in sedimentary cover of the I order and its identification number [Geology ..., 2004]: VI — Pudino megaswell).

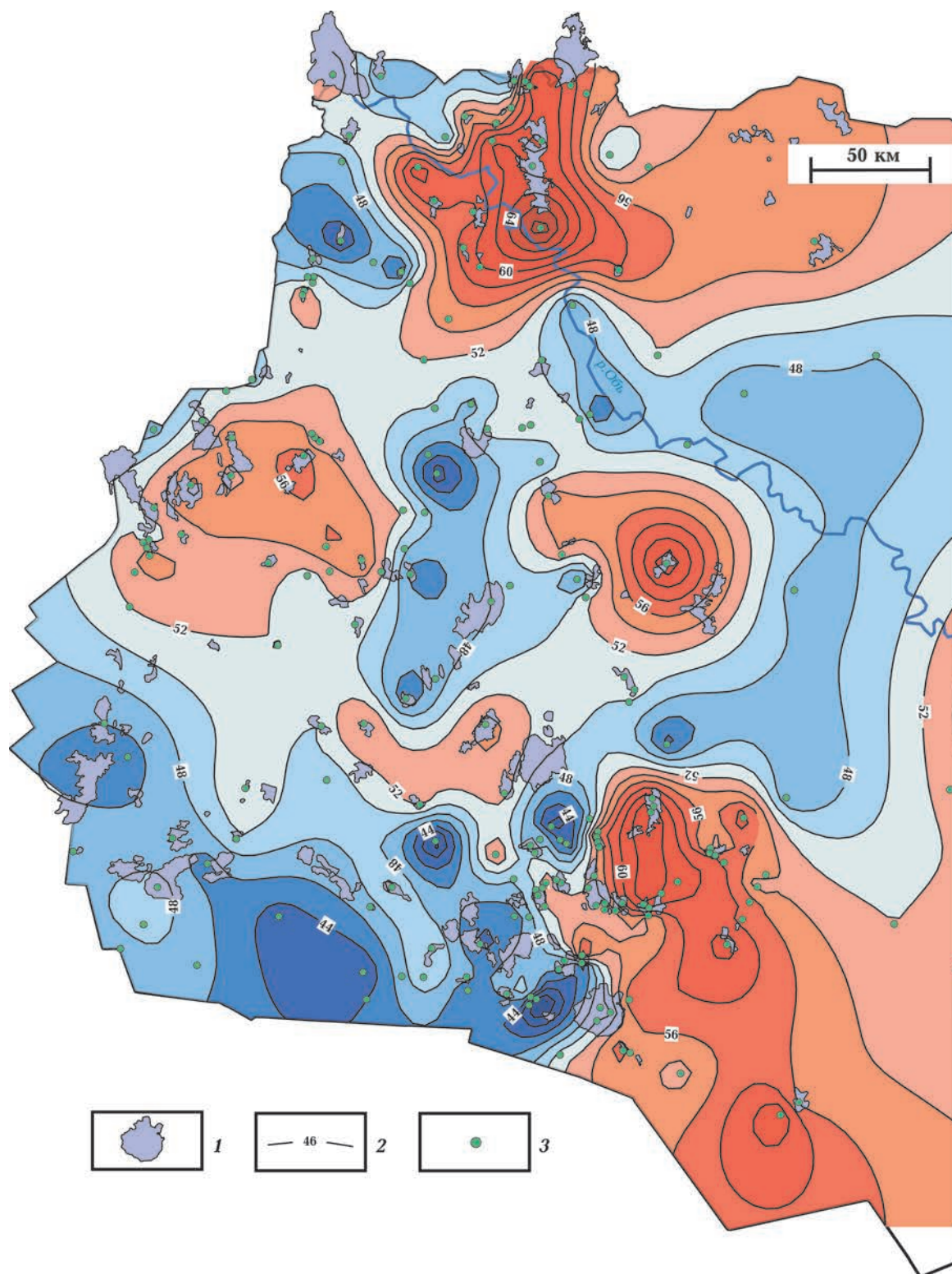


Рис. 6. Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследований (западная часть Томской области): 1 — месторождения УВ; 2 — изолинии теплового потока, мВт/м²; 3 — скважина палеотемпературного моделирования.

Fig. 6. The schematic map of heat flow density within the research territory (western of Tomsk Region): 1 — hydrocarbon fields; 2 — heat flow isolines, mW/m²; 3 — well of paleotemperature modeling.

«Территориального фонда геологической информации по Сибирскому федеральному округу») за предоставление геолого-геофизических данных по глубоким скважинам, площадям глубокого бурения и месторождениям, М.Д. Хуторского (Геологический институт РАН) за консультации по построению карт теплового потока.

Список литературы

- Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. Москва: Научный мир, 2007. 456 с.
- Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас. Ханты-Мансийск: Издание Государственного предприятия Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана», 2004. 148 с.
- Геология и полезные ископаемые России. В 6 томах. Т. 2. Западная Сибирь. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
- Дучков А.Д., Балобаев В.Т., Лысак С.В., Соколова Л.С., Девяткин В.Н., Володько Б.В., Левченко А.Н. Тепловой поток Сибири. *Геология и геофизика*. 1982. № 1. С. 42—51.
- Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е. Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока. *Сборник материалов Международной конференции «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013»*. Т. 2. Вып. № 3. С. 153—157. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/elektronnyy-geotermicheskiy-atlas-sibiri-i-dalnego-vostoka>.
- Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. Москва: Недра, 1986. 222 с.
- Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов. *Геология нефти и газа*. 2002. № 6. С. 48—54.
- Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири. *Геофиз. журн.* 2016. Т. 38. № 4. С. 3—25. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798>.
- Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. Томск: Изд-во ТПУ, 2011. 384 с.
- Исаев В.И., Лобова Г.А., Фомин А.Н., Булатов В.И., Кузьменков С.Г., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Тепловой поток и нефтегазоносность (полуостров Ямал, Томская область). *Георесурсы*. 2019. Т. 21. № 3. С. 125—135. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135>.
- Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 253 с.
- Курчиков А.Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири. *Геология и геофизика*. 2001. Т. 42. № 11-12. С. 1846—1853.
- Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. Москва: Недра, 1992. 231 с.
- Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., Лунова Т.Е., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов). *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40. № 4. С. 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>.
- Лобова Г.А., Лунова Т.Е., Исаев В.И., Коржов Ю.В., Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Тепловой поток и термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопроегиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта). *Геофиз. журн.* 2019. Т. 41. № 5. С. 128—155. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.183640>.
- Лобова Г.А., Меренкова А.С., Кузьменков С.Г.

- Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири). *Геофиз. журн.* 2020. Т. 42. № 2. С. 14—28. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i2.2020.201739>.
- Сурков В.С., Жеро О.Г. *Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты.* Москва: Недра, 1981. 143 с.
- Хуторской М.Д. *Введение в геотермию: курс лекций.* Москва: Изд-во РУДН, 1996. 156 с.
- Brekhuntsov, A.M., Monastirev, B.V., & Nestorov, I.I. (Jr.). (2011). Distribution patterns of oil-and-gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 781—791. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>.
- Hantschel, T., & Kauerauf, A.I. (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling.* Heidelberg: Springer, 476 p.
- Isaev, V.I., Iskorkina, A.A., Lobova, G.A., Starostenko, V.I., Tikhotskii, S.A., & Fomin, A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>.
- Kutas, R.I., & Kobolev, V.P. (2019). The thermal regime of the southern margin East-European craton. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 249(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012034>.
- Starostenko, V.I., Kutas, R.I., Shuman, V.N., & Legostaeva, O.V. (2006). Generalization of the Rayleigh—Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.
- Strakhov, V.N., Golizdra, G.Ya., & Starostenko, V.I. (2000). Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 36(9), 742—762.

Mapping of Western Siberian heat flow (southeast)

V.I. Isaev¹, D.S. Krutenko¹, G.A. Lobova², E.N. Osipova¹,
V.I. Starostenko³, 2021

¹National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

²Visaginas, Lithuania

³S.I. Subbotin Institute of Geophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine

This paper maps the heat flow density from the pre-Jurassic basement within a large territory of oil accumulation (circa 120 thousand sq. km) in the South-East of Western Siberia. Values of heat flow, calculated for 201 deep wells, comprise a dataset for developing the map with contour lines for every 2 mW/m². These values were calculated by solving the inverse problem of Geothermy — one-dimensional initial-boundary value problem for equation of thermal conductivity in a solid with the moving upper boundary. The accepted mathematical statement is sufficiently accurate for modeling near horizontal bedded sedimentary section: existence of heat flow convective component is taken into account via calculation of an effective heat flow value. The map shows different types of anomalous features of heat flow density distribution. Previously it was stated for Western Siberian Plate that values of deep heat flow within positive tectonic structures of sedimentary cover are 5—20 % higher than within negative tectonic structures. As it is, combined analysis of deep heat flow density distribution and location of tectonic structures (Kaimysov arch, Parabelmegaarch, especially Alexandrov arch and Pudino mega swell) shows tendency

among positive tectonic structures for increasing deep heat flow value. However, it is not always so. For example, there is the utterly different correlation for the Srednevasyugan mega swell. This structure is characterized with lower heat flow. The location of the Nizhnevartovsk arch is almost untraceable in the deep heat flow density distribution. Concerning oil-and-gas potential, we note the following. A large positive anomaly has formed in the zone around the Traigorodsko-Kondakov field in the north. Two positive anomalies are in the central part of the map: around the Snezhnoe field and close by the Lomovoe, the Ozernoe and the Katylgin fields. Such fields as the Rybalnoe, the Pindzhin and the Mirnoe surround a positive anomaly in the southeastern part of the map.

This paper contains a catalogue of discrete values (by wells) and a map of heat flow, which may be used as a «framework» in basin modeling. Upcoming research concerning origin of heat flow density anomalies — graded assessment of possible influence of tectonics, material composition and oil-and-gas potential of basement rocks has theoretical and practical significance.

Key words: heat flow mapping, basement, inverse problem of Geothermy, heat flow anomalies, southeast of Western Siberia.

References

- Galushkin, Yu.I. (2007). *Sedimentary basins modeling and assessment their oil-gas generation*. Nauchniy Mir, 456 p. (in Russian).
- Geology and oil-and-gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug: atlas. (2004). Khanty-Mansiysk: Publication of the State Enterprise of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug «V.I. Spielman Scientific and Analytical Center for Rational Subsoil Use», 148 p. (in Russian).
- Kontorovich, A.E., & Surkov, V.S. (Eds.). (2000). *Geology and mineral resources of Russia. In 6 volumes. Vol. 2. Western Siberia*. St. Petersburg: VSEGEI Publ. House, 477 p. (in Russian).
- Duchkov, A.D., Balobaev, V.T., Lysak, S.V., Sokolova, L.S., Devyatkin, V.N., Volod'ko, B.V., & Levchenko, A.N. (1982). Heat flow in Siberia. *Geologiya i Geofizika*, (1), 42—51 (in Russian).
- Duchkov, A.D., Sokolova, L.S., & Ayunov, D.E. (2013). Electronic geothermal atlas of Siberia and Far East. Collection of materials of the International Conference «Interexpo GEO-Siberia-2013» (Vol. 3, pp. 153—157). Retrieved from <http://cyberleninka.ru/article/n/elektronnyy-geotermicheskiy-atlas-sibiri-i-dalnego-vostoka> (in Russian).
- Ermakov, V.I., & Skorobogatov, V.A. (1986). *Thermal field and oil-and-gas potential of young plates within USSR*. Moscow: Nedra, 222 p. (in Russian).
- Isaev, V.I., Gulenok, R.Yu., Veselov, O.V., Bychkov, A.V., & Soloveychik, Yu.G. (2002). Computer technology of the integrated assessment of oil-and-gas potential of sedimentary basins. *Geologiya nefti i gaza*, (6), 48—54 (in Russian).
- Isaev, V.I., Iskorkina, A.A., Lobova, G.A., & Fomin, A.N. (2016). Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum basins and togur suites southeastern West Siberia. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 38(4), 3—25. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v38i4.2016.107798> (in Russian).
- Isaev, V.I., Korzhov, Ju.V., Lobova, G.A., & Popov, S.A. (2011). Oil-and-gas potential of the Far East and Western Siberia by Gravimetry, Geothermy and Geochemistry. Tomsk: TPU Publishing House, 384 p. (in Russian).
- Isaev, V.I., Lobova, G.A., Fomin, A.N., Bulatov, V.I., Kuzmenkov, S.G., Galieva, M.F., & Krutenko, D.S. (2019). Heat flow and presence of oil-and-gas (the Yamal peninsula, Tomsk region). *Georesursy*, 21(3), 125—135. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.125-135> (in Russian).
- Kontorovich, V.A. (2002). *Tectonics and oil-and-gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia*. Novosibirsk: Publishing House of the SB RAS, 253 p. (in Russian).
- Kurchikov, A.R. (2001). The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia. Russian

- Geologiya i Geofizika*, 42(11-12), 1846—1853 (in Russian).
- Kurchikov, A.R. (1992). *Hydrogeothermal criteria of oil-and-gas potential*. Moscow: Nedra, 231 p. (in Russian).
- Lobova, G.A., Isaev, B.I., Kuzmenkov, S.G., Luneva, T.E., & Osipova, E.N. (2018). Oil-and-gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 40(4), 73—106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>.
- Lobova, G.A., Luneva, T.E., Isaev, V.I., Fomin, A.N., Korzhov, J.V., Galieva, M.F., & Krutenko, D.S. (2019). The heat flow, thermal history of the oil source Lower Jurassic Togurskaya suite and oil-and-gas potential of the Paleozoic of the Koltogor mezodepression (southern segment of the Koltogor-Urengoy paleorift). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 41(5), 128—155. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.183640> (in Russian).
- Lobova, G.A., Merenkova, A.S., & Kuz'menkov, S.G. (2020). Heat flow, thermal history of the source Lower Jurassic Togur suite and hydrocarbon presence in the Bakchar mezodepression (South-East of West Siberia). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 42(2), 14—28. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i2.2020.201739>.
- Surkov, V.S., & Zhero, O.G. (1981). *The basement and platform development of Western Siberian Plate*. Moscow: Nedra, 143 p. (in Russian).
- Khutorskiy, M.D. (1996). *Introduction to Geothermy: lecture course*. Moscow: Publishing House of RUDN, 156 p. (in Russian).
- Brekhuntsov, A.M., Monastirev, B.V., & Nestorov, I.I. (Jr.). (2011). Distribution patterns of oil-and-gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), 781—791. <https://doi.org/10.1016/j.rggg.2011.07.004>.
- Hantschel, T., & Kauerauf, A.I. (2009). *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Heidelberg: Springer, 476 p.
- Isaev, V.I., Iskorkina, A.A., Lobova, G.A., Starostenko, V.I., Tikhotskii, S.A., & Fomin, A.N. (2018). Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), 310—329. <https://doi.org/10.1134/S1069351318020064>.
- Kutas, R.I., & Kobolev, V.P. (2019). The thermal regime of the southern margin East-European craton. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 249(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012034>.
- Starostenko, V.I., Kutas, R.I., Shuman, V.N., & Legostaeva, O.V. (2006). Generalization of the Rayleigh—Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 42(12), 1044—1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>.
- Strakhov, V.N., Golizdra, G.Ya., & Starostenko, V.I. (2000). Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 36(9), 742—762.

Картування густини теплового потоку Західного Сибіру (південний схід)

В.І. Ісаєв¹, Д.С. Крутенко¹, Г.А. Лобова², Є.М. Осипова¹, В.І. Старостенко³, 2021

¹Національний дослідницький Томський політехнічний університет, Томськ, Росія

²Vicaginas, Литва

³Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, Київ, Україна

У межах великої зони нафтонакопичення (близько 120 тис. км²) на південному сході Західного Сибіру виконано картування густини теплового потоку з доюрського фундаменту. Базою для побудови карти з перерізом ізоліній 2 мВт/м² були розрахункові значення теплового потоку для 201 розрізу глибокої свердловини. Розрахункові значення отримано розв'язанням оберненої задачі геотермії — одновимірної початково-крайової задачі для рівняння теплопровідності твердого тіла з рухомою верхньою межею. Прийнята математична постановка цілком коректна для моделювання субгоризонтально-шаруватих осадових розрізів, наявність конвективної складової враховано розрахунком ефективного значення теплового потоку. На карті виявлено аномально особливості розподілу густини теплового потоку різного характеру. Раніше зазначалось, що у Західносибірській плиті в межах позитивних структур осадового чохла густина теплового потоку на 5—20 % більша його густини в негативних структурах. Дійсно, спільний аналіз розподілу густини теплового потоку та структурних елементів (Каймисівське склепіння, Парабельський мегавиступ, особливо Олександрівське склепіння та Пудинський мегавал) виявив тенденцію кореляції структур плити та підвищення густини теплового потоку, але не завжди. Так, отримано іншу кореляцію для Середньовасюганського мегавала — він характеризується нижчими значеннями теплового потоку. Практично відсутня локалізація Нижньовартівського склепіння у розподілі густини теплового потоку. Щодо нафтогазоносності зазначимо таке. У північній частині карти велика позитивна аномалія сформувалася у зоні Трайгородсько-Кондаківського родовища. У центральній частині карти розташовані дві позитивні аномалії: у зоні родовища Сніжне та родовищ Ломове, Озерне та Катильгінське. У південно-східній частині карти в обрамленні позитивної аномалії розміщуються родовища Рибальне, Пінджинське та Мирне.

У статті наведено каталог дискретних значень (за свердловинами) та карта теплового потоку, які можуть бути «каркасною основою» басейнового моделювання. Теоретичний та практичний інтерес становить таке оцінювання природи аномалій густини теплового потоку — диференційоване оцінювання можливого впливу тектоніки, речовинного складу та нафтогазоносності порід фундаменту.

Ключові слова: картування теплового потоку, фундамент, обернена задача геотермії, аномалії теплового потоку, південний схід Західного Сибіру.