

УДК 553.98:551.763:550.836

КАРТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА КРОВЛИ ФУНДАМЕНТА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Исаев Валерий Иванович¹,
isaevvi@tpu.ru

Лобова Галина²,
lobovaga@tpu.ru

Меренкова Анна Сергеевна¹,
a.merenckowa@yandex.ru

Осипова Елизавета Николаевна¹,
osipovaen@tpu.ru

Кузьменков Станислав Григорьевич³,
ksg.1948@yandex.ru

Фомин Александр Николаевич⁴,
FominAN@ipgg.sbras.ru

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

² Независимый эксперт в области нефтегазовой геологии и геофизики,
Литва, 31102, г. Висагинас, ул. Висагино, 25-25.

³ Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

⁴ ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3.

Актуальность изучения востока Томской области, его нераспределенного фонда недр определяется перспективностью и недоизученностью правобережья реки Оби. Недропользователь не желает там рисковать, государство тоже. Когда добыча на нефтепромыслах левобережья упадет до критического уровня рентабельности, нефтяные компании вынуждены будут осваивать восточные районы. Уже сейчас на правобережье выявлен ряд перспективных участков для поискового бурения.

Целью исследований геологов и геофизиков нефтяной отрасли Западной Сибири, и в частности Томской области, становится существенный прирост запасов и, соответственно, предотвращение снижения добычи нефти. В этом заключается цель и настоящей работы.

Объектом исследования являются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, для чего требуется решение научной проблемы теоретического и экспериментального изучения термодинамики и вещественного состава палеозоя Западной Сибири. Ключевым геодинамическим параметром, определяющим геотемпературы и время воздействия их на очаги генерации углеводородов, является тепловой поток кровли фундамента. Он служит основой для бассейнового моделирования при поисках и разведке. Для исследований в «одном ключе» перспектив нефтегазоносности слабоизученной Бакчарской мезовпадины и участков предварительного прогноза Восточно-Пайдугинской мегавпадины выполнены построения и общий анализ карты плотности теплового потока кровли фундамента востока Томской области.

Методы. Для выполнения моделирования применялось оригинальное ПО «ТерлоDialog». Этот программный комплекс реализует специально сформулированные прямые и обратные задачи геотермии в условиях седиментации. Определение величины плотности теплового потока из кровли фундамента осложняется учетом множества процессов, происходящих как в недрах, так и на поверхности Земли. Поэтому при расчетах применен интегральный подход, позволяющий учитывать эти процессы с помощью сопряженных структурно-тектонических реконструкций. Исходными данными для модели являются измеренные при опробованиях скважин пластовые температуры, а также снятые с диаграмм температурного градиента. Значения отражательной способности витринита и теплофизических свойств горных пород систематически пополняют базу данных ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН аналитическими исследованиями под руководством А.Н. Фомина и А.Д. Дучкова.

Результаты. На северо-восточную часть территории Томской области впервые, на базе расчетов 59 параметрических, опорных и поисково-разведочных скважин, подготовлена карта (в изолиниях через 2 мВт/м²) плотности теплового потока из осадочного разреза. Значения теплового потока получены по единой хорошо апробированной методике, основанной на решении обратной задачи геотермии. По части постановки задачи выполненной научной работы решена известная доля научной проблемы теоретического и экспериментального изучения термодинамики верхней части палеозоя. Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента могут служить «каркасной основой» корректного бассейнового моделирования участка Бакчарского района исследований и слабоизученного крупного района Восточно-Пайдугинской мегавпадины. Этот район, учитывая низкие значения современного теплового потока, не перспективен по осадочному чехлу. Однако определения показателя отражения витринита палеозойского разреза могут существенно расширить перспективы нефтегазоносности коры выветривания и верхних горизонтов палеозоя.

Выводы. Важным результатом будет построенная на следующем этапе единая карта плотности теплового потока кровли фундамента Томской области, на территории которой получили развитие три грабен-рифта: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузиковский. Этот факт представляет особый интерес и требует отдельного тщательного рассмотрения.

Ключевые слова:

Прирост запасов УВ на землях востока Томской области, карта плотности теплового потока из кровли фундамента, теоретическое и экспериментальное изучение термодинамики и вещественного состава палеозоя.

Введение

Западная Сибирь остается основной базой нефтедобычи России. Но прирост запасов не превышает объемы их извлечения. Для поддержания существующего уровня добычи до 2035 г. нужно прирастить запасы не менее чем на 10 млрд т. Пока Россия в 10 раз быстрее «проедает» запасы, чем успевает их восполнить. По газу темп истощения запасов за последние три года ускорился вдвое [1]. Актуальным направлением нефтедобывающей отрасли Западной Сибири, и в частности Томской области, становится существенный прирост запасов и, соответственно, предотвращение снижения добычи нефти. Обсужда-

ются и реализуются два направления решения этой проблемы – и «в глубину», и «в ширь».

Объекты «в глубину» интересны тем, что они расположены в старых районах нефтедобычи с развитой инфраструктурой (рис. 1). Это земли распространения ачимовских клиноформ Нюрольской мегавпадины, резервуаров сланцевых баженовской и тогурской формаций Нюрольской мегавпадины и Колтогорского мезопргиба. К таким объектам по обустройству инфраструктуры можно отнести слабоизученные нижнеюрские свиты и доюрский нефтегазоносный комплекс Усть-Тымской мегавпадины и Бакчарской мезовпадины, центральной части и юго-востока Томской области.

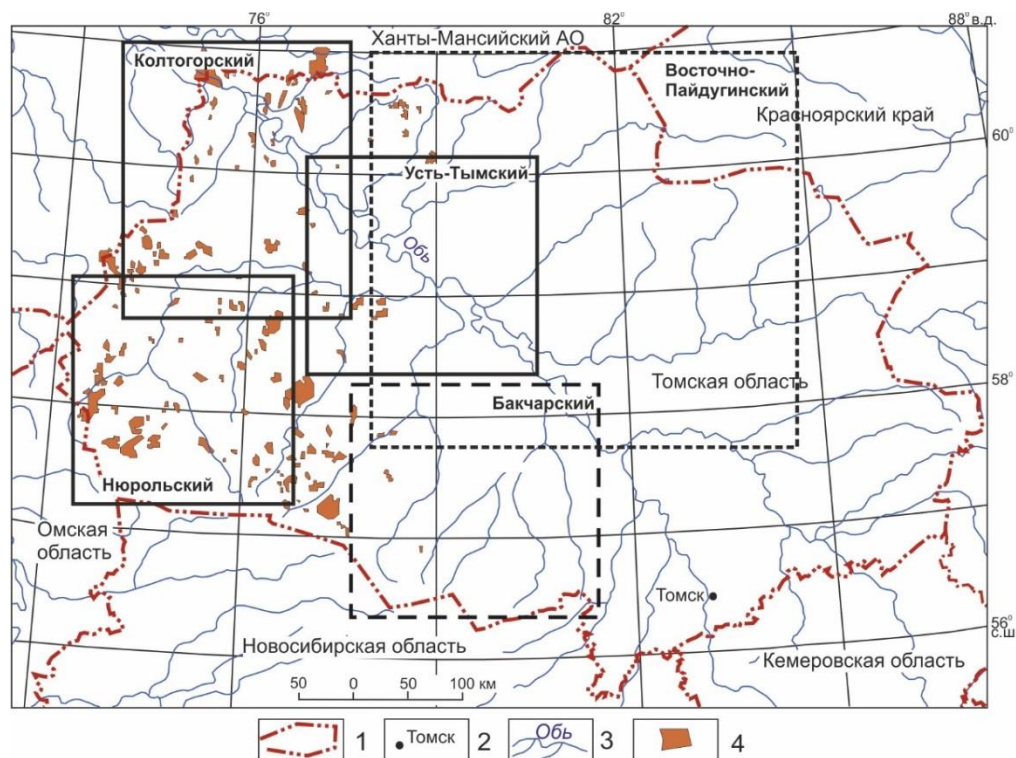


Рис. 1. Положение Колтогорского, Нюрольского, Усть-Тымского, Бакчарского и Восточно-Пайдугинского районов исследований на территории Томской области и размещение месторождений углеводородов (проекция Гаусса-Крюгера эллипсоид Красовского): 1 – административная граница Томской области; 2 – населенный пункт; 3 – речная сеть; 4 – месторождение. Районы авторских исследований ачимовских клиноформ (Нюрольский), резервуаров сланцевых баженовской и тогурской формаций (Нюрольский, Колтогорский), слабоизученных нижнеюрских свит и доюрского НКГ (Усть-Тымский, Бакчарский), схематического картирования очагов генерации тогурской нефти (Бакчарский), предварительного прогноза нефтеносности коры выветривания (Бакчарский и Восточно-Пайдугинский)

Fig. 1. Location of the Koltogor, Nyurool, Ust-Tym, Bakchar and East-Paidugin research regions in the Tomsk region and the location of hydrocarbon deposits (Gauss-Kruger projection Krasovsky ellipsoid): 1 – administrative border of the Tomsk region; 2 – settlement; 3 – river network; 4 – oil and gas field. Areas of author's studies of Achimov clinoforms (Nyurool), reservoirs of shale Bazhenov and Togur formations (Nyurool, Koltogor), poorly studied Lower Jurassic suites and pre-Jurassic oil and gas complex (Ust-Tym, Bakchar), schematic mapping of Togur oil generation centers (Bakchar), preliminary forecast of oil content of the weathering crust (Bakchar and East Paidugin)

Клиноформы неокома по-прежнему привлекательны, т. к. дифференцируются по характеру насыщения. Для решения этой задачи проведены и проводятся значительные научные исследования [2].

По проблеме сланцевой нефти, под руководством акад. А.Э. Конторовича, получены и опубликованы экспериментальные материалы, свидетельствующие об уникальных текстурно-структурных преобразованиях пород баженовской свиты при температурах глубин главной зоны нефтеобразования. Показано, что геотемпературы являются основным фактором не только интенсивности и объемов генерации УВ, но и образования вторичного пустотного пространства («органической пористости» [3]) – «сланцевого» резервуара.

Общезвестно, что баженовская свита имеет повсеместное распространение в Западной Сибири [4]. Начальные суммарные геологические ресурсы баженовско-абалакского нефтегазонасного комплекса только в Югре оцениваются в 11 млрд т и, следовательно, подлежат приоритетному хозяйственному освоению. Если прогнозно-поисковые разработки проекта «Бажен» становятся в какой-то мере открытыми для научной общественности, то результаты экспериментального бурения и промысловых работ на полигоне «Бажен», расположенном в ХМАО, не вынесены на широкую научную дискуссию.

В последнее время значительное внимание обращается на доюрский НГК. В 2017 г. при поддержке администрации Томской области был заявлен первый проект от ООО «Газпромнефть–Восток» по разработке технологий поисков трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородного сырья из доюрских отложений Томской области [5, 6]. Некоторые итоги исследовательских работ отражены в материалах Всероссийской научной конференции. В подсекции 2 «Поиски и разведка нефти и газа» приведен только один доклад, в котором установлены и рекомендованы геофизические и петрофизические характеристики юрского разреза как прогностические показатели для поисковой оценки нефтегазонасности доюрского (палеозойского) разреза [7]. Серьезный отзыв этому докладу дан академиком А.Э. Конторовичем: «методика требует проверки». Следует заметить, что результаты, озвученные в этом докладе, были получены инициативными исследованиями.

Вероятно, будет к месту упомянуть оценки участников конференции, в связи с так называемой «декарбонизацией». На пленарном заседании д. г.-м. н. А.М. Брехунцов высказал озабоченность своевременным расселением работников нефтегазового комплекса Сургута и Нижневартовска в связи с предстоящим сокращением и ликвидацией Западно-Сибирского нефтяного центра. В свою очередь, академик А.Э. Конторович дал прогноз последствий «декарбонизации», последствий, которые соизмеримы с горбачевской перестройкой. Позиция ученых и геологов Республики Татарстан сводится к интенсивному развитию карбоновых полигонов «Карбон-Поволжье» как центра сбора данных, которые в дальнейшем могут быть интегрированы в общую модель эмиссии и

стоков парниковых газов [8]. В то же время ставится стратегическая задача на ближайшие 20–30 лет обеспечить страну конкурентными на мировом рынке углеводородами, которые необходимо добывать экономично, экологично, с низким углеродным «следом».

Тем не менее необходимо активно вовлекать в разработку ТРИЗ нефти, в частности, потенциально богатые залежи в доюрском комплексе, к которому приурочены скопления с начальными геологическими запасами нефти всех категорий порядка 0,5–1,0 млрд т. Полагается, что для юго-востока Западной Сибири (Томская область) освоением доюрского НГК ежегодно можно добывать, начиная с 2025 г., до 1,3 млн т нефти. Ожидается, что в перспективе палеозойские залежи обеспечат до половины всей областной нефтедобычи [1].

Ко второму направлению («в ширь» – новые нефтегазонасные районы) относится арктический шельф, освоение которого, в силу комплекса причин, откладывается на неопределенное время. В этом же ряду стоит проблема повышения коэффициента нефтеотдачи – КИН [9]. Но здесь та же ситуация, что и с освоением шельфа. И с этими эффективными методами та же проблема – под санкции попало импортное оборудование для вскрытия [10–20].

Левобережье реки Оби хорошо изучено и представляет собой распределенный фонд, а «вширь» – это нераспределенный фонд, недоизученное правобережье. Недропользователь не желает там рисковать своими деньгами, государство тоже на этом экономит. Но рано или поздно (когда добыча упадет до критического уровня рентабельности) нефтяные компании вынуждены будут осваивать новые территории, если их не опередит государство [21]. Уже сейчас на правобережье выявлен ряд перспективных участков для поискового бурения.

Ключевым геодинамическим параметром, определяющим геотемпературы и время воздействия их на очаги генерации углеводородов, является тепловой поток кровли фундамента. Он служит основой для бассейнового моделирования при поисках и разведке. Вместе с тем известно, что корректно восстановить плотность глубинного теплового потока Земли, особенно на границе фундамента и осадочного чехла (кровли фундамента) – один из непростых, проблемных этапов моделирования [22–25].

В связи с этим на юго-востоке Западной Сибири, в пределах крупной зоны нефтенакопления (порядка 120 тыс. кв. км), выполнено картирование распределения плотности теплового потока кровли фундамента [26]. Карта с сечением изолиний 2 мВт/м^2 получена интерполяцией расчетных значений для разрезов 200 глубоких скважин (рис. 2, а).

Для исследований в «одном ключе» перспектив нефтегазонасности слабоизученной Бакчарской мезовпадины и участков предварительного прогноза Восточно-Пайдугинской мегавпадины далее выполнено построение и общий анализ карты плотности теплового потока кровли фундамента востока Томской области. Здесь в качестве подложки (рис. 3) для контуров районов исследований использована одна из последних карт, построенная в 1992 г. А.Д. Дучковым с кол-

легами, в изолиниях, с сечением 10 мВт/м^2 . При построении этой карты анализировались пластовые температуры, полученные в глубоких скважинах.

Здесь нужно сказать, что для района Бакчарской мезовпадины и прилегающих к ней структур ранее выполнен предварительный прогноз нефтегазоносно-

сти доюрской коры выветривания. Осуществляются аналогичные корректно-уточняющие работы и на северо-востоке Томской области, приуроченные к Восточно-Пайдугинской мезавпадине и структурам ее обрамления, где прослеживается значительное увеличение мощности нижнеюрских отложений [27].

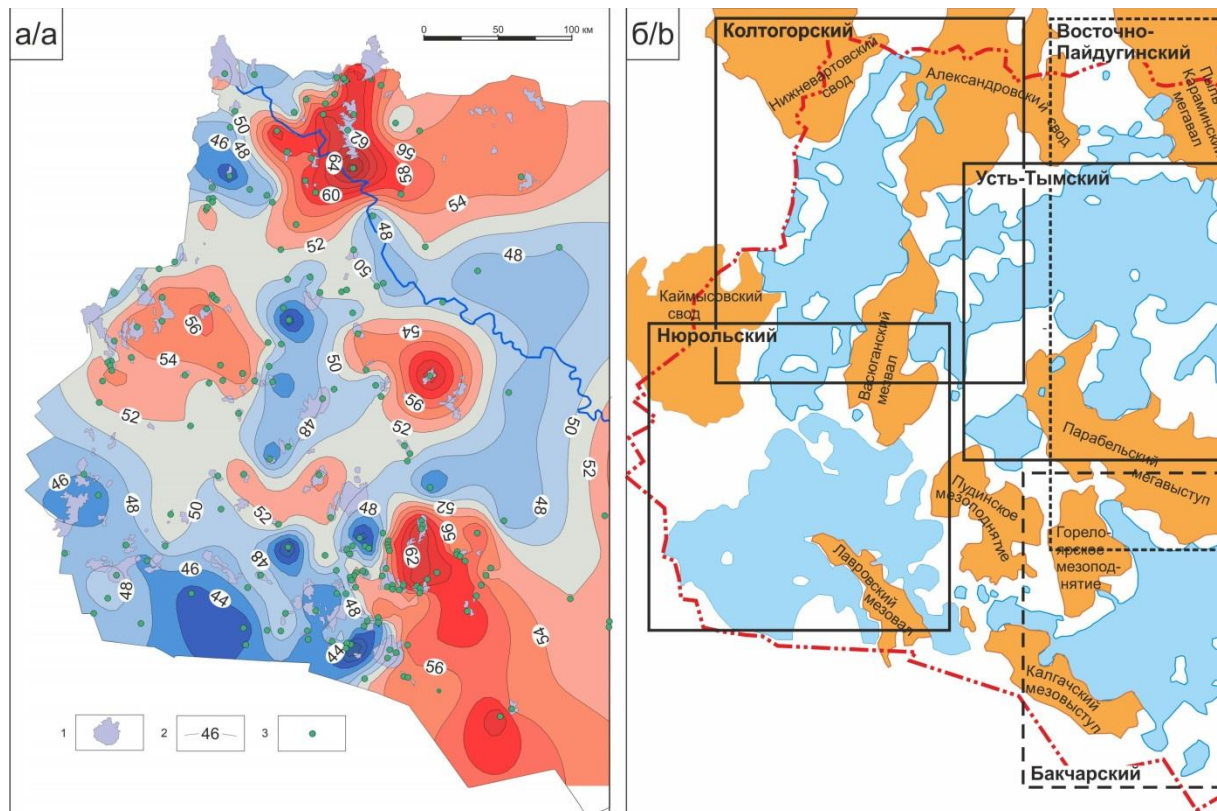


Рис. 2. Западная часть Томской области. Фрагмент схематической карты теплового потока кровли фундамента (а) в сопоставлении с положительными тектоническими элементами осадочного чехла (б): 1 – месторождения УВ; 2 – изолинии плотности теплового потока, мВт/м^2 ; 3 – представительная скважина, использованная для палеотемпературного моделирования

Fig. 2. Western part of the Tomsk region. The fragment of the heat flow schematic map of the foundation roof (a) in comparison with the positive tectonic elements of the sedimentary cover (b): 1 – hydrocarbon deposits; 2 – isolines of heat flow density, mW/m^2 ; 3 – representative well used for paleotemperature modeling

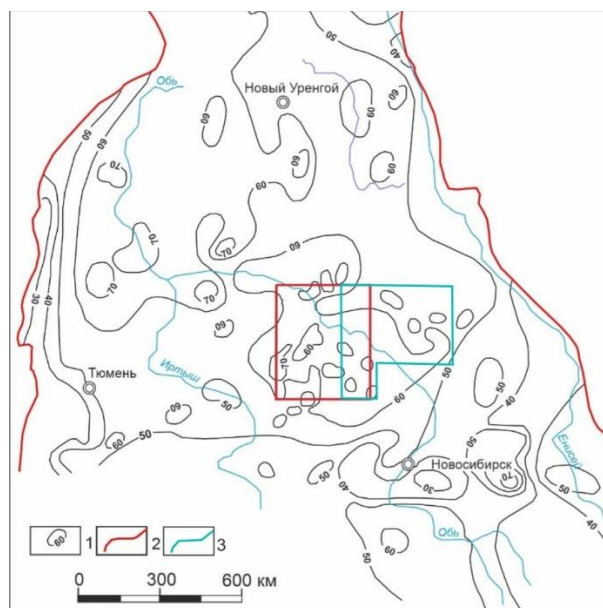


Рис. 3. Схема теплового потока Западно-Сибирской плиты (по [28]). Показаны районы исследования запада и востока Томской области: 1 – изолинии плотности теплового потока, мВт/м^2 ; 2 – граница Западно-Сибирской плиты; 3 – гидросеть. Западная часть Томской области [26] – в границах красного прямоугольника, восточная часть Томской области, настоящая работа – в границах синего прямоугольника

Fig. 3. Heat flow scheme of the West Siberian Plate (according to [28]). The study areas of the west and east of the Tomsk region are shown: 1 – isolines of heat flow density, mW/m^2 ; 2 – boundary of the West Siberian plate; 3 – river network. The western part of the Tomsk region [26] is within the boundaries of the red rectangle, the eastern part of the Tomsk region of this work is within the boundaries of the blue rectangle

Краткая характеристика района исследования

В структурах осадочного чехла [29] по кровле баженовской свиты в восточной части Томской области выделяются пять положительных (V – Александровский свод, II – Пайдугинский и I – Пыль-Караминский

мегавалы, III – Владимировский и IV – Парабельский мегавыступы) и две отрицательные (II – Усть-Тымская и I – Восточно-Пайдугинская мегавадины) структуры I-го порядка, локализованные на северо-востоке Томской области (рис. 4).

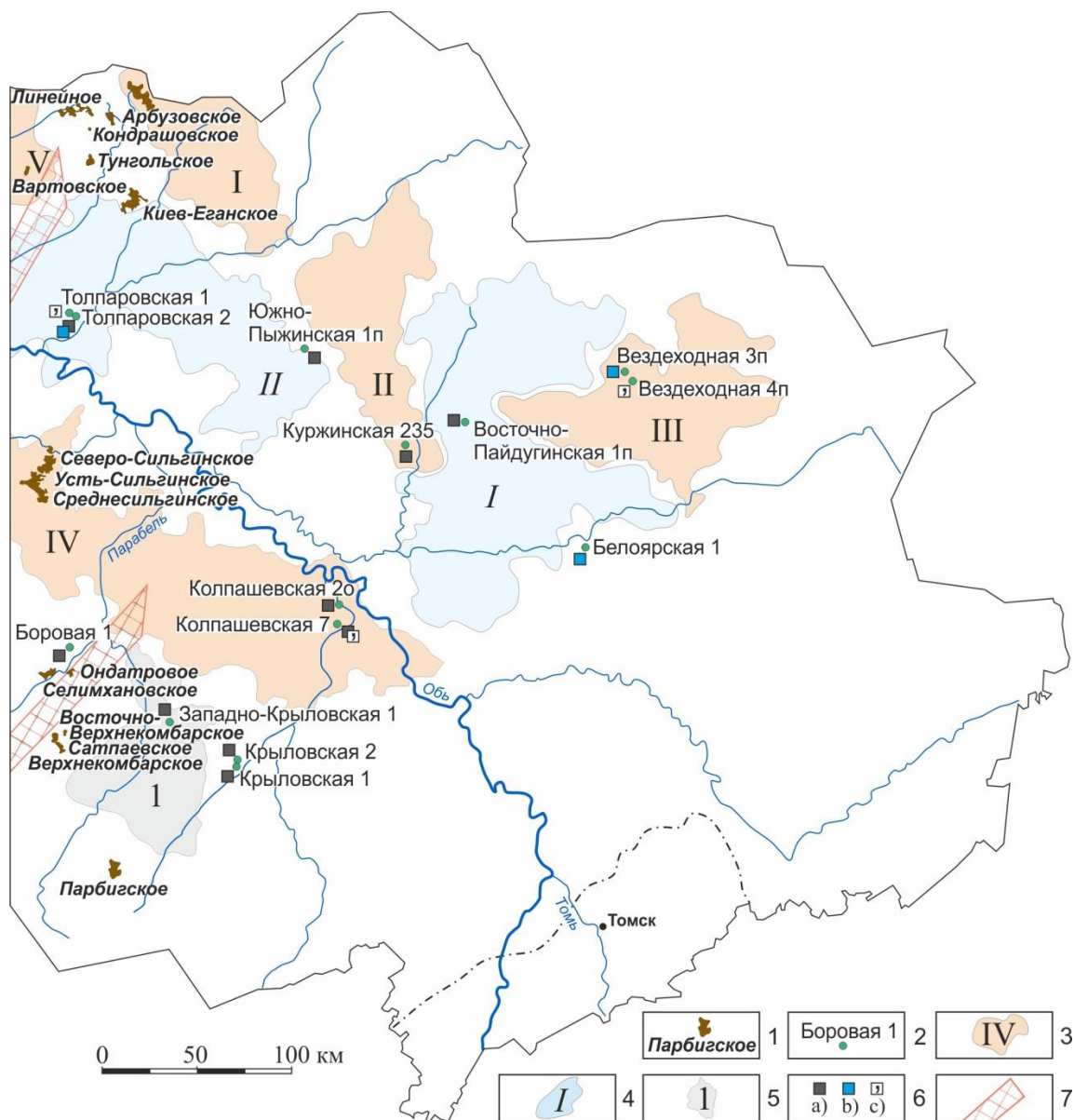


Рис. 4. Восточная часть Томской области. Обзорная схема нефтегазоносности (на основе [29]): 1 – месторождение УВ и его название; 2 – глубокая скважина с признаками УВ за пределами месторождений; 3, 4 – структуры осадочного чехла: 3 – положительная структура I-го порядка и ее условный номер: I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал; III – Владимировский мегавыступ; IV – Парабельский мегавыступ; V – Александровский свод; 4 – отрицательная структура I-го порядка и ее условный номер: I – Восточно-Пайдугинская мегавадина; II – Усть-Тымская мегавадина; 5 – отрицательная структура II-го порядка и ее условный номер: I – Бакcharская мезовадина; 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (b); запах нефти в керне (с); 7 – фрагменты зон Чузыкского и Усть-Тымского грабен-рифтов раннемезозойского возраста

Fig. 4. Eastern part of the Tomsk region. Overview scheme of oil and gas potential (based on [29]): 1 – hydrocarbon deposit and its name; 2 – deep well with signs of hydrocarbons outside the fields; 3, 4 – structures of the sedimentary cover: 3 – positive structure of the 1st order and its conditional number: I – Pyl-Karamin megaswell; II – Paidugin megaswell; III – Vladimirov megaprotrusion; IV – Parabel megaprotrusion; V – Alexander swell; 4 – negative structure of the 1st order and its conditional number: I – East Paidugin megadepression; II – Ust-Tym megadepression; 5 – negative structure of the 2nd order and its conditional number: I – Bakchar mezeodepression; 6 – direct signs of oil and gas content in wells outside the fields in the Jurassic and pre-Jurassic oil and gas complex: non-commercial inflow of oil (a), gas (b); smell of oil in the core (c); 7 – fragments of the Chuzik and Ust-Tym graben-rift zones of Early Mesozoic age

Условно район исследований можно разделить на две части: юго-восточную, приуроченную к структуре 2-го порядка – к Бакчарской мезовпадине и ее обрамлению, а также северо-восточную, в центре которой расположена Восточно-Пайдугинская мегавпадина, являющаяся в рельефе баженовского горизонта наиболее крупной и контрастной на востоке Томской области.

На *тектонической карте фундамента* востока Томской области [30] глубинные региональные разломы ограничивают крупные герцинские структуры. Весь район изучения условно можно разделить на четыре крупные зоны северо-западного простирания (с востока на запад): Алипский прогиб и Улукульско-Среднечулымский, Тибинакский выступы салаирской складчатости, Пыль-Караминский мегаантиклинорий и Нарымско-Колпашевская внутренняя впадина раннегерцинской области. В исследуемом районе фиксируются фрагменты Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов раннемезозойского возраста, имеющих северо-восточное направление. Фундамент локально прорван интрузивными образованиями преимущественно кислого и среднего состава.

Перед началом формирования *осадочного чехла* крупные блоки были разбиты массой разноориентированных разломов различной амплитуды. Дизъюнктивные дислокации закартированы на поверхности сейсмического горизонта Φ_2 (подошва юрских отложений).

По сравнению с промысловыми западными землями Томской области район исследований крайне неравномерно охвачен геофизическими работами, в том числе сейсморазведочными, с плотностью профилей метода общей глубинной точки (МОГТ) в восточной части, достигающей $0,4 \text{ км/км}^2$. Изученность района глубоким бурением также неравномерна и, соответственно, уменьшается с запада в восточном направлении. Стоит отметить, что наиболее погруженные участки Усть-Тымской мегавпадины изучены бурением слабо. Здесь пробурены три глубоких скважины на Толпаровской площади и две скважины на Вертолетной. В центральной части Восточно-Пайдугинской мегавпадины пробурена параметрическая скважина, расположенная в приподнятой части между понижениями рельефа.

Доюрский фундамент сложен геосинклинальными сланцевыми формациями, включая кремнистые, глинистые, карбонатно-глинистые и аспидные, возраст пород – от ордовика до перми. Промежуточный этаж сложен ранне-мезозойскими триасовыми вулканогенными породами основного состава, заполняющими грабен-рифты.

В осадочном чехле установлены юрская и меловая системы мезозоя, перекрытые кайнозойскими толщами. Юра представлена *урманской, тогурской, салатской, тюменской, васюганской (наунакской), георгиевской и баженовской* свитами. Наиболее полные разрезы вскрыты в пределах впадин. Особый интерес вызывает рассмотрение нижнеюрских горизонтов с пластами Ю₁₆₋₁₇ урманской свиты (*J_{jur}*). На положительных структурах наблюдается выклинивание нижне-

юрских свит, что значительно сокращает мощность осадочного чехла и его перспективы в отношении нефтегазоносности.

Считается, что основной нефтематеринской толщей для залежей в нижнеюрских базальных горизонтах осадочного чехла является нижнеюрская тогурская свита (*J_{1tg}*). На территории восточной части Томской области эти отложения имеют широкое распространение в наиболее погруженных участках.

Верхнеюрская баженовская свита (*J_{3bg}*) является нефтематеринской для отложений меловых и верхнеюрских коллекторов и распространена практически повсеместно в западной части района исследований. С запада на восток битуминозные глинисто-кремнистые породы свиты замещаются ее континентальными аналогами – марьяновской и максимоярской свитами – с низким содержанием органического вещества (ОВ).

Меловые отложения представлены нижнемеловыми куломзинской (*K_{1klm}*), тарской (*K_{1tr}*), киялинской (*K_{1kls}*), алымской (*K_{1a1.2}*), покурской (*K_{1.2pk}*) и верхнемеловыми кузнецовской (*K_{2kz}*), ипатовской (*K_{2ip}*), славгородской (*K_{2sl}*) и ганькинской (*K_{2gn}*) свитами. Общая мощность стратиграфического уровня составляет порядка 2000 м.

Кайнозой представлен талицкой (*Pg_{1tl}*), люлинворской (*Pg_{2ll}*) и чеганской (*Pg_{2.3hg}*) свитами и перекрывающей их некрасовской серией (*Pg_{3nk}*).

Месторождения нефти и газа открыты главным образом в западной части района исследования и приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так, например, на Верхнекомбарском месторождении продуктивны палеозойские отложения, на Киев-Еганском залежи нефти широко приурочены к меловым пластам, а на Усть-Сильгинском и Линейном месторождениях промышленные скопления УВ выявлены в верхнеюрском НГК.

Притоки УВ отмечены в ряде скважин, не приуроченных к месторождениям (рис. 4). В скважине Куржинская 235 приток нефти получен при испытании киялинской свиты *неокомского нефтегазоносного комплекса*. Нефтепроявления в *отложениях верхней юры* выявлены в скважинах Линейная 2 и 5. Выявлены признаки нефти в керне в скважинах Парбигская 3 и Колпашевская 7. Непромышленный приток нефти получен при совместном опробовании *нижнеюрских и кровли палеозойских отложений* в скважине Крыловская 1.

Методика расчета плотности теплового потока

Таким образом, необходимым условием успешного освоения ТриЗ является решение *научной проблемы теоретического и экспериментального изучения термодинамики и вещественного состава палеозоя Западной Сибири*. На решение этой проблемы и направлена настоящая работа. Ставится следующая задача: *на базе палеотемпературного моделирования осадочного разреза 59 глубоких скважин определить распределение плотности глубинного теплового потока кровли фундамента*.

Для выполнения моделирования применялось ПО «ТерлоDialog» [31, 32]. Исходными данными для модели (табл. 1) являются измеренные при опробованиях скважин пластовые температуры, а также снятые с диаграмм температурного градиента. Значения отражательной способности витринита и теплофизических свойств горных пород систематически пополняют базу данных ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН аналитическими исследованиями под руководством А.Н. Фомина, А.Д. Дучкова [33]. Параметризация осадочного разреза определяется литолого-стратиграфическим разрезом скважины.

По итогам сопоставления показано [34], что «ТерлоDialog» не уступает отечественным и зарубежным аналогам [35–40].

Определение величины плотности теплового потока из кровли фундамента осложняется учетом множества процессов, происходящих как в недрах, так и на поверхности Земли. Поэтому при расчетах применен интегральный подход, позволяющий учитывать эти процессы с помощью сопряженных структурно-тектонических реконструкций [41–43].

Время и скорость осадконакопления вычисляются по возрасту пород, слагающих осадочный разрез, и временных диапазонов геохронологической шкалы им соответствующих. На основе этого создается литостратиграфическая разбивка с указанием седиментационных данных и теплофизических параметров свит. Эти параметры принимаются по известным результатам анализа ядра и каротажным геофизическим материалам. Скорость осадконакопления может быть нулевой или отрицательной, что свидетельствует о возможности перерыва в осадконакоплении или денудации слоя.

Таблица 1. Пример сопоставления измеренных и расчетных температур в модели скважины Береговая параметрическая 1 (Б1п, рис. 5)

Table 1. Example of measured and calculated temperatures comparison in the model of the well Beregovaya parametric 1 (B1n, Fig. 5)

Глубина, м Depth, m	Температура Temperature, °C					Тепловой поток, мВт/м ² /мощность осадочного разреза, м Heat flow, mW/m ² /sedimentary section thickness, m
	Пластовая Formation	ОСВ (R ^o _{vit} , %) Reflectivity of vitrinite	ОГГ General geothermal gradient	Модельная (расчетная) Model (calculated)	Разница расчётной и измеренной Difference in calculated and measured	
2415	83	–	–	80	–3	49/2576
2330	78	–	–	77	–1	
2500	–	–	81	82	+1	
2390	–	99(0,64)	–	96	–3	
2405	–	99(0,64)	–	96	–3	
2410	–	99(0,64)	–	97	–2	
2449	–	99(0,64)	–	98	–1	
2560	–	103(0,68)	–	101	+2	
2573	–	100(0,65)	–	102	+2	
«Невязка»/«True error», °C					±2	

Такая относительно простая модель вполне корректна для моделирования субгоризонтальнослоистого осадочного разреза Западной Сибири. Выбранный для проведения моделирования район приурочен к устойчивой территории Западно-Сибирской тектонической плиты, присутствие конвективной составляющей также влияет на расчет эффективного значения плотности теплового потока.

Для оценки достоверности результатов проведенного моделирования определяется «невязка» (величина согласованности) температур, определенных по ОСВ, и максимума расчетных геотемператур, полученных в результате моделирования. Аналогично вычисляется величина «невязки» пластовых и температур, определенных по ОГГ с максимальными расчетными значениями.

«Невязку» принято считать оптимальной, если среднеквадратическое отклонение расчетных и наблюдаемых геотемператур эквивалентно погрешности наблюдения. В данной работе статистически установленная погрешность наблюдений составляет порядка ±2 °C и ей оптимально соответствуют «невязки» геотемператур (табл. 2).

В результате решения обратной задачи при совместном использовании температур, рассчитанных по ОСВ, и современных геотемператур выявлено, что для ряда скважин в северо-восточной части района «невязки» принимают значения выше оптимальной величины, поэтому тепловой поток кровли фундамента был определен дважды – отдельно с каждым типом температур. На карту по этим скважинам вынесены средние значения. Однако этот вопрос требует отдельной проработки, так как, вероятно, здесь имеет место проявление неизвестных перерывов осадконакопления и эрозии. Конечно, в дальнейшем необходимо изучить эту непростую проблему и решение о параметрах денудационных процессов учитывать в структуре модели [43–46].

Распределение плотности теплового потока кровли фундамента

Результаты дискретного цифрового моделирования в районе исследования представлены рассчитанными по принятой методике значениями теплового потока из кровли фундамента в 59 глубоких скважинах (табл. 2, рис. 5).

Методом интерполяции построена карта восточных районов (рис. 6) с перекрытием карты западной части Томской области из работы [26].

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: 2 крупные ярко-выраженные «положительные аномалии» и 1 относительно небольшая, 2 крупные «отрицательные» аномальные зоны с низкими значениями теплового потока кровли фундамента, а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии.

На северо-западе локализована достаточно крупная положительная аномалия, приуроченная к Линейному (скв. Лин1) и Киев-Еганскому (скв. КЕ350) нефтяным месторождениям с максимальным значением плотности потока, равным 56 мВт/м².

Таблица 2. Восток Томской области. Фрагмент полного каталога, включающего 59 представительных скважин палеотемпературного моделирования

Table 2. East of the Tomsk region. Fragment of the full catalog including 59 representative wells of paleotemperature modeling

№ п/п	Площадь (месторождение) и номер скважины Area (field) and well number	Условный индекс скважины (на рис. 5) Well conditional index (in Fig. 5)	Мощность осадочного чехла, м Sedimentary cover thickness, m	«Невязка» расчетных и измеренных геотемператур, °С «True error» of calculated and measured geotemperatures, °С	Расчетный тепловой поток, мВт/м ² Estimated heat flow, mW/m ²
45	Соломбальская 2 Solombalskaya 2	Сол2**	3079	±2	52
46	Толпаровская 1 Tolparovskaya 1	То1	3237	±3	45
47	Тростниковая 281 Trostnikovaya 281	Трс281	2815	±3	49
48	Тымская 1 опорная Tymskaya 1 key	Т1о	2921	±1	43
49	Усть-Сильгинская 30 Ust-Silginskaya 30	УС30	2429	±1	51
50	Усть-Сильгинская 31 Ust-Silginskaya 31	УС31	2413	0	53
51	Усть-Тымская 1 Ust-Tymskaya 1	УТ1	2965	±2	49
52	Чимулякская 1 Chimulyakskaya 1	Чим1	2494	±0	46
53	Чарусная 190 Charusnaya 190	Чар190	2997*	±0	43
54	Чинжарская 1 Chinzharskaya 1	Чи1	2396	±3	58
55	Чинжарская 2 Chinzharskaya 2	Чи2	2467	±1	50
56	Чунжельская 1 Chunzhelskaya 1	Чун1	2917	0	45
57	Эмторская 303 Emtorskaya 303	Эм303	2605*	±3	53
58	Южно-Пыжинская параметрическая 1 Yuzhno-Pyzhinskaya parametric 1	ЮПы1п	3127	±2	56
59	Ярская 1 параметрическая Yarskaya 1 parametric	Яр1п	2528	±2	42

*вскрытая мощность осадочного чехла; **скважина расположена за пределами контура построенной карты распределения теплового потока кровли фундамента.

*discovered thickness of the sedimentary cover; **the well is located outside the contour of the constructed heat flow distribution map of the foundation roof.

В юго-западной части, в зоне аномально высоких значений теплового потока, расположены Парбигское (скважины Пар1, Пар2), Верхнекомбарское, Сатпаевское, Восточно-Верхнекомбарское (скважины ВК290, ГЯ5) и Селимхановское (скважина Сел5) месторождения – плотность теплового потока до 61–62 мВт/м². Аномальная зона простирается к центральной части территории исследования до Колпашевской структуры, где величина теплового потока изменяется от 48 до 52 мВт/м² (скважины К3, К7, К10п).

Пониженные значения теплового потока кровли фундамента преимущественно локализованы в северо-восточной части территории исследования. Минимальные значения в 33–36 мВт/м² фиксируются в скважинах Зап1 и Вез3п. Западная и восточная зоны пониженных значений теплового потока связаны с своеобразной «перемычкой», фиксируемой группой скважин (Па3, Нар2, То1, В360 и В362) со значениями плотности потока 47–48 мВт/м².

Ранее отмечалось [47], что на Западно-Сибирской плите в пределах положительных структур наблюдается повышение величин плотности теплового потока на 5–20 %, по сравнению с зонами отрицательных структур, тем большее, чем больше размеры этих структур. Как на западе Томской области, так и на востоке эта закономерность проявляется, но не всегда. По результатам исследования на востоке эта тенденция прослеживается значительно слабее. Действительно, при совместном анализе распределения плотности теплового потока и структурных элементов осадочного чехла в пределах Пайдугинского мегавала имеет место повышение величины плотности теплового потока. Однако совершенно отсутствует локализация Владимировского мегавыступа и Пыль-Караминского мегавала (рис. 7).

При сопоставлении карт распределения значений теплового потока кровли фундамента запада и востока Томской области наблюдается хорошая согласованность в области перекрытия. При этом северная

часть западного района, ранее охарактеризованная высокими значениями теплового потока, подтверждена значениями, полученными в ранее не учтенных в расчете скважинах (Лин1, Лин3, Эм330). Имеет место очень хорошая перспектива для построения карты плотности теплового потока кровли фундамента в це-

лом Томской области на основе единой базы дискретных значений.

Важно отметить очень хорошую согласованность в области перекрытия карт западного и восточного районов Томской области (рис. 8).

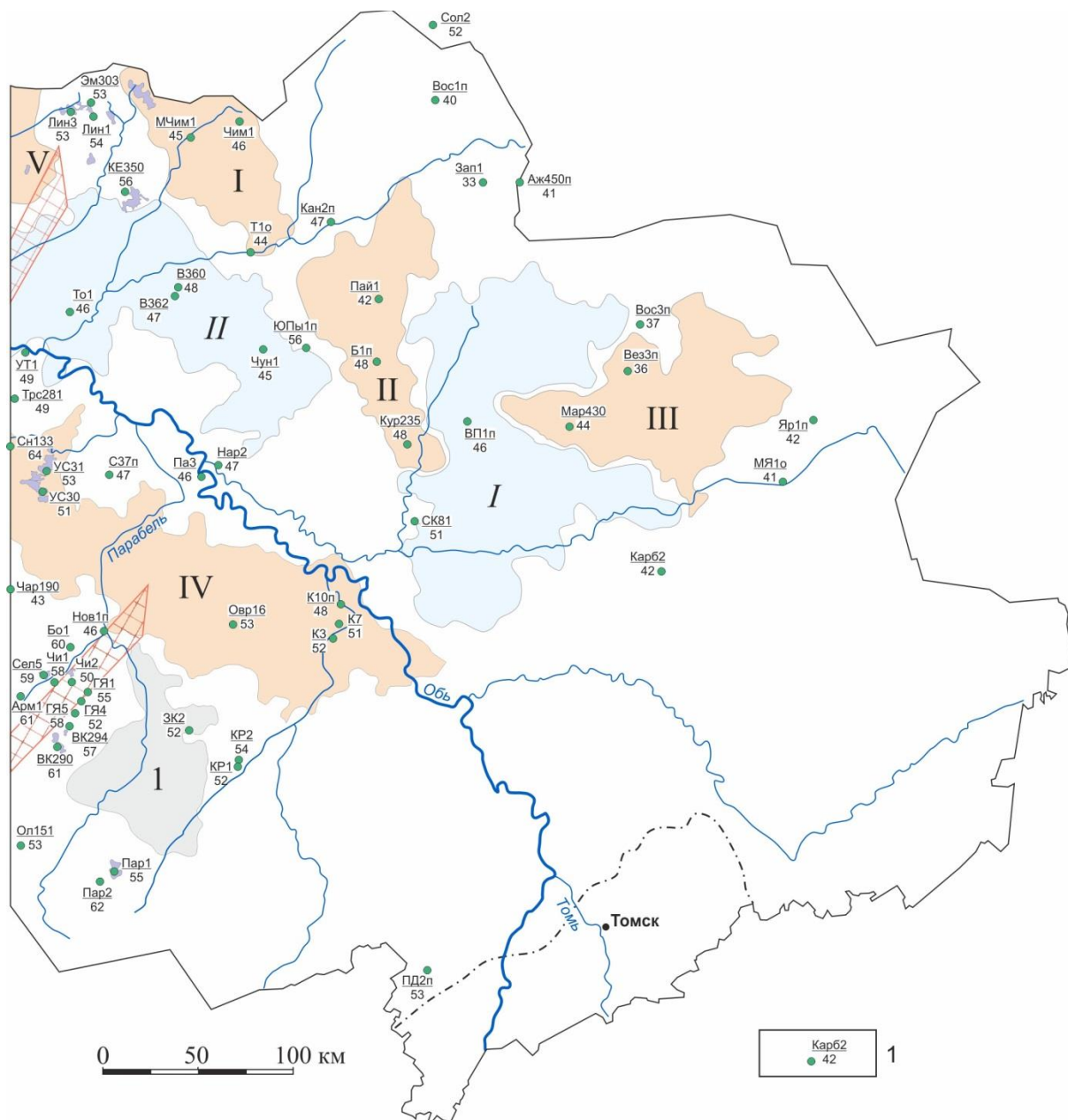


Рис. 5. Восток Томской области: 1 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе – условный индекс скважины, в знаменателе – плотность теплового потока у подошвы осадочного чехла, mW/m^2

Fig. 5. East of the Tomsk region: 1 – well of paleotemperature modeling: in the numerator – the conditional index of the well, in the denominator – the heat flow density at the bottom of the sedimentary cover, mW/m^2

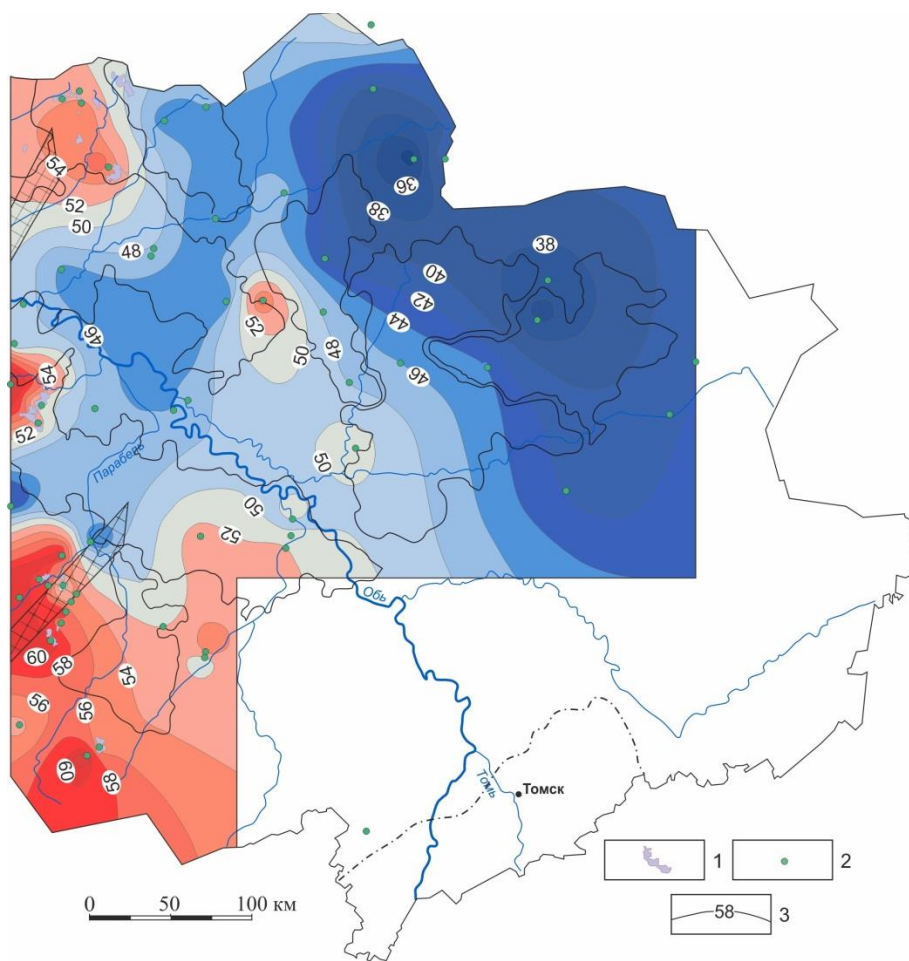


Рис. 6. Восточная часть Томской области: 1 – месторождения УВ; 2 – скважина палеотемпературного моделирования; 3 – изолинии теплового потока кровли фундамента, mW/m^2

Fig. 6. Eastern part of the Tomsk region: 1 – hydrocarbon deposits; 2 – well of paleotemperature modeling; 3 – heat flow isolines of the foundation roof, mW/m^2

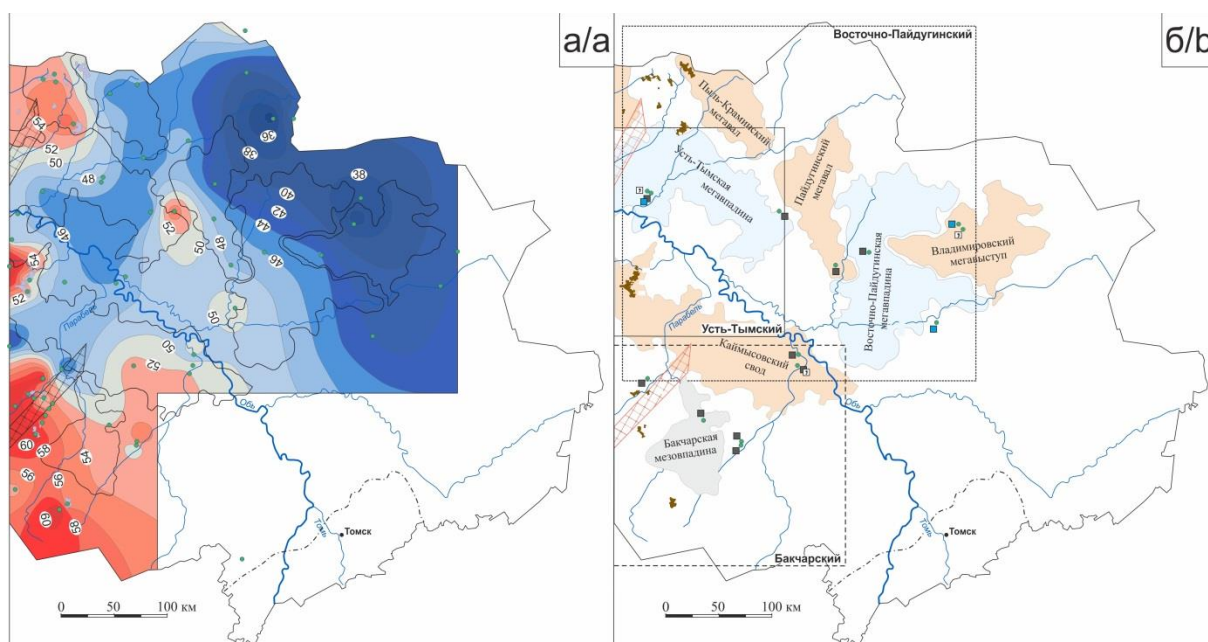


Рис. 7. Восточная часть Томской области. Распределение плотности теплового потока кровли фундамента (а) в сопоставлении с тектоническими элементами осадочного чехла (б)

Fig. 7. Eastern part of the Tomsk region. Distribution of heat flow density of the foundation roof (a) in comparison with tectonic elements of the sedimentary cover (b)

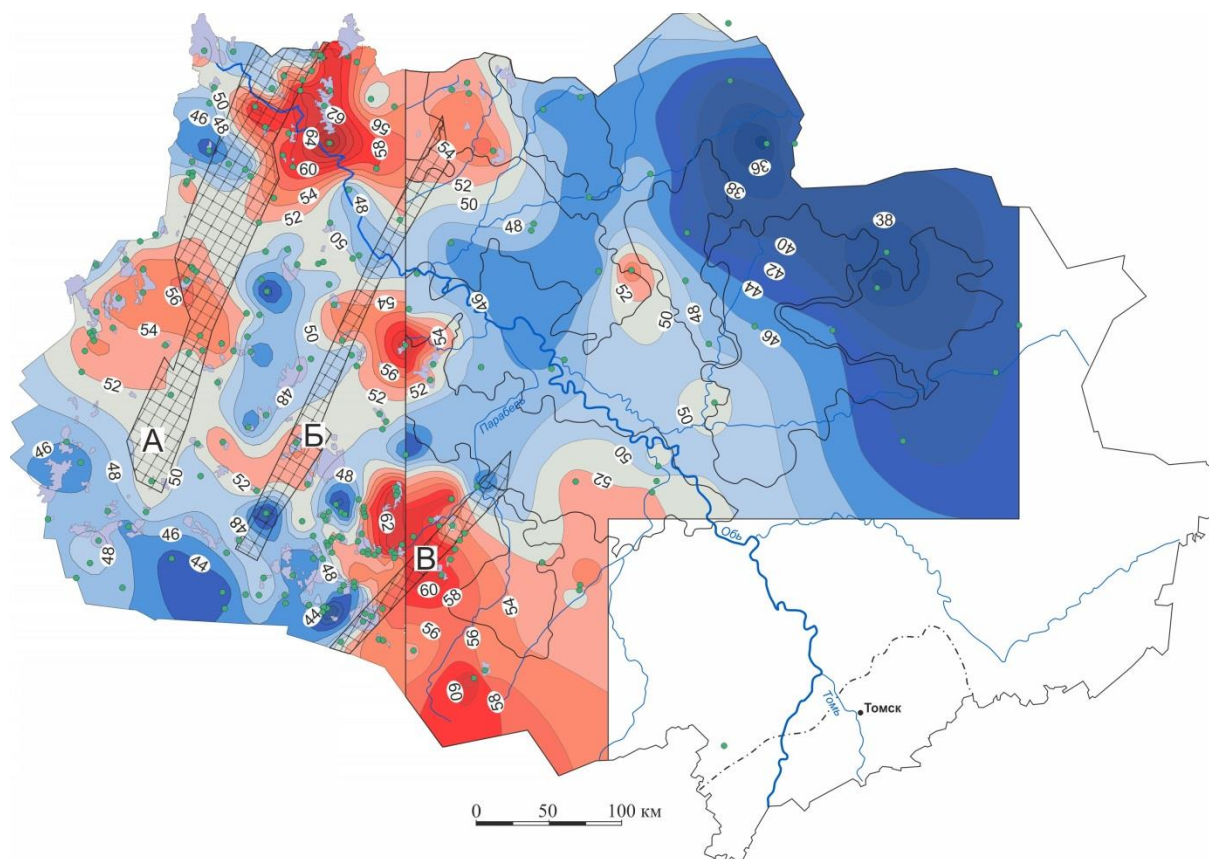


Рис. 8. *Согласованность карт распределения плотности теплового потока кровли фундамента западной и восточной частей Томской области; положения южного сектора Колтогорско-Уренгойского палеорифта (А), область распространения Усть-Тымского (Б) и фрагмент Чузыкского (В) раннемезозойских грабен-рифтов*

Fig. 8. *Consistency of distribution maps of the heat flow density of the foundation roof of the Tomsk region western and eastern parts; positions of the Koltogor-Urengoy paleorift southern sector (A), distribution area of the Ust-Tym (B) and fragment of the Chuzik (B) early Mesozoic graben rifts*

Заключение

На северо-восточную часть перспективной территории Томской области, на базе расчетов 59 глубоких скважин, построена карта распределения плотности теплового потока кровли фундамента с сечением изолиний 2 мВт/м^2 . Значения теплового потока получены по единой хорошо апробированной методике, основанной на решении обратной задачи геотермии.

По части постановки задачи выполненной научной работы решена известная доля научной проблемы теоретического и экспериментального изучения термодинамики верхней части палеозоя. Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента могут служить «каркасной основой» корректного бассейнового моделирования Бакчарского района исследований и слабоизученного крупного района Восточно-Пайдугинской мегавадины.

Несомненный интерес будет представлять построенная на следующем этапе единая карта плотности теплового потока Томской области. Восточно-Пайдугинский район, учитывая низкие значения современного теплового потока, вероятно, мало пер-

спективен по осадочному чехлу. Однако исследования витринита палеозойского разреза могут существенно расширить перспективы нефтегазоносности коры выветривания и верхних горизонтов палеозоя.

На исследуемой территории Томской области к кровле доюрского основания приурочены три грабен-рифта. Этот факт представляет особый интерес. По-видимому, этот вопрос требует отдельного тщательного рассмотрения с выполнением совместного анализа тектоники и сводной карты теплового потока Томской области.

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

Авторы благодарят Ольгу Степановну Исаеву за предоставление открытых геолого-геофизических данных по глубоким скважинам и месторождениям.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Надежды в тумане. Перспективы стабилизации нефтяной отрасли оценивают осторожнее, чем раньше // Недра и ТЭКплюс Сибири. – 2021. – № 7. – С. 11–13.
2. Мельник И.А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 129–136.
3. Морозов Н.В., Беленькая И.Ю., Жуков В.В. 3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов // ПРОНЕФТЬ. – 2016. – Вып. 1. – С. 38–45.
4. Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas. P. 2. Shale-oil resource systems // Shale reservoirs – giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97. – 2012. – P. 89–119.
5. Проектная революция. Интервью с генеральным директором ПАО «Газпром нефть» М.М. Хасановым // Газпром. – 2018. – № 3. – С. 20–26.
6. Карташов И. Палеозой может стать брендом области // Недра и ТЭКплюс Сибири. – 2021. – № 7. – С. 14–16.
7. Алеева А.О., Исаев В.И., Лобова Г.А. Сравнительная геофизическая и петрофизическая характеристика юрских отложений как прогнозно-поисковый признак доюрских залежей углеводородов (Томская область) // Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Материалы Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых, посв. 150-летию акад. АН СССР И.М. Губкина и 110-летию акад. АН СССР и РАН А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2021. – С. 144–147.
8. Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации / Д.К. Нургалиев, С.Ю. Селивановская, М.В. Кожевникова, П.Ю. Галицкая // Георесурсы. – 2021. – № 23 (3). – С. 8–16.
9. Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры / С.Г. Кузьменков, Р.Ш. Аюпов, М.В. Новиков, В.И. Исаев, Г.А. Лобова, П.А. Стулов, В.С. Бутин, Е.О. Астапенко // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 4. – С. 96–106.
10. Application of foam for gas and water shut-off: review of field experience / S.A. Zhdanov, A.V. Miyan, L.M. Surguchev, L.M. Castanier, J.E. Hanssen // European Petroleum Congress. – Milan, Italy: Society of Petroleum Engineers, 1996. – P. 377–388.
11. Romero-Zeron L. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). Practical Overview. –Fredericton: IntechOpen, 2016. – 200 p.
12. Hascakir B. Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) // Journal of Petroleum Science and Engineering, special issue. – 2017. – V. 154. – P. 438–441.
13. Standnes D.C., Skjevraak I. Literature review of implemented polymer field projects // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 122. – P. 761–775.
14. Delamaide E. Comparison of steam and polymer injection for the recovery of heavy oil // SPE Western Regional Meeting. – Bakersfield, California, USA, 2017. – Paper SPE 185728.
15. Саунин В.И., Шаламов М.А., Ягафаров А.К. Эффективность строительства и эксплуатации горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении (пласт АВ 1/1-2 «рябчик») // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 11. – С. 59–62.
16. Методика проектирования боковых стволов скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом поздней стадии их разработки / Р.Р. Исхаков, С.А. Воронов, А.И. Ермолаев, В.В. Воронова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 38–41.
17. Ngozi Akangbou H., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 150. – P. 128–136.
18. Near-wellbore modeling of a horizontal well with Computational Fluid Dynamics / M.L. Szanyi, C.S. Hemmingsen, Wei Yan, J.H. Walther, S.L. Glimberg // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 160. – P. 119–128.
19. Economides M., Oligney R., Valkó P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. – Alvin, Texas: Orsa Press, 2002. – 25 p.
20. Fracability evaluation in shale reservoirs – an integrated petrophysics and geomechanics approach / X. Jin, S.N. Shah, J. Roegiers, B. Zang // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. – Woodlands, TX, USA, 2014. – Paper SPE 168589.
21. Зимин В. Легенда возвращается. «Кладовую» природных ресурсов России пополнит крупный федеральный проект // Недра и ТЭКплюс Сибири. – 2021. – № 10. – С. 6–8.
22. Горнов П.Ю., Гильманова Г.З. Тепловое поле и геотермические модели литосферы области перехода континент-океан Северо-Востока Евразии // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 8. – С. 1292–1303.
23. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
24. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
25. Kutas R.I., Poort J. Regional and local geothermal conditions in the northern Black Sea // International Journal of Earth Sciences. – 2008. – V. 97. – № 2. – P. 353–363.
26. Крутенко Д.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г. Тепловой поток, триасовая рифтовая система и мезозойско-кайнозойские разломы (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. – С. 1–24. URL: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/db1/19_2021.pdf (дата обращения 15.12.2021).
27. Тепловой поток и нефтегазоносность северо-восточной части Томской области / Г.А. Лобова, А.С. Меренкова, В.И. Исаев, С.Г. Кузьменков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 114–123.
28. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
29. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
30. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
31. Обобщение стационарной задачи геотермии Рэлея-Тихонова для горизонтального слоя / В.И. Старостенко, Р.И. Кутас, В.Н. Шуман, О.В. Легостаева // Физика Земли. – 2006. – № 12. – С. 84–91.
32. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, С.А. Тихоцкий, А.Н. Фомин // Физика Земли. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
33. РИД «База данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона РФ»: Регистрационное свидетельство № 2017621489 от 15.12.2017 г.
34. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Геотермия и оценка нефтегазового потенциала Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 65–76.
35. Galushkin Y.I. Numerical reconstructions of thermal evolution of sedimentary cover and underlying lithosphere in western part of the South Caspian basin // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – V. 88. – P. 1094–1108.
36. Геотермия арктических морей / М.Д. Хуторской, В.Р. Ахмедзянов, А.В. Ермаков, Ю.Г. Леонов, Л.В. Подгорных, В.Г. Поляк, Е.А. Сухих, Л.А. Цыбуля. – М.: ГЕОС, 2013. – 321 с.
37. Глубинное строение и нефтегазоносность северо-восточной части Баренцевоморского шельфа / Д.С. Никитин, М.Д. Хуторской, Д.А. Иванов, П.П. Горских. – М.: ГЕОС, 2020. – 1147 с.
38. Reconstruction of burial history, temperature, source rock maturity and hydrocarbon generation in the northwestern Dutch offshore // R.A. Fattah, J.M. Verweij, N. Witmans., J.H. ten Veen // Netherlands Journal of Geosciences. – 2012. – V. 91. – № 4. – P. 535–554. DOI: <https://doi.org/10.1017/S0016774600000378>
39. Heat flow evolution, subsidence and erosion in Upper Silesian Coal Basin, Czech Republic / E. Geršlová, M. Goldbach, M. Geršl, P. Skupien // International Journal of Coal Geology. – 15 January 2016. – V. 154–155. – P. 30–42.
40. Yalcin M.N., Littke R., Sachsenhofer R.F. Thermal history of sedimentary basins. – Berlin: Springer Verlag, 1997. – 167 p.
41. Tissot B.P. Preliminary data on the mechanisms and kinetics of the formation of petroleum in sediments. Computer simulation of a reaction flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev.

- IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst:2003013>
42. Handhal A.M., Al-Shahwan M.F., Chafeet H.A. Interpretation of hydrocarbon generation, migration and thermal history of Mesopotamian basin Southern Iraq based 1D Petromod software // Iraqi Geological Journal. – 2020. – V. 53. – № 1B. – P. 29–56.
43. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи в условиях седиментации // Тихоокеанская геология. – 1995. – № 3. – С. 73–80.
44. A new geodynamical-thermal model of rift evolution, with application to the Dnieper-Donets Basin, Ukraine / V.I. Starostenko, V.A. Danilenko, D.B. Vengrovitch, R.I. Kutas, S.M. Stovba, R.A. Stephenson, O.M. Kharitonov // Tectonophysics. – 1999. – V. 313. – № 1–2. – P. 29–40.
45. Galushkin Yu. Non-standard problems in basin modelling. – Switzerland: Springer, 2016. – 274 p.
46. Towards stratigraphic-thermo-mechanical numerical modelling: Integrated analysis of asymmetric extensional basins / A. Balázs, L. Mañenco, D. Granjeon, K. Alms, T. François, O. Sztanó // Global and Planetary Change. – 2021. – V. 196. – P. 1–21. URL: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2020.103386> (дата обращения 15.12.2021).
47. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазонасыщенность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

Поступила 31.03.2022 г.

Информация об авторах

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Лобова Г., доктор геолого-минералогических наук, независимый эксперт в области нефтегазовой геологии и геофизики.

Меренкова А.С., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Осипова Е.Н., кандидат геолого-минералогических наук, старший преподаватель отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Кузьменков С.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор Института нефти и газа Югорского государственного университета.

Фомин А.Н., доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 553.98:551.763:550.836

HEAT FLOW DENSITY DISTRIBUTION MAP OF THE FOUNDATION ROOF IN THE EASTERN PART OF THE TOMSK REGION

Valery I. Isaev¹,
isaevvi@tpu.ru

Galina Lobova²,
lobovaga@tpu.ru

Anna S. Merenkova¹,
a.merenkova@yandex.ru

Elizaveta N. Osipova¹,
osipovaen@tpu.ru

Stanislav G. Kuzmenkov³,
ksg.1948@yandex.ru

Alexander N. Fomin⁴,
FominAN@ipgg.sbras.ru

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

² Independent expert in the field of oil and gas geology and geophysics,
25-25, Visagino street, Visaginas, 31102, Lithuania.

³ Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

⁴ Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS,
3, Ac. Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of studying the unallocated subsoil fund of the east of the Tomsk region is determined by the prospects and underexplored right bank of the Ob River. The subsoil user does not want to take risks there, the same about the State. However, oil companies will be forced to develop the eastern regions when production at the oil fields on the left bank drops to a critical level of profitability. A number of promising areas for exploratory drilling have already been identified on the right bank.

The main aim of the research of geologists and geophysicists in the oil industry in Western Siberia and in particular the Tomsk region is a significant increase in reserves and accordingly prevention of decline in oil production. This is the aim of the present work.

The objects of the study are hard-to-recover reserves which requires the solution of the scientific problem of theoretical and experimental study of thermodynamics and material composition of the Western Siberia Paleozoic. The key geodynamic parameter that determines geotemperatures and the time of its impact on the centers of hydrocarbon generation is the heat flow of the foundation roof. It serves as the basis for basin modeling in prospecting and exploration. The construction and general analysis of the heat flow density map of the foundation roof of the Tomsk region east were carried out for a joint study of the prospects for the oil and gas potential of the poorly studied Bakchar mezodepression and the areas of the preliminary forecast of the East Paidugin megadepression.

Methods. The original software «TeploDialog» was used to perform the simulation. This software package implements specially formulated direct and inverse geothermal problems under sedimentation conditions. Determining the value of the heat flow density from the roof of the foundation is complicated by taking into account many processes occurring both in the bowels and on the surface of the Earth. Therefore, an integral approach was used in the calculations, allowing these processes to be taken into account with the help of conjugated structural-tectonic reconstructions. The initial data for the model are reservoir temperatures measured during well testing, as well as taken from temperature gradient diagrams. The values of the reflectivity of vitrinite and the thermophysical properties of rocks systematically replenish the database of the IPGG named after A.A. Trofimuk SB RAS by analytical studies under the supervision of A.N. Fomin and A.D. Duchkov.

The result. The heat flow density map (in isolines through 2 mW/m²) from the base of the sedimentary section for the northeastern part of the Tomsk region was prepared on the basis of calculations of 59 parametric, reference and exploration wells. The heat flow values were obtained using a single well-tested method based on solving the inverse geothermal problem. In terms of setting the task of the completed scientific work, a certain part of the scientific problem of theoretical and experimental study of the upper part of the Paleozoic thermodynamics was solved. The resulting discrete distribution (by wells) and the map of heat flow values from the pre-Jurassic basement can serve as a base for correct basin modeling of the Bakchar study area and the poorly studied large area of the East Paidugin megadepression. This region is not promising in terms of the sedimentary cover taking into account the low values of the modern heat flow. However, the determination of the vitrinite reflectance index of the Paleozoic section can significantly expand the prospects for the oil and gas potential of the weathering crust and the upper horizons of the Paleozoic.

Conclusions. A unified map of the heat flow density of the foundation roof of the Tomsk region constructed at the next stage on the territory of which three graben rifts: Koltogor-Urengoy, Ust-Tym and Chuzik, were developed, will be the important result. This fact is of particular interest and requires separate careful consideration.

Key words:

Increase in hydrocarbon reserves on the lands of the east of the Tomsk region, heat flow density map from the basement roof, theoretical and experimental study of the Paleozoic thermodynamics and material composition.

The authors thank to Olga S. Isaeva for open geological and geophysical data on deep wells and deposits.

The research was supported by the FSR project no. FWZZ-2022-0011.

REFERENCES

- Nadezhdy v tumane. Perspektivy stabilizatsii neftyanoy otrasli otsenivayut ostorozhnee, chem ranshe [Hope is in the fog. The prospects for stabilizing the oil industry are being assessed more cautiously than before]. *Nedra i TEK^{phys} Sibiri*, 2021, no. 7, pp. 11–13.
- Melnik I.A. Reasons for formation of low-resistivity oil saturated reservoirs. *Russian Oil and Gas Geology*, 2018, no. 6, pp. 129–136. In Rus.
- Morozov N.V., Belenkaya I.Yu., Zhukov V.V. 3D modeling of Bazhenov fm. hydrocarbon system: details of physicochemical properties of hydrocarbons prognosis. *PRONEFT*, 2016, no. 1, pp. 38–45. In Rus.
- Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas. P. 2. Shale-oil resource systems. *Shale reservoirs – giant resources for the 21st century*: AAPG Memoir 97, 2012. pp. 89–119.
- Proektnaya revolyutsiya. Intervyu s generalnym direktorom PAO «Gazprom nefte» M.M. Khasanovym [Design revolution. Interview with General Director of Gazprom Neft PJSC M.M. Khasanov]. *Gazprom*, 2018, no. 3, pp. 20–26.
- Kartashov I. Paleozoy mozhet stat brendom oblasti [Paleozoic can become a brand of the region]. *Nedra i TEK^{phys} Sibiri*, 2021, no. 7, pp. 14–16.
- Aleeva A.O., Isaev V.I., Lobova G.A. Sravnitel'naya geofizicheskaya i petrofizicheskaya kharakteristika yurskikh otlozheniy kak prognozno-poiskovy priznak doyrskikh zalezhey uglevodorodov (Tomskaya oblast) [Comparison geophysical and petrophysical characteristics of Jurassic sediments as a predictive search feature of pre-Jurassic hydrocarbon deposits (Tomsk region)]. *Novye vyzovy fundamentalnoy i prikladnoy geologii nefti i gaza – XXI vek. Materialy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchennykh, posvyashchennoy 150-letiyu akademika AN SSSR I.M. Gubkina i 110-letiyu akademika AN SSSR i RAN A.A. Trofimuka* [New Challenges in Fundamental and Applied Geology of Oil and Gas. XXI Century. Proc. of the All-Russian Scientific Conference with the Participation of Foreign Scientists, Dedicated to the 150th Anniversary of Acad. AS USSR I.M. Gubkin and the 110th anniversary of Acad. AS USSR and RAS A.A. Trofimuka]. Novosibirsk, CPI NSU Publ., 2021. pp. 144–147.
- Nurgaliev D.K., Selivanivskaya S.Yu., Kozhevnikova M.V., Galitskaya P.Yu. Some challenges and opportunities for Russia and regions in terms of the global decarbonization trend. *Georesursy*, 2021, vol. 23 (3), pp. 8–16. In Rus.
- Kuzmenkov S.G., Ayupov R.Sh., Novikov M.V., Isaev V.I., Lobova G.A., Stulov P.A., Butin V.S., Astapenko E.O. Enhanced oil recovery methods at fields of Yugra. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 4, pp. 96–106. In Rus.
- Zhdanov S.A., Miyan A.V., Surguchev L.M., Castanier L.M., Hanssen J.E. Application of foam for gas and water shut-off: review of field experience. *European Petroleum Congress*. Milan, Italy, Society of Petroleum Engineers, 1996. pp. 377–388.
- Romero-Zeron L. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR). *Practical Overview*. Frederickton, IntechOpen, 2016. 200 p.
- Hascakir B. Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, special issue, vol. 154, pp. 438–441.
- Standnes D.C., Skjeverak I. Literature review of implemented polymer field projects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol. 122, pp. 761–775.
- Delamaide E. Comparison of steam and polymer injection for the recovery of heavy oil. *SPE Western Regional Meeting*. Bakersfield, California, USA, 2017. Paper SPE 185728.
- Saunin V.I., Shalamov M.A., Yagafarov A.K. Effektivnost stroitelstva i ekspluatatsii gorizontalnykh skvazhin na Samotlorskom mestorozhdenii (plast AV 1/1-2 «ryabchik») [Efficiency of construction and operation of horizontal wells at the Samotlor field (formation AV 1/1-2 "grouse")]. *Oilfield Engineering*, 2007, no. 11, pp. 59–62.
- Iskhakov R.R., Voronov C.A., Ermolaev A.I., Voronova V.V. Methodical approaches of second wellbore designing at the last stage of Western Siberian fields development. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 1, pp. 38–41. In Rus.
- Ngozi Akangbou H., Burby M., Nasr Gh. Effectively optimizing production of horizontal wells in homogeneous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 150, pp. 128–136.
- Szanyi M.L., Hemmingsen C.S., Wei Yan, Walther J.H., Glimberg S.L. Near-wellbore modeling of a horizontal well with Computational Fluid Dynamics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 160, pp. 119–128.
- Economides M., Oligney R., Valkó P. *Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice*. Alvin, Texas, Orsa Press, 2002. 25 p.
- Jin X., Shah S.N., Roegiers J., Zang B. Fracability evaluation in shale reservoirs – an integrated petrophysics and geomechanics approach. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Woodlands, TX, USA, 2014. Paper SPE 168589.
- Zimin V. Legenda vozvrashchaetsya. «Kladovuyu» prirodnykh resursov Rossii popolnit krupny federalny proekt [The legend is back. Russia's «pantry» of natural resources will be replenished by a major federal project]. *Nedra i TEK^{phys} Sibiri*, 2021, no. 10, pp. 6–8.
- Gornov P.Yu., Gilmanova G.Z. Thermal field and geothermal models of the lithosphere in the continent-ocean transition zone of northeastern Eurasia. *Russian Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 8, pp. 1292–1303. In Rus.
- Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling of sedimentary basins and assessment of its oil and gas potential]. Moscow, Nauchny Mir Publ., 2007. 456 p.
- Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Heidelberg, Springer, 2009. 476 p.
- Kutas R.I., Poort J. Regional and local geothermal conditions in the northern Black Sea. *International Journal of Earth Sciences*, 2008, vol. 97, no. 2, pp. 353–363.
- Krutenko D.S., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G. Het flow, Triassic rift system and Mesozoic-Cenozoic faults (South-East of western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2021, vol. 16, no. 2. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/19_2021.html (accessed 15 December 2021).
- Lobova G.A., Merenkova A.S., Isaev V.I., Kuzmenkov S.G. Heat flow and oil and gas presence of the Tomsk region north-eastern part. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 114–123. In Rus.
- Zapadnaya Sibir [Western Siberia]. *Geologiya i poleznye iskopayemye Rossii* [Geology and minerals of Russia]. Eds. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov. St. Petersburg, VSEGEI Publ. House, 2000. Vol. 2, 477 p.
- Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic-Cenozoic sediments of the Western Siberia southeastern regions]. Novosibirsk, SB RAS Publ., 2002. 253 p.
- Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [Foundation and development of the platform cover of the West Siberian plate]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 143 p.
- Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal prob-

- lem for a horizontal layer. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 2006, vol. 42, no. 12, pp. 1044–1050. In Rus.
32. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. 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*, 2018, vol. 54, no. 2, pp. 310–329. In Rus.
 33. Duchkov A.D., Sokolova L.S., Ayunov D.E. *Baza dannykh teplovykh svoystv gornykh porod Sibirskogo regiona RF* [Database of thermal properties of rocks of the Siberian region of the Russian Federation: The result of intellectual activity (RIA)]. Registration certificate RF no. 2017621489, 2017.
 34. Prokhorova P.N., Razvozhayeva E.P., Isaev V.I. Geothermy and estimation of hydrocarbon potential of the Bureya basin (Russian Far East). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 65–76. In Rus.
 35. Galushkin Y.I. Numerical reconstructions of thermal evolution of sedimentary cover and underlying lithosphere in western part of the South Caspian basin. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, vol. 88, pp. 1094–1108.
 36. Khutorskoy M.D., Akhmezhyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornykh L.V., Polyak V.G., Sukhikh E.A., Tsybul'ya L.A. *Geotermya arkticheskikh morey* [Geothermy of the Arctic Seas]. Moscow, GEOS Publ., 2013. 321 p.
 37. Nikitin D.S., Khutorskoy D.A., Ivanov D.A., Gorskikh P.P. *Glubinnoe stroenie i neftegazonosnost severo-vostochnoy chasti Barentsevomorskogo shelfa* [Deep structure and oil and gas potential of the Barents Sea shelf north-eastern part]. Moscow, GEOS Publ., 2020. 1147 p.
 38. Fattah R.A., Verweij J.M., Witmans N., ten Veen J.H. Reconstruction of burial history, temperature, source rock maturity and hydrocarbon generation in the northwestern Dutch offshore. *Netherlands Journal of Geosciences*, 2012, vol. 91, no. 4, pp. 535–554. DOI: <https://doi.org/10.1017/S0016774600000378>
 39. Geršlová E., Goldbach M., Geršl M., Skupien P. Heat flow evolution, subsidence and erosion in Upper Silesian Coal Basin, Czech Republic. *International Journal of Coal Geology*, 2016, vol. 154–155, pp. 30–42. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.12.007>
 40. Yalcin M.N., Littke R., Sachsenhofer R.F. *Thermal history of sedimentary basins*. Berlin, Springer Verlag, 1997. 167 p.
 41. Tissot B.P. Preliminary data on the mechanisms and kinetics of the formation of petroleum in sediments. Computer simulation of a reaction flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst:2003013>
 42. Handhal A.M., Al-Shahwan M.F., Chafeet H.A. Interpretation of hydrocarbon generation, migration and thermal history of Mesopotamian basin Southern Iraq based 1D Petromod software. *Iraqi Geological Journal*, 2020, vol. 53, no. 1B, pp. 29–56.
 43. Isaev V.I., Volkova N.A., Nim T.V. Solution of direct and inverse sedimentation heat-flow problems. *Geology of the Pacific Ocean*, 1996, vol. 12, no. 3, pp. 523–536. In Rus.
 44. Starostenko V.I., Danilenko V.A., Vengrovitch D.B., Kutas R.I., Stovba S.M., Stephenson R.A., Kharitonov O.M. A new geodynamical-thermal model of rift evolution, with application to the Dnieper-Donets Basin, Ukraine. *Tectonophysics*, 1999, vol. 313, no. 1–2, pp. 29–40.
 45. Galushkin Yu. *Non-standard problems in basin modelling*. Switzerland, Springer, 2016. 274 p.
 46. Balázs A., Maženco L., Granjeon D., Alms K., François T., Sztanó O. Towards stratigraphic-thermo-mechanical numerical modelling: Integrated analysis of asymmetric extensional basins. *Global and Planetary Change*, 2021, vol. 196, pp. 1–21. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2020.103386> (accessed 15 December 2021).
 47. Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR* [Thermal field and oil and gas content of young plates of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 222 p.

Received: 31 March 2022.

Information about the authors

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

Galina Lobova, Dr. Sc., independent expert in the field of oil and gas geology and geophysics.

Anna S. Merenkova, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Elizaveta N. Osipova, Cand. Sc., senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Stanislav G. Kuzmenkov, Dr. Sc., professor, Yugra State University.

Alexander N. Fomin, Dr. Sc., senior researcher, Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS.