

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2021

УДК 551.243:550.361(571.16)

Крутенко Д.С., Исаев В.И.ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Томск, Россия, dskrutenko@gmail.com, isaevvi@tpu.ru**Кузьменков С.Г.**ФГАОУ ВО «Югорский государственный университет», Ханты-Мансийск, Россия,
KSG.1948@yandex.ru

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК, ТРИАСОВАЯ РИФТОВАЯ СИСТЕМА И МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИЕ РАЗЛОМЫ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Выполнена качественная и количественная оценка влияния триасовой рифтовой системы и мезозойско-кайнозойских разломов на современное тепловое поле запада Томской области. Выявлено, что рифтовые структуры фундамента не находят отражения в современном тепловом поле также, как и дизъюнктивные нарушения осадочного чехла, что объясняется древним возрастом их заложения.

Ключевые слова: *тепловое поле, рифтовые структуры фундамента, дизъюнктивные нарушения, Томская область.*

ВВЕДЕНИЕ

Фундаментальный вопрос о природе вариаций глубинного теплового потока до сих пор остается без полного и обоснованного ответа. Актуальность решения данной проблемы именно для Западно-Сибирского осадочного бассейна обусловлена многообразием геологических, тектонических и геотермических условий, что позволит перенести сделанные выводы и обобщения на другие нефтегазоносные бассейны, а также перспективностью применения полученных результатов при поисково-разведочных работах в самом Западно-Сибирском бассейне.

В качестве причин вариаций теплового потока на Западно-Сибирской платформе исследователями выдвигались и выдвигаются различные предположения. Вариации глубинного теплового потока связывают или с выносом тепла по разломам, ограничивающим мезозойские грабен-рифты [Сурков, Жеро, 1981], или с движением подземных флюидов [Курчиков, 1992], или с влиянием вариаций палеоклимата [Голованова и др., 2009], или с изменением генерации радиогенного тепла [Дучков и др., 1982, 1989; Косарев и др., 2009], или с наличием структурно-теплофизических неоднородностей в верхних слоях фундамента и в осадочном чехле (интрузии, залежи УВ, дизъюнктивные нарушения) [Хуторской, 1996; Курчиков, 2001].

Таким образом, выполненные исследования по изучению природы вариаций теплового потока не являются исчерпывающими.

Цель настоящей работы заключается в проведении качественной и количественной оценки возможного влияния на современное тепловое поле тектоники фундамента, а именно *триасовой рифтовой системы и мезозойской-кайнозойских дизъюнктивных нарушений*.

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

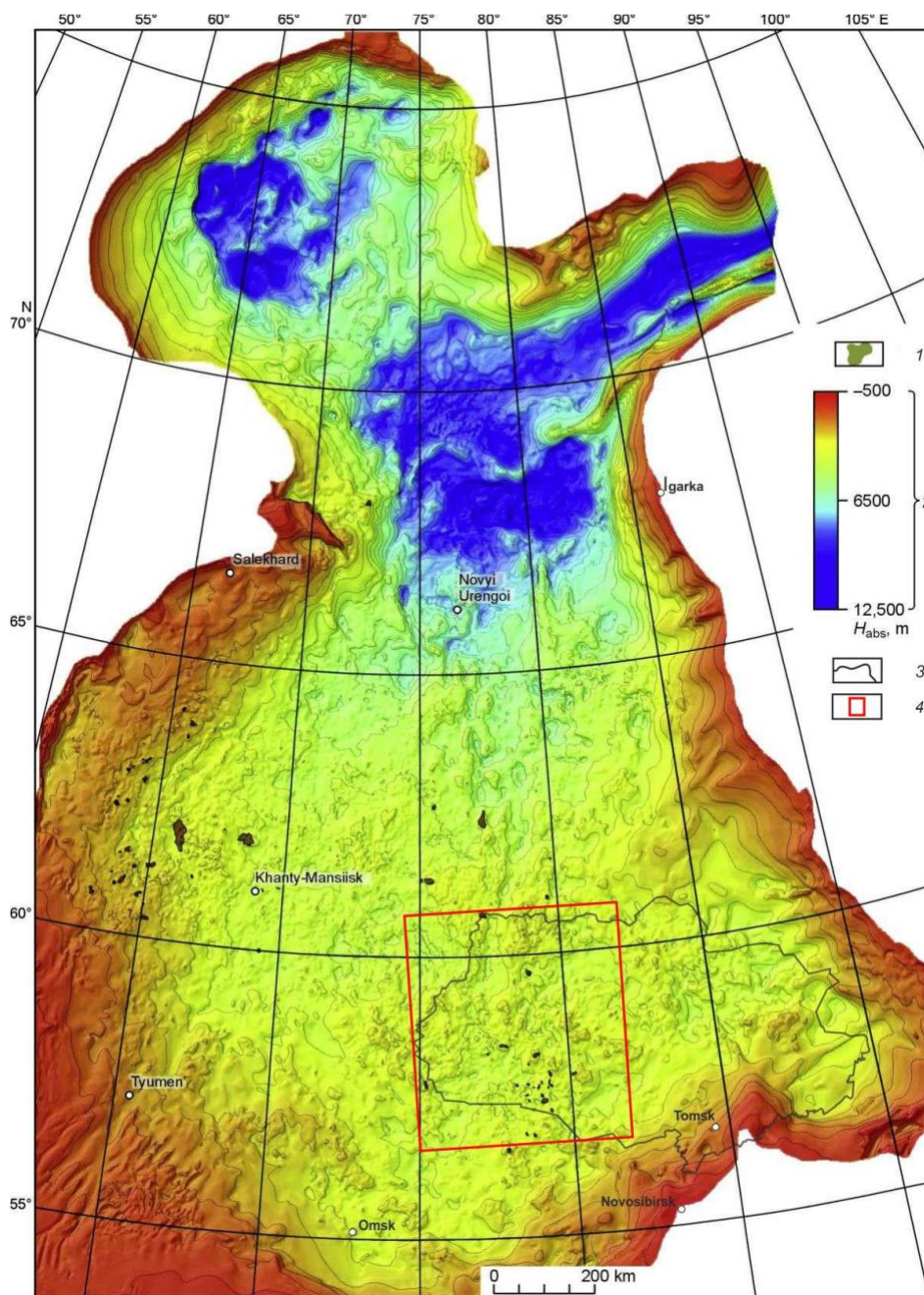


Рис. 1. Положение территории исследований на структурной карте Западно-Сибирской плиты по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений (по [Brekhuntsov et al, 2011])

1 – месторождения УВ доюрского комплекса; 2 – шкала глубин кровли доюрских образований; 3 – административная граница Томской области; 4 – контур территории исследований.

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Изученность

Исследуемая территория административно приурочена к западу Томской области - левобережье р. Обь. Степень изученности территории Томской области сейсморазведочными работами чрезвычайно 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.

В Томской области в процессе геологоразведочных работ на нефть и газ проводилось опорное, параметрическое, поисковое, разведочное бурение. На территории области пробурены более 1400 скважин, в том числе 7 опорных (Колпашевская-1, Колпашевская-2, Нововасюганская, Пудинская, Тымская, Максимкин-Ярская, Тегульдетская) и 56 параметрических. Изученность области глубоким бурением также неравномерна. Наиболее исследованной является ее западная часть - Нижневартовский, Каймысовский, Среднеvasюганский, Пудинский и Александровский нефтегазоносные районы. Отложения палеозоя вскрыты здесь более, чем в 600 скважинах.

Стратиграфия

В геологическом строении изучаемой территории принимают участие образования доюрского фундамента и отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. На поверхность фундамента выходят силурийские, девонские, каменноугольные, пермские и вулканогенные триасовые образования. Образования доюрского фундамента представлены отложениями ордовика, силура, девона и карбона.

В мезозойско-кайнозойском осадочном чехле установлены отложения всех систем мезозоя. Триасовые отложения распространены не сплошным чехлом, а только на отдельных участках. Триасовые отложения представлены здесь *туринской серией* (нижний, средний, частично верхний триас) по составу существенно базальтовой эффузивно-осадочной толщей. Отложения выполняют впадины и грабены в фундаменте.

В разрезе юры выделены *урманская, тогурская, салатская, тюменская, васюганская (наунакская), георгиевская и баженовская* свиты. Нижнеюрские отложения представлены *урманской* и *тогурской* свитами. Эти отложения представляют собой толщу заполнения отрицательных палеоформ доюрского рельефа, они распространены в депрессионных зонах и отсутствуют на выступах доюрского основания. Завершает юрский разрез *баженовская* свита, образовавшаяся в глубоководном морском бассейне. Породы *баженовской* свиты с несогласием залегают на отложениях *васюганской* свиты или согласно перекрывают аргиллиты *георгиевской* свиты. Свита распространена практически повсеместно.

Меловые и кайнозойские отложения в исследуемом районе представлены *куломзинской*,

тарской, вартовской (киялинской), алымской, покурской, кузнецовской, ипатовской, славгородской, ганькинской, талицкой, люлинворской и чеганской свитами.

Нефтегазоносность

Доюрский нефтегазоносный комплекс. Месторождения нефти и газа, открытые в зоне контакта палеозойских и мезозойских отложений, сосредоточены, главным образом, в Пудинском нефтегазоносном районе. Залежи углеводородов, как правило, приурочены к эрозионно-тектоническим выступам доюрского основания и связаны со сложнопостроенными литологически-, тектонически- и стратиграфически-экранированными ловушками.

Месторождения относятся к различным стратиграфическим уровням. На Останинской площади продуктивны отложения нижнего девона, Южно-Табаганской – среднего девона, в породах, датируемых верхним девоном-нижним карбоном, промышленные скопления углеводородов выявлены на Герасимовском месторождении.

Литологически залежи приурочены к коллекторам трех типов – рифогенным постройкам, доломитизированным известнякам и кремнисто-глинистым породам. Роль флюидоупоров залежей углеводородов, как правило, выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки ниже-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания. По типу залежи, преимущественно, пластовые и массивные.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс. Нефтегазопоявления в отложениях ранней юры выявлены на исследуемой территории более, чем в 60 скважинах. Наибольшая часть скважин, в которых в позднеюр-ааленских отложениях присутствуют признаки нефти, сосредоточена в Нюрольской мегавпадине. Промышленный приток нефти получен в зоне выклинивания песчаных пластов на Фестивальной площади.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс. По результатам испытаний байос-батских песчаных пластов непромышленные притоки нефти, а также нефтепроявления выявлены практически по всему байос-батскому разрезу. Промышленные залежи углеводородов выявлены на 16 площадях. Большая часть промышленных запасов углеводородов связана с верхней батской частью разреза, где открыты нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи на Нижнетабаганской, Казанской, Калиновой, Западно-Лугинецкой, Кулгинской, Северо-Ютымской, Смоляной, Герасимовской, Верхнесалатской, Северо-Калиновой и Мыльджинской площадях.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. Келловей-титонский комплекс пород является основным нефтегазоносным комплексом. Наличие в разрезе верхней юры исследуемой территории регионально-развитого горизонта Ю₁, являющегося резервуаром для залежей углеводородов и перекрывающих его углеродистых глинисто-кремнистых пород

баженовской свиты, выполняющих с одной стороны роль основного источника углеводородов, с другой – региональной покрывки, создали исключительно благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа.

Неокомский нефтегазоносный комплекс. Промышленные притоки нефти и, реже, газа получены на Советском, Столбовом, Аленкинском, Северном, Южно-Черемшанском, Мыльджинском, Южно-Мыльджинском, Гуралинском, Соболином месторождениях.

Тектоника

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 в крест простирания, таким образом слагая сложную структурную решетку.

На исследуемой территории получили развитие три грабен-рифта раннемезозойского возраста, имеющие северо-восточное направление: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузиковский. 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, созданное преимущественно вертикальными тектоническими движениями. Как отмечает В.А. Конторович, крупные блоки разбиты массой разноориентированных разломов различной амплитуды [Конторович, 2002]. На рис. 2 показаны дизъюнктивные дислокации, закартированные на поверхности сейсмического горизонта Ф₂. Эти нарушения соотносятся с тектонической активизацией изучаемой территории на протяжении геологического времени формирования осадочного мезозойско-кайнозойского чехла. Визуально практически все, за небольшим исключением, дизъюнктивные дислокации зафиксированы в западной части Томской области. Практическое отсутствие разрывных нарушений на правобережье р. Обь объясняется, скорее всего, его слабой изученностью.

ТЕПЛОЙ ПОТОК

Методика расчета плотности теплового потока

Количественная оценка плотности теплового потока из основания осадочного чехла сложна из-за связей с тектоникой, денудационными процессами и климатом, и поэтому его моделирование требует комплексного подхода [Курчиков, 1992; Theissen, Rüpke, 2010; Galushkin, 2016; Fuchs et al., 2020; Balázs et al., 2021]. Именно такой подход к расчету теплового потока обеспечивает применяемая методика [Исаев и др., 2018a], которая предполагает

выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений, а также использование данных о распределении геотемператур как современных, так и палеотемператур.

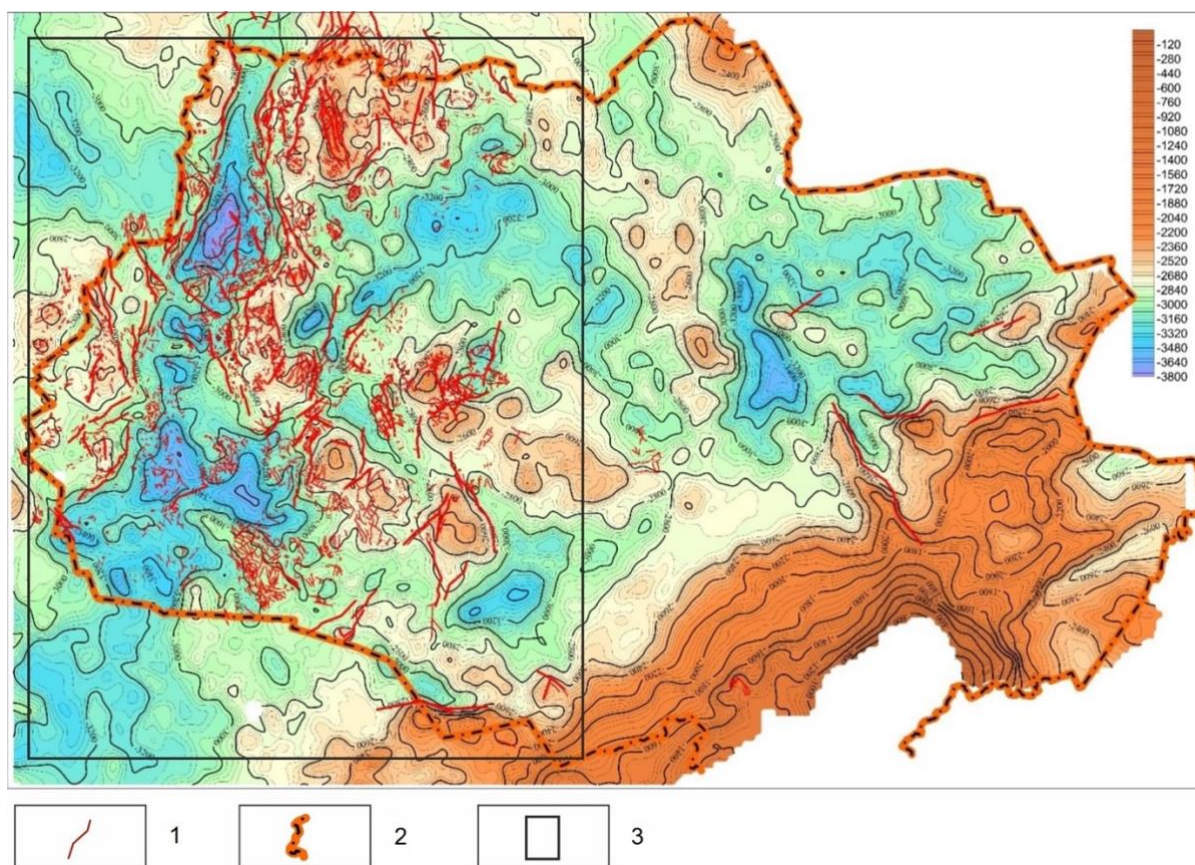


Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (подошва юры) [Конторович, 2002]
1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – административная граница Томской области; 3 – контур территории исследований

Глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии средствами программного комплекса одномерного бассейнового моделирования *ТермоDialog* [Исаев и др., 2018а].

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]. Такая относительно простая модель вполне корректна [Isaev et al., 2018] для моделирования субгоризонтально слоистого осадочного разреза Западной Сибири. А для территории 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.

Решение выполняется в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, начиная с юрского времени, без привлечения сведений о природе теплового потока и геодинамике ниже основания осадочного разреза. Тепловой поток Западной Сибири, начиная с юрского времени, характеризуется квазистационарностью [Дучков и др., 1982; Курчиков, 2001]. Ввиду этого решение обратной задачи геотермии выполняется однозначно.

В качестве входных параметров для геотемпературной модели используются пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита.

Первое краевое условие модели определяется палеоклиматом в мезозое-кайнозое и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли. «Местный» вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций [Исаев и др., 2016].

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины («дело скважины»). В соответствии с разбивкой задаются параметры седиментационной и теплофизической модели.

Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [Исаев и др., 2002]. По плотности пород в интервале (2,02-2,46) г/см³ установлена их теплопроводность (1,27-1,65) 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.

Палеотемпературные реконструкции непосредственно сопряжены с палеоструктурными реконструкциями. Верхняя граница осадочной толщи соответствует поверхности осадконакопления. Скорость осадконакопления при моделировании может принимать нулевые и отрицательные значения в случае перерывов в осадконакоплении и денудации, соответственно.

Основным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная* согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по отражательной способности витринита. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» - это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная

погрешности наблюдений [Strakhov et al., 2000]. В данном случае погрешность наблюдений составляет порядка $\pm 2^\circ\text{C}$ [Isaev et al., 2018].

На территории исследований по принятой методике рассчитаны значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза в 204 поисково-разведочных, опорных и параметрических скважинах (рис. 3).

Распределение плотности теплового потока

По расчетным значениям построена карта распределения плотности теплового потока западных районов Томской области (рис. 4).

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: 4 ярко-выраженные «положительные аномалии», 8 относительно небольших по занимаемой территории «отрицательных аномалий», а также «градиентные зоны», окаймляющие крупные аномалии.

В северной части карты крупная положительная аномалия сформировалась вокруг Трайгородско-Кондаковского месторождения (скважины Ко33 и Тг3). В центральной части карты отмечены 2 положительные аномалии: вокруг месторождения Снежное (скв. Сн133) и месторождений Ломовое, Озерное и Катильгинское (скважины Ло203, О71, Ка91). В юго-восточной части карты в обрамлении положительной аномалии расположены месторождения Рыбальное, Пинджинское и Мирное (скважины 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 скважины Чар190 до В360, а также аномалия в южной части карты, расположенная к югу от крупной положительной аномалии, вокруг Южно-Табаганского месторождения (скв. Ю-Т130). Остальные отрицательные аномалии сформированы вокруг скв. Х1 на севере, скважин Дв-15 и СА-1 - на юге, скважин Нью-1 и Селв4 - на юго-востоке

Ранее отмечено, что в пределах положительных структур наблюдается повышение величин плотности теплового потока на 5-20% по сравнению с зонами отрицательных структур, более высокое там, где больше размеры этих структур [Ермаков, Скоробогатов, 1986]. И действительно, при совместном анализе распределения плотности теплового потока и структурных элементов *осадочного чехла* отчетливо прослеживается их корреляция (см. рис. 3 и 4). С данной особенностью не коррелирует только Средневазюганский мегавал, характеризующийся отрицательной аномалией. Нельзя уверенно оценить корреляцию характера аномалии теплового потока с локализацией Нижневартовского свода и Парабельского мегавыступа, потому что первый входит в границу территории исследований частично, а второй охарактеризован слишком маленьким количеством скважин, по которым рассчитаны значения теплового потока.

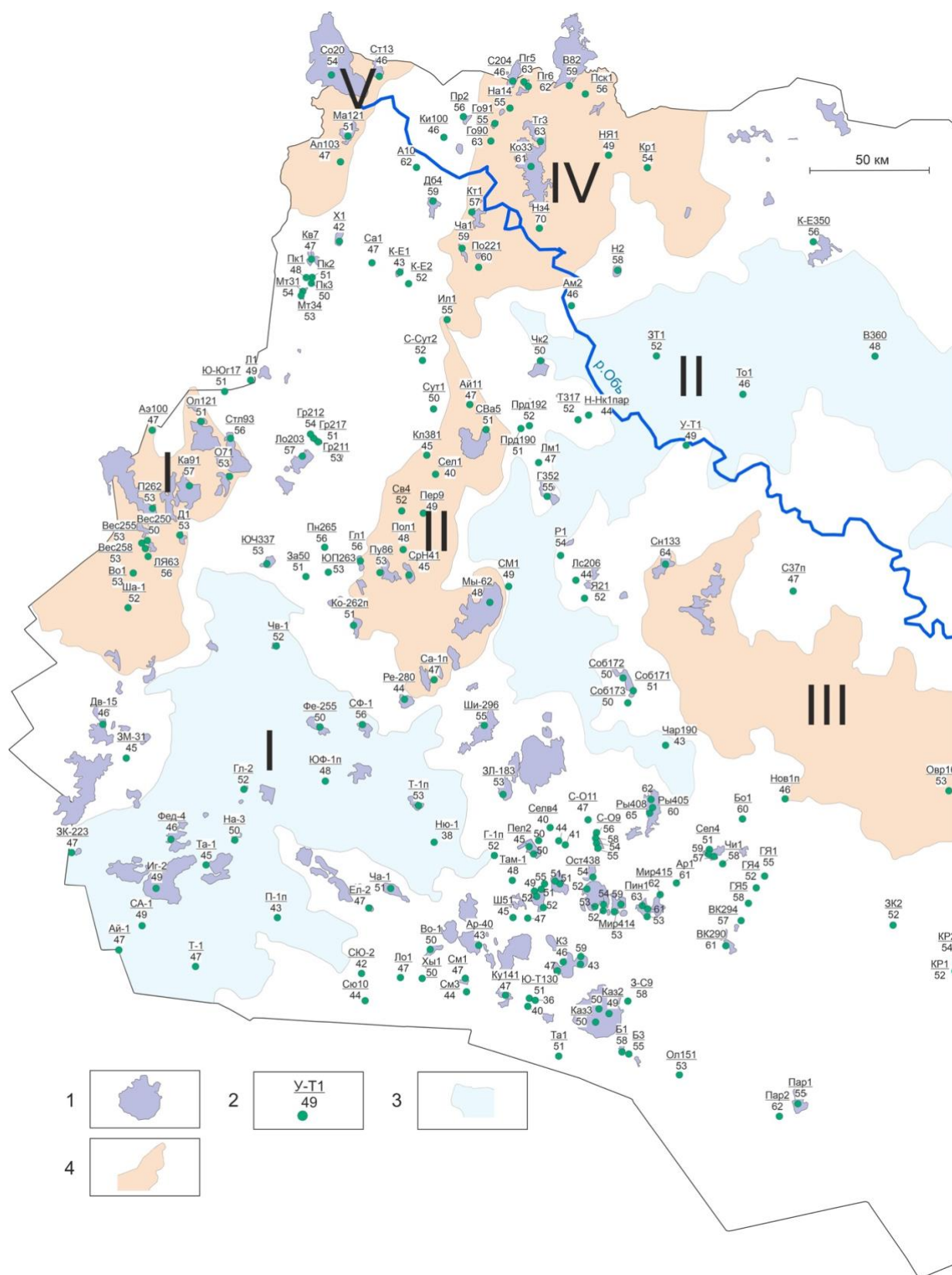
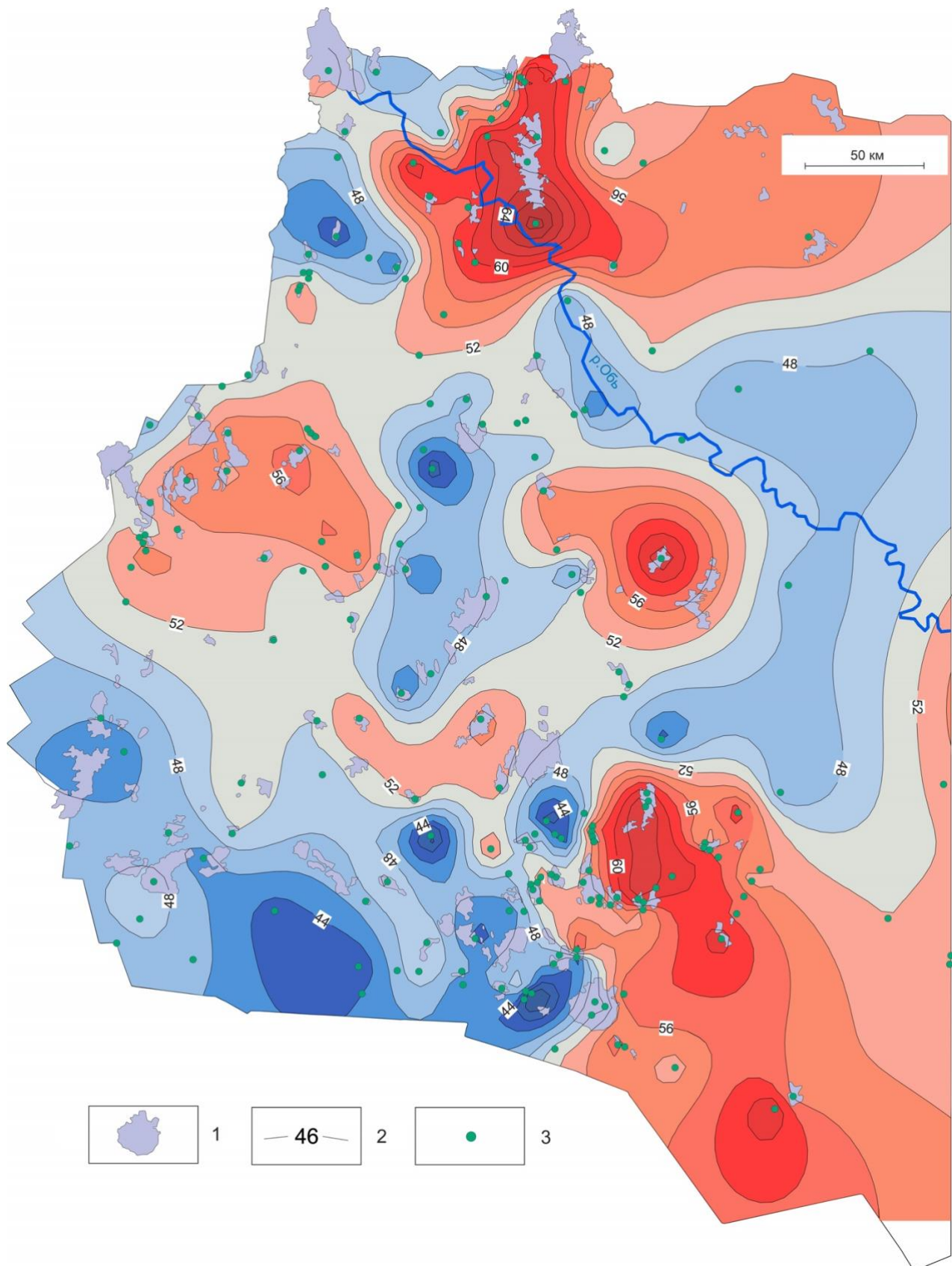


Рис. 3. Обзорная схема территории исследования

1 – месторождения UB; 2 – скважина: в числителе сокращенное название, в знаменателе – расчетное значение теплового потока, мВт/м²; 3-4 – структуры осадочного чехла I порядка [Конторович, 2002]: 3 – отрицательная структура I порядка и ее номер: I – Нюрольская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина; 4 – положительная структура I порядка и ее номер: I – Каймысовский свод, II – Средневазюганский мегавал, III – Парабельский мегавыступ, IV – Александровский свод, V – Нижневартовский свод.



**Рис. 4. Схематическая карта плотности теплового потока западной части
Томской области**

1 – месторождения УВ; 2 – изолинии теплового потока, мВт/м²; 3 – скважина палеотемпературного моделирования.

Здесь уместно упомянуть о влиянии теплового потока на формирование и интенсивность очагов генерации УВ, как одного из главных факторов. Это показано в результатах исследований динамики геотемператур юрских [Исаев, 2015] и палеозойских [Галиева и др., 2020] нефтематеринских свит.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА И РИФТОВОЙ СИСТЕМЫ ФУНДАМЕНТА

Для оценки влияния процессов триасового рифтогенеза на распределение теплового потока на изучаемой территории проведен качественный сопоставительный анализ. Резюмируя результаты анализа, можно сделать вывод о том, что на изучаемой территории (рис. 5) закономерностей поведения теплового поля в окрестностях рифтовых структур не наблюдается.

Предполагаемые причины отсутствия закономерностей описаны А.Р. Курчиковым [Курчиков, 1995]. Он не отрицает возможность формирования аномалий теплового потока в зонах развития грабен-рифтов. Аномалии могли быть очень значительными, контрастностью 30-50 мВт/м², однако А.Р. Курчиков указывает на ограниченное время их существования - до 50-100 млн. лет. Этим можно объяснить отсутствие аномалий современного теплового потока в пределах рифтовых структур на изучаемой территории, поскольку грабен-рифты сформированы в период герцинской активизации, более 200 млн. лет назад.

Напротив, например, в Байкальской рифтовой зоне, образованной в процессе *неоген-четвертичной активизации*, в рифтовых впадинах и вдоль зон активных разломов наблюдаются повышенные тепловые потоки (контрастностью более 25 мВт/м²), что связывается с выносом тепла по разломам флюидами из мантийного магматического очага [Дучков и др., 1982; Дучков, Соколова, 1985].

Следует отметить, что факт отсутствия корреляции элементов палеорифтовой системы и распределения теплового поля установлен и описан авторами и ранее [Исаев и др., 2017, 2018б]. Зона желоба южного сегмента Колтогорско-Уренгойского палеорифта (зона Колтогорского мезопроггиба) не нашла яркой генетической связи (прямой положительной корреляции) с распределением плотности теплового потока и распределением плотности ресурсов верхнеюрской «сланцевой нефти».

Таким образом, рифтовые структуры фундамента древнего возраста формирования не оказывают влияния на структуру современного теплового поля юго-востока Западной Сибири.

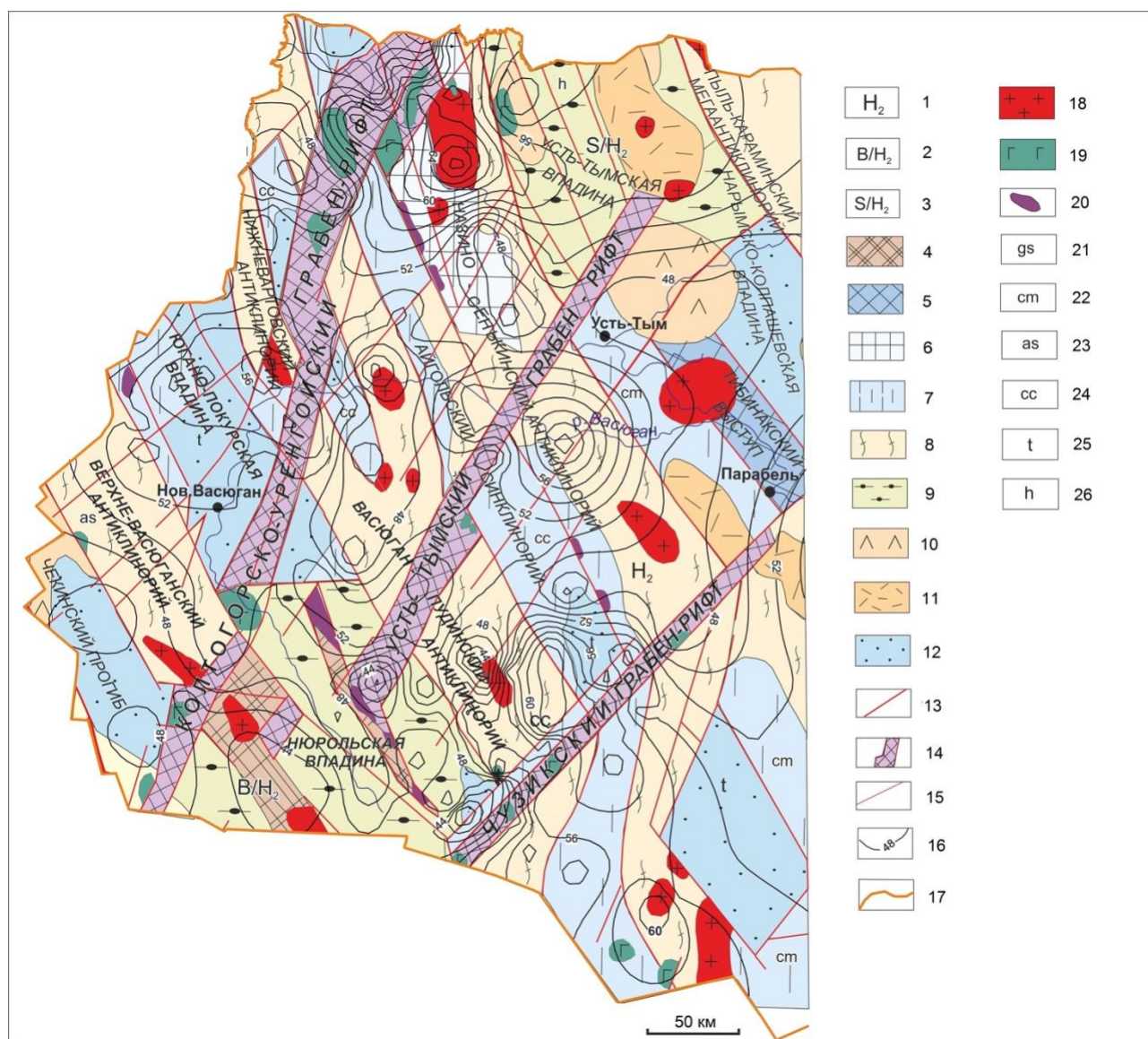


Рис. 5. Карта теплового потока на фоне фрагмента тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [Сурков, Жеро, 1981])

Области: 1 – позднегерцинской складчатости, 2 – байкальской складчатости, переработанные герцинским тектоногенезом, 3 – салаирской складчатости, переработанные герцинским тектоногенезом; выступы-горсты: 4 – байкальских складчатых комплексов, 5 – салаирских и каледонских складчатых комплексов; 6 – ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами; 7 – основания межгорных прогибов; 8 – антиклинорные зоны инверсионного типа развития (моноциклические); 9 – наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов; 10 – раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатостей; 11 – покровы эффузивов разного состава; 12 – межгорные прогибы и внутренние впадины; 13 – разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны; 14 – раннемезозойские грабен-рифты; 15 – прочие разломы; 16 – изолинии плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м^2 ; 17 – административная граница Томской области; интрузивные комплексы: 18 – гранитоиды, 19 – базиты, 20 – ультрабазиты; формации геосинклинальные: 21 – кремнисто-сланцевая, 22 – глинисто-сланцевая, 23 – аспидная, 24 – карбонатно-глинисто-сланцевая; формации протоорогенные и переходные: 25 – терригенная, 26 – угленосная.

На карте приведены изолинии плотности теплового потока, мВт/м^2 .

КАЧЕСТВЕННОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛОвого ПОТОКА И РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ

На первых этапах изучения геотемпературного поля Западно-Сибирского бассейна его дифференцированность связывали с дизъюнктивной тектоникой [Дучков, 1982]. Напротив, А.Р. Курчиковым показано, что только на некоторых площадях вблизи отдельных участков разломов имеется повышение глубинного теплового потока до 6-8 мВт/м², однако эти примеры являются скорее исключением, чем правилом [Курчиков, 1995].

Принимая во внимание неоднозначность существующих представлений об отражении дизъюнктивной тектоники в тепловом поле, на первом этапе исследований, авторами выполнен качественный сопоставительный анализ локализации крупных разрывных нарушений по сейсмическому горизонту П^а (см. рис. 2) с неоднородностями распределения теплового потока (см. рис. 3). По В.А. Конторовичу [Конторович, 2002], это разрывные нарушения, проникающие в нижнемеловые горизонты, берриас-барремского времени заложения, и разрывные нарушения, проникающие в кайнозойские отложения, позднепалеоценового времени формирования, имеющие преимущественно северо-северо-восточное простирание. Сопоставительный анализ проводился на схеме, представленной на рис. 6.

Изучив расположение дизъюнктивных нарушений на территории исследования и сопоставив его с распределением плотности глубинного теплового потока, можно однозначно выделить лишь одну зону положительной корреляции – район Александровского свода, где наблюдается самая высокоамплитудная аномалия теплового потока. В остальных частях карты визуальная корреляция повышенных значений теплового потока с локализацией дизъюнктивных нарушений отчетливо не прослеживается. Здесь важно отметить, что положительная визуальная корреляция не наблюдается как для разломов, образованных 140-125 млн. лет назад, так и для разломов, закончивших свое формирование 56 млн. лет назад.

Поэтому полученный при анализе отрицательный результат может быть вызван несколькими причинами. Во-первых, отсутствие корреляции может являться подтверждением того, что глубинные разломы древнего возраста заложения (старше 50 млн. лет) не сопровождаются аномалиями современного теплового потока. Во-вторых, результат может свидетельствовать о неполном учете распространения разрывных нарушений на исследуемой территории. В-третьих, необходим более детальный анализ на предмет наличия корреляций в узких полосах вдоль разломов. Поэтому представляет интерес выполнить *количественный* сопоставительный анализ плотности разрывных нарушений с плотностью теплового потока.

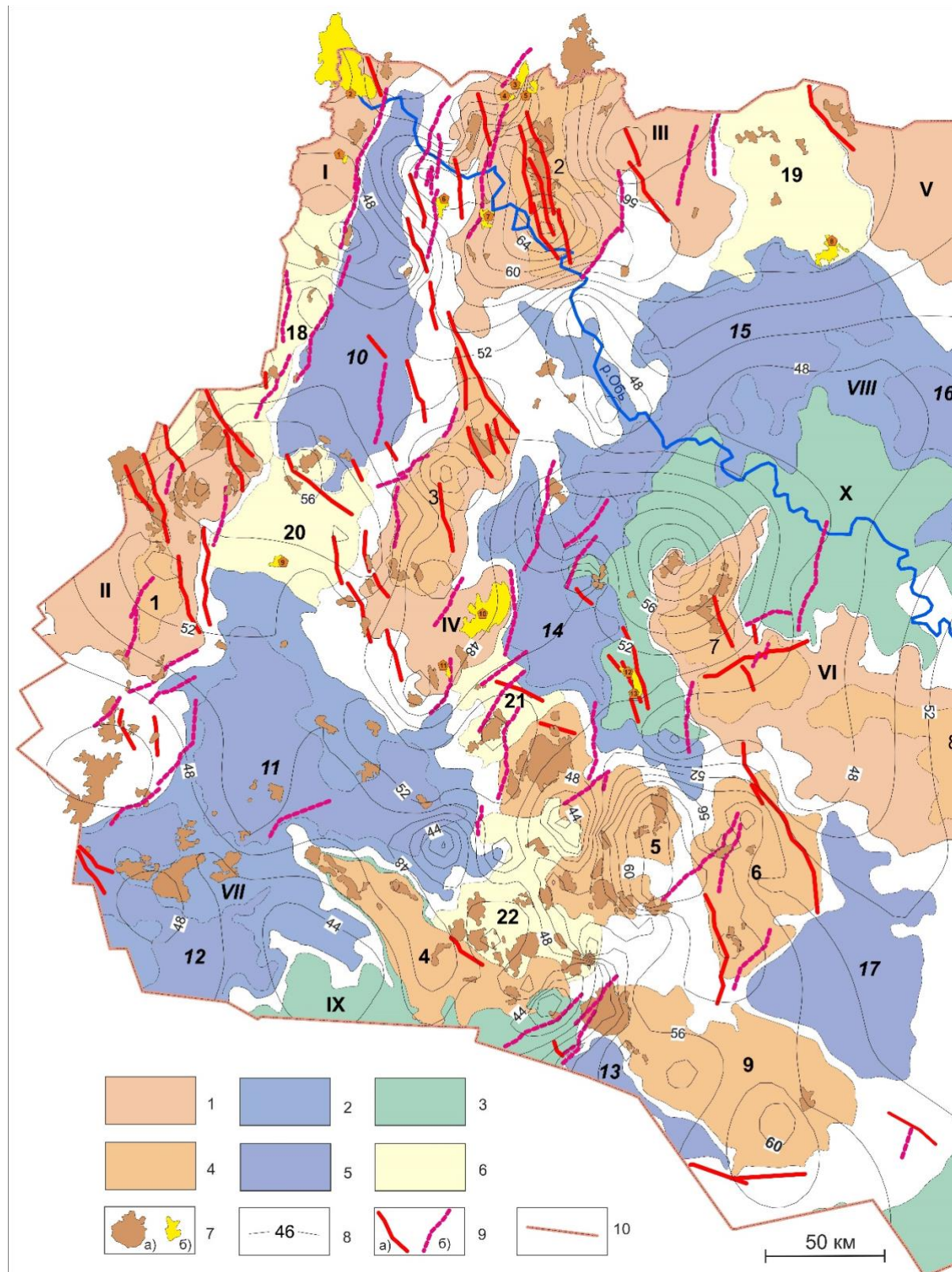


Рис. 6. Тепловой поток из основания осадочного чехла на фрагменте тектонической карты по сейсмическому горизонту Па (подошва баженовской свиты (на основе [Конторович, 2002])

I – положительная структура I порядка: I – Нижневартовский свод, II – Каймысовский свод, III – Александровский свод, IV – Среднеवासюганский мегавал, V – Пыль-Караминский мегавал, VI – Парабельский мегавыступ; 2 – отрицательная структура I порядка: VII – Нюрольская мегавпадина, VIII – Усть-Тымская мегавпадина; 3 – промежуточная структура I порядка: IX – Межовско-Барабинская мегамоноклираль, X – Северо-Парабельская мегамоноклираль; 4 – положительная структура II порядка: 1 – Нововасюганский мезовал, 2 – Трайгородский мезовал, 3 – Среднеवासюганский мезовал, 4 – Лавровский мезовыступ, 5 – Пудинское мезоподняние, 6 – Горелоярское мезоподняние, 7 – Восточно-Чижапское мезоподняние, 8 – Колпашевский мезовал, 9 – Калгачский мезовыступ; 5 – отрицательная структура II порядка: 10 – Колтогорский мезопрогиб, 11 – Центральнोनюрольская мезовпадина, 12 – Южно-Нюрольская мезовпадина, 13 – Косетский мезопрогиб, 14 – Самлатский мезопрогиб, 15 – Неготский мезопрогиб, 16 – Пыжинский мезопрогиб, 17 – Бакчарская мезовпадина; 6 – мезоседловины: 18 – Ледянская, 19 – Караминская, 20 – Черемшанская, 21 – Шингинская, 22 – Чузикско-Чижапская; 7 – месторождения углеводородов: а) в доюрском и/или юрском НГК, б) в доюрском и/или юрском и меловом НГК; 8 – изолинии теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м²; 9 – разрывные нарушения; 10 – административная граница Томской области.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА И РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ

Методика расчета цифровых моделей плотности разрывных нарушений

Локализация разрывных нарушений принята согласно карте В.А. Конторовича по отражающему горизонту Ф₂ (см. рис. 2). Крупные разрывные нарушения отнесены к первому порядку, более мелкие – ко второму порядку. Цифровые модели рассчитывались отдельно для первого, второго и первого+второго порядков нарушений.

Территория запада Томской области разделена сеткой на единичные участки (ячейки) 10x10 км (рис. 7А, сетка), в пределах которых рассчитывалась плотность разрывных нарушений. В сумме количество ячеек составляет 2000.

Подсчет плотности разрывных нарушений в каждой ячейки сетки выполнялся с помощью программного кода, написанного на языке Python. Программный код основан на применении одного из инструментов машинного зрения – выделении контуров объектов. Код реализован посредством функций модуля OpenCV [Bradski, Kaehler, 2008]. Алгоритм основан на выделении контуров разрывных нарушений и подсчете их суммарной длины в каждой отдельно взятой ячейке – единичном участке. Проверка корректности расчетов выполнялась на основе выборки случайных единичных участков вручную. Данные, полученные посредством кода, выгружаются в файл MS Excel для их удобного последующего использования.

Результатом расчетов является цифровая модель, в которой каждому единичному участку (ячейке) соответствует точка в его центре, характеризующаяся значением суммарной протяженности разрывных нарушений в пределах этой ячейки – плотностью разрывных нарушений, км/км².

Для оптимального соотношения детализации и представительности корреляционных исследований каждому узлу сетки приписано значение плотности разрывных нарушений, равное сумме плотностей 4-х смежных ячеек (см. рис. 7А).

Для удобства визуального анализа информации построены карты плотности разрывных нарушений первого (рис. 7Б), второго (рис. 7В) и первого+второго порядков (рис. 7Г) в изолиниях, на которых выделяются локальные максимумы. Наибольшей плотностью разрывных нарушений первого порядка характеризуется северная часть территории исследований, наибольшей плотностью разрывных нарушений второго порядка - центральная, южная и северная части территории, локализация плотности разрывных нарушений первого+второго порядков менее выражена.

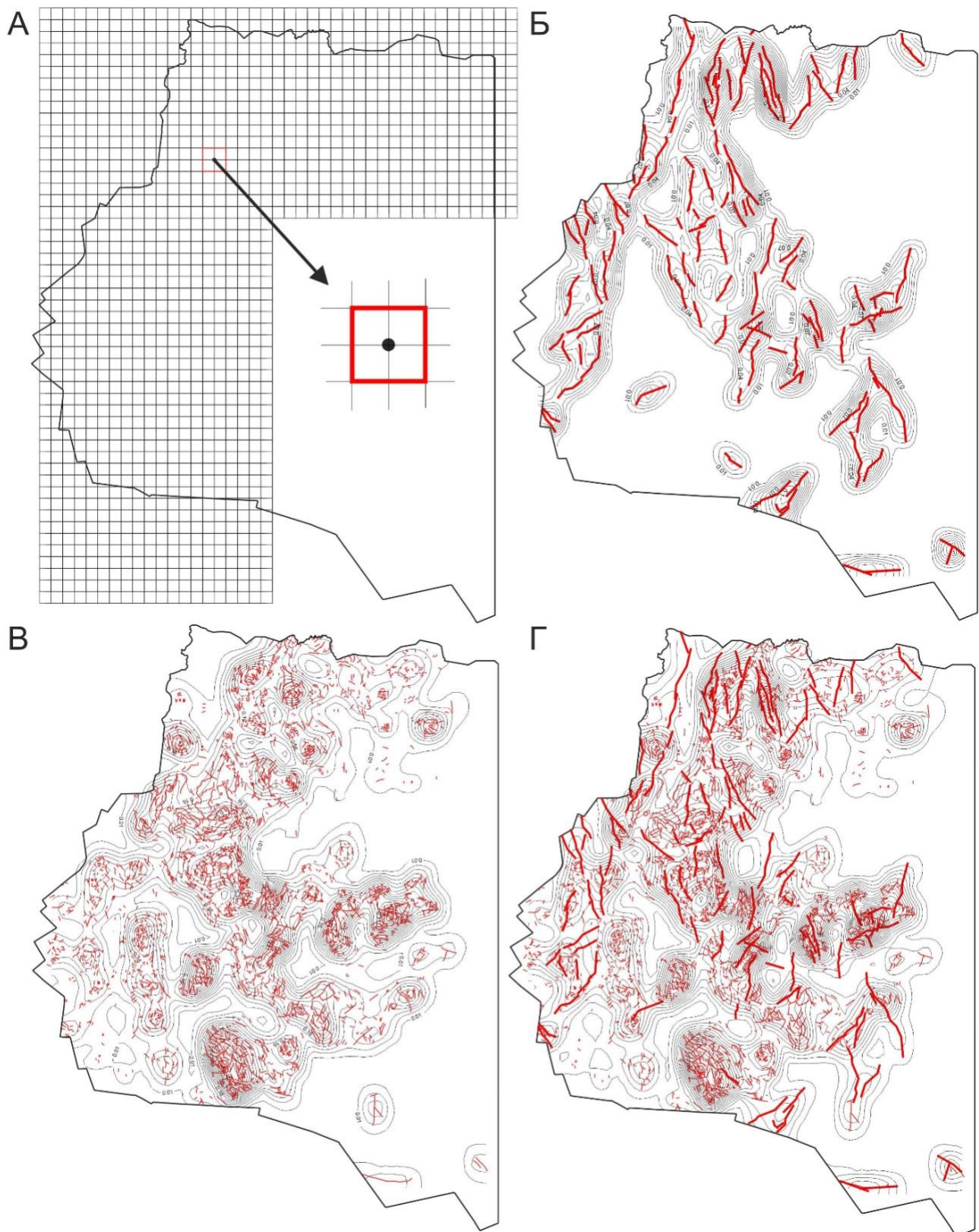


Рис. 7. Цифровые модели плотности разрывных нарушений

А – разбивка территории на ячейки сеткой 10x10 км, квадратная палетка 20x20 км для определения плотности разрывных нарушений в узлах сетки 10x10 км; Б - карта изолиний плотности разрывных нарушений первого порядка (сечение изолиний 0,01 км⁻¹); В - карта изолиний плотности разрывных нарушений второго порядка (сечение изолиний 0,03 км⁻¹); Г- карта изолиний плотности разрывных нарушений первого+второго порядков (сечение изолиний 0,03 км⁻¹).

Количественная оценка корреляции плотности теплового потока и плотности разрывных нарушений

Количественный анализ выполнялся путем сопоставления значений плотности теплового потока и плотности разрывных нарушений в узле сетки 10x10 км и нахождения численной корреляционной зависимости между этими параметрами.

При построении кросс-плота и уравнения регрессии для разрывных нарушений первого порядка (рис. 8А) исключены участки, где плотность разрывных нарушений равна нулю, в целях минимизации возможной некорректности расчетов, связанной с не выявленными разрывными нарушениями. Точки расчетов, общим количеством 654, на кросс-плоте формируют облако значений. Получен очень низкий, незначимый коэффициент корреляции регрессионной зависимости, порядка 0,13.

Таким образом, и более детальный, количественный сопоставительный анализ не выявил значимой корреляционной связи между распределением плотности теплового потока и расположением *крупных дизъюнктивных нарушений (первого порядка)*.

Количественный анализ корреляции плотности теплового потока и плотности мелких разрывных нарушений выполнен аналогично, как и для крупных разрывных нарушений.

При построении кросс-плота и уравнения регрессии (рис. 8Б) исключены участки, где плотность разрывных нарушений равна нулю. Точки расчетов, общим количеством 980, на кросс-плоте формируют облако значений. Получен очень низкий, незначимый коэффициент корреляции регрессионной зависимости, порядка 0,03.

И более детальный, количественный сопоставительный анализ не выявил значимой корреляционной связи между распределением плотности теплового потока и расположением *дизъюнктивных нарушений второго порядка*.

Для оценки суммарного эффекта дизъюнктивных нарушений в тепловом поле проведен количественный сопоставительный анализ распределения плотности теплового потока и плотности всей системы разрывных нарушений 1 и 2 порядков.

В результате сопоставительного анализа значимой корреляции между тепловым потоком и плотностью разрывных нарушений не получено (рис. 8В). Коэффициент корреляции регрессионной зависимости - очень низкий, незначимый, порядка 0,08.

Таким образом, и более детальный количественный сопоставительный анализ не выявил значимой корреляционной связи между поведением теплового поля и расположением как крупных (первый порядок), так и более мелких (2 порядок) мезозойско-кайнозойских дизъюнктивных нарушений. Полученный результат согласуется с выводом [Курчиков, 1992] о том, что разрывные нарушения древнего возраста заложения или активизации (старше 50 млн лет) не сопровождаются аномалиями в современном тепловом поле.



Рис. 8. Зависимости плотности глубинного теплового потока от плотности разрывных нарушений первого порядка (А), второго порядка (Б), первого+второго порядков (В)

Факт отсутствия корреляции теплового потока и разломов Западно-Сибирского бассейна неоднократно отмечен в работах член-корр. РАН А.Р. Курчикова и других геотермиков. Вместе с тем, в экспериментальных и теоретических работах по нефтегазовой геологии Западной Сибири продолжает широко использоваться прогностическая концепция о парагенезисе разрывных нарушений и восходящем вертикальном транзите по ним гидротермального теплоносителя. Это находит отражение и в новейших работах как приверженцев органического нефтидогенеза [Зубков, 2021], так и, тем более, в работах сторонников «глубинной нефти» [Мельник, Харламов, 2021]. Очевидно, что выводы А.Р. Курчикова о преимущественном отсутствии корреляции, о неуниверсальности парагенезиса, требуют дальнейшей аргументации.

Выводы об отсутствии корреляции сделаны Е.М. Ермаковым и В.А. Скоробогатовым, А.Д. Дучковым, А.Р. Курчиковым, М.Д. Хуторским на базе анализа мелкомасштабных карт теплового потока Западно-Сибирского бассейна. Настоящие исследования основываются на анализе детализированной карты теплового потока крупной зоны нефтенакпления, приуроченной к юго-востоку Западной Сибири. Этот анализ, помимо визуального сопоставления, проведен с применением математических методов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для юго-востока Западной Сибири на примере западных районов Томской области показано, что рифтовые структуры герцинского возраста формирования не находят отражение в тепловом поле, поскольку энергетические процессы, сопровождавшие их возникновение, хотя и не завершились полностью, но существенно ослабели.

Таким образом, на территории исследований триасовая рифтовая система не находит энергетической связи (прямой положительной корреляции) с распределением плотности теплового потока. Этот результат заслуживает внимания в контексте теории рифтовых систем и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты.

Показано, что на территории исследований дизъюнктивная тектоника не проявляется в структуре теплового поля ни на качественном, ни на количественном уровнях. Отсутствие корреляции между расположением дизъюнктивных нарушений и распределением теплового потока позволяет заключить, что, либо роль флюидодинамических процессов вдоль разломов в формировании структуры теплового поля в регионально-зональном масштабе незначительна, либо большинство выявленных дизъюнктивных нарушений не являются флюидопроводящими.

Таким образом, может быть некорректным по данным о тепловом поле прогнозировать мезозойско-кайнозойские разломы Западно-Сибирского осадочного бассейна, а по разрывным

нарушениям – геотермическую обстановку.

Полученные результаты, конечно, не являются исчерпывающими, но дают дополнительные представления о структуре и природе современного теплового поля Западной Сибири.

Не меньший теоретический и практический интерес представляет оценка возможного влияния вещественного состава образований фундамента и его нефтегазоносности на распределение плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна. Результаты соответствующих корреляционных исследований на примере юго-востока Западной Сибири авторы планируют представить в последующих публикациях.

Литература

Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И. Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т. 15. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2020

Голованова И.В., Сальманова Р.Ю., Демежко Д.Ю. О роли теплового климатического сигнала в верхней части земной коры в формировании аномалий теплового потока на Урале // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. - 2009. - № 2. - С. 46-52.

Дучков А.Д., Соколова Л.С. Температура литосферы Сибири по геотермическим данным // Геология и геофизика. - 1985. - № 12. - С. 60-71.

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., Лебедев В.И., Молчанов И.В., Новиков Г.Н., Растворов В.И., Фризен Л.Ф. Новые данные о тепловом потоке Западной Сибири // Геология и геофизика. - 1989. - № 1. - С. 140-144.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. - М.: Недра, 1986. - 222 с.

Зубков М.Ю. Механизм формирования коллекторов и углеводородных залежей в баженовско-абалакском комплексе Западной Сибири, прогноз их распространения // Каротажник. - 2021. - № 2. - С. 23-63.

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. Оценка влияния толщ вечной мерзлоты позднечетвертичного климатического похолодания на геотермический режим нефтематеринских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2015. - Т.10. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/21_2015

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 // Геофизический журнал. - 2016. - Т. 38. - № 4. - С. 3-25.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит // Геология нефти и газа. - 2018а. - № 1. - С. 49-73.

Исаев В.И., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Зональное районирование нефтеносных сланцевых толщ южного сегмента Колтогорско-Уренгойского

палеорифта // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017. - Т.12. - №2. - http://ngtp.ru/rub/11/15_2017.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/15_2017

Исаев В.И., Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири) // Геофизический журнал. - 2018б. - Т. 40. - № 3 - С. 54-80.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. - 253 с.

Косарев А.М., Голованова И.В., Шафигуллина Г.Т. Особенности распределения оксида калия, урана и тория в вулканитах Южного Урала в связи с проблемой генезиса минимума теплового потока // Литосфера. - 2009. - №. 6. - С. 17-32.

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. - М.: Недра, 1992. - 231 с.

Курчиков А.Р. Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири // Автореферат на соискание уч. ст. д. г.-м. н. - Новосибирск, 1995. - 61 с.

Мельник И.А., Харламов С.Н. К вопросу гидродинамического моделирования процессов восходящей миграции сложных неоднородных флюидов из глубинных подземных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2021. - Т.332. - № 4. - С. 24-37.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.: Недра. - 1981. - 143 с.

Хуторской М.Д. Введение в геотермию: курс лекций. - М.: Изд-во РУДН, 1996. - 156 с.

Balázs A., Maţenco 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. - V. 196. - P. 1–21. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2020.103386>

Bradski G., Kaehler A. Learning OpenCV: Computer vision with the OpenCV library. - Sebastopol, O'Reilly Media, Inc. - 2008. - 556 p.

Brekhushtsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. - 2011. - V. 52. - No. 8. - P. 781-791.

Fuchs S., Balling N., Mathiesen A. Deep basin temperature and heat-flow field in Denmark - New insights from borehole analysis and 3D geothermal modelling // Geothermics. - 2020. - V. 83. - P. 1-18. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101722>

Galushkin Yu. Non-standard Problems in Basin Modelling. - Switzerland: Springer, 2016. - 274 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-33882-8>

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. - V. 54. - No. 2. - P. 310-329.

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. Izvestiya, Physics of the Solid Earth. - 2006. - V. 42. - No. 12. - P. 1044-1050.

Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. - 2000. - V. 36. - No. 9. - P. 742-762.

Theissen S., Rüpke L.H. Feedbacks of sedimentation on crustal heat flow: New insights from the Voring Basin, Norwegian Sea // Basin Research - 2010. - V. 22. - P. 976-990. DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00437.x>

Krutenko D.S., Isaev V.I.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, dkrutenko@gmail.com, isaevvi@tpu.ru

Kuzmenkov S.G.

Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, KSG.1948@yandex.ru

HEAT FLOW, TRIASSIC RIFT SYSTEM AND MESOZOIC-CENOZOIC FAULTS (SOUTH-EAST OF WESTERN SIBERIA)

A qualitative and quantitative assessment of the influence of the Triassic rift system and Mesozoic-Cenozoic faults on the modern thermal field in the west of the Tomsk region has been carried out. It was revealed that the rift structures of the basement are not reflected in the modern thermal field, as well as disjunctive disturbances of the sedimentary cover, which is explained by the ancient age of their formation.

Keywords: *thermal field, basement rift structures, disjunctive disturbances, Tomsk region.*

References

Balázs A., Maţenco 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. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2020.103386>.

Bradski G., Kaehler A. *Learning OpenCV: Computer vision with the OpenCV library*. - Sebastopol, O'Reilly Media, Inc. 2008, 556 p.

Brekhtunsov A.M., Monastyr'ev B.V., Nesterov I.I. (Jr.) Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2011, vol. 52, no. 8, pp. 781-791.

Duchkov A. D., Sokolova L. S. *Temperatura litosfery Sibiri po geotermicheskim dannym* [Temperature of the Siberian lithosphere according to geothermal data]. *Geologiya i geofizika*, 1985, no. 12, pp. 60-71.

Duchkov A.D., Balobaev V.T., Lysak S.V., Sokolova L.S., Devyatkin V.N., Volod'ko B.V., Levchenko A.N. *Teplovoy potok Sibiri* [Heat flow in Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 1982, no. 1, pp.42-51.

Duchkov A.D., Sokolova L.S., Lebedev V.I., Molchanov I.V., Novikov G.N., Rastvorov V.I., Frizen L.F. *Novye dannye o teplovom potoke Zapadnoy Sibiri* [New data on heat flow in the Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 1989, no. 1, pp. 140-144.

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost' molodykh plit SSSR* [Thermal field and oil and gas potential of young plates within USSR]. Moscow, Nedra, 1986, 222 p.

Fuchs S., Balling N., Mathiesen A. Deep basin temperature and heat-flow field in Denmark - New insights from borehole analysis and 3D geothermal modelling. *Geothermics*, 2020, vol. 83, pp. 1-18. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101722>

Galieva M.F., Aleeva A.O., Isaev V.I. *Ochagi generatsii uglevodorodov i ikh akkumulyatsiya v doyrskom razreze Sel'veykinskoy ploschadi glubokogo bureniya (Tomskaya oblast')* [Hydrocarbons generation focus and accumulation within the pre-Jurassic section of the deep drilling Selveikin area (Tomsk Region)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2020, vol. 15, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/26_2020

Galushkin Yu. *Non-standard Problems in Basin Modelling*. Switzerland: Springer, 2016, 274 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-33882-8>

Golovanova I.V., Sal'manova R.Yu., Demezhko D.Yu. *O roli teplovogo klimaticheskogo signala v verkhney chasti zemnoy kory v formirovaniy anomalii teplovogo potoka na Urale* [On the role of thermal climatic signal in the upper part of the Earth's crust in forming thermal anomalies in the Urals]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Geologiya i razvedka*, 2009, no. 2, pp. 46-52.

Isaev V.I. *Otsenka vliyaniya tolshch vechnoy merzloty pozdnechetvertichnogo klimaticheskogo pokholodaniya na geotermicheskiy rezhim neftematerinskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Assessment of the influence of permafrost strata of late quaternary climate cooling on the geothermal regime of oil-source deposits of Western Siberia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2015, vol. 10, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/21_2015

Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G. *Komp'yuternaya tekhnologiya kompleksnoy otsenki neftegazovogo potentsiala osadochnykh basseynov* [Computer technology of the integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins]. *Geologiya nefi i gaza*, 2002, no. 6, pp. 48-54.

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.

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. *Paleoklimaticheskie faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii bazhenovskoy i togurskoy svit yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Paleoclimatic factors of reconstruction of thermal history of parent petroleum Bazhenov and Togur Formations of southeast of West Siberia]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2016, vol. 38, no. 4, pp. 3-25.

Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Starostenko V.I., Fomin A.N. *Rayonirovanie megavpadin yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri po plotnosti resursov slantsevoy nefi togurskoy i bazhenovskoy materinskikh svit* [Zoning of mega-depressions by shale oil generation density of Togur and Bazhenov source strata in the southeast of Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*, 2018a, no. 1, pp. 49-73.

Isaev V.I., Lobova G.A., Starostenko V.I., Stotskiy V.V., Fomin A.N. *Zonal'noe rayonirovanie neftenosnykh slantsevykh tolshch yuzhnogo segmenta Koltogorsko-Urengoyanskogo paleorifta* [Zoning of the shale oil area belonging to the southern part of the Koltogor-Urengoy paleorift]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2017, vol. 12, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/11/15_2017.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/15_2017

Isaev V.I., Lobova G.A., Stotskiy V.V., Fomin A.N. *Geotermya i zonal'nost' slantsevoy neftenosnosti Koltogorsko-Urengoyanskogo paleorifta (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Geothermy and zoning of shale oil prospects of the Koltogor-Urengoy paleorift (southeastern part of West Siberia)]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2018b, vol. 40, no. 3, pp. 54-80.

Khutorskiy M.D. *Vvedenie v geotermyu: kurs lektsiy* [Introduction to Geothermy: lecture course]. Moscow: RUDN Publ., 1996, 156 p.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoyevskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, Izd-vo SO RAN, 2002, 253 p.

Kosarev A.M., Golovanova I.V., Shafigullina G.T. *Osobennosti raspredeleniya oksida kaliya, urana i toriya v vulkanitakh Yuzhnogo Urala v svyazi s problemoy genezisa minimuma teplovogo potoka* [Potassium, uranium and thorium distribution in the South Urals volcanites in connection with the problem of negative heat anomaly genesis]. *Litosfera*, 2009, no. 6, pp. 17-32.

Kurchikov A.R. *Geotermicheskiy rezhim uglevodorodnykh skopleniy Zapadnoy Sibiri* [The geothermal regime of hydrocarbon pools in West Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no.11, pp. 1846-1853.

Kurchikov A.R. *Gidrogeotermicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Hydrogeothermal criteria of oil and gas potential]. Moscow, Nedra, 1992, 231 p.

Kurchikov A.R. *Teplovoy rezhim neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri* [Thermal conditions of areas in Western Siberia with potential for oil and gas: DSc Diss. Abstract]. Avtoreferat na soiskanie uch. st. d. g.-m. n. Novosibirsk, 1995, 61 p.

Mel'nik I.A., Kharlamov S.N. *K voprosu gidrodinamicheskogo modelirovaniya protsessov voskhodyashchey migratsii slozhnykh neodnorodnykh flyuidov iz glubinnykh podzemnykh kollektorov*

[On the issue of hydrodynamic modelling of upward migration of rheologically complex inhomogeneous fluids from deep underground reservoirs]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 24-37.

Starostenko V.I., Kutas R.I., Shuman V.N., Legostaeva O.V. Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 2006, vol. 42, no. 12, pp. 1044-1050.

Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 2000, vol. 36, no. 9, pp.742-762.

Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [The basement and platform development of Western Siberian Plate]. Moscow, Nedra, 1981, 143 p.

Theissen S., Rüpke L.H. Feedbacks of sedimentation on crustal heat flow: New insights from the Voring Basin, Norwegian Sea. *Basin Research*, 2010, vol. 22, pp. 976-990. DOI: <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00437.x>

Zubkov M.Yu. *Mekhanizm formirovaniya kollektorov i uglevodorodnykh zalezhey v bazhenovsko-abalaskom komplekse Zapadnoy Sibiri, prognoz ikh rasprostraneniya* [A mechanism of generation of reservoirs and hydrocarbon accumulations in some Western Siberia Bazhenov-Abalakov strata, a forecast on their propagation zones]. *Karotazhnik*, 2021, no. 2, pp. 23-63.

© Крутенко Д.С., Исаев В.И., Кузьменков С.Г., 2021

