

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



КРУТЕНКО ДАНИИЛ СЕРГЕЕВИЧ

**ПЛОТНОСТЬ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ПРИРОДА ЕГО
АНОМАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ (ЗАПАД ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**

1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук
В.И. ИСАЕВ
Ю.В. КОЛМАКОВ

ТОМСК
2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 3 |
| 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОСТОЯНИЯ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ | 9 |
| 2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО- СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ | 18 |
| 2.1 История геологического развития..... | 18 |
| 2.2 Геологическое строение доюрского основания | 20 |
| 2.3 Геологическое строение осадочного чехла | 26 |
| 2.4 Нефтегазоносность..... | 27 |
| 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И КАРТИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА..... | 29 |
| 3.1 Методика моделирования теплового потока..... | 29 |
| 3.2 Построение карты теплового потока | 35 |
| 4 ПРИРОДА ВАРИАЦИЙ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА..... | 39 |
| 4.1 Тепловой поток и возраст тектоно-магматической активизации | 39 |
| 4.2 Тепловой поток и разрывные нарушения..... | 45 |
| 4.3 Тепловой поток и вещественный состав фундамента..... | 52 |
| 5 ПЛОТНОСТЬ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ | 63 |
| 5.1 Связь теплового потока с содержанием органического вещества волжских отложений ... | 65 |
| 5.2 Тепловой поток и месторождения углеводородов..... | 69 |
| 5.3 Горизонтальный градиент теплового потока и месторождения углеводородов..... | 74 |
| 5.4 Обобщение результатов | 79 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 82 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 83 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А. Каталог расчетных значений плотности теплового потока (юго-восток Западной Сибири) | 93 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В главенствующей осадочно-миграционной теории геотермический режим недр рассматривается в качестве основного фактора реализации нефтегенерационного потенциала. В связи с этим представляет интерес развивать геотермию как метод разведочной геофизики для прогнозирования и оценки перспектив нефтегазоносности. Задачи прогноза сводятся к выявлению локальных аномалий теплового поля и установлению их связи со скоплениями углеводородов. Этот метод может хорошо показать себя для доразведки территорий с развитой инфраструктурой и большим фондом скважин, так как основан на моделировании и анализе имеющейся информации и не требует проведение дополнительных полевых работ.

В настоящее время потенциал геотермического метода не реализован в полной мере. Это связано с тем, что фундаментальный вопрос о природе вариаций глубинного теплового потока – ключевого геодинамического параметра теплового поля, остается без полного и обоснованного ответа. До сих пор нет точного набора геологических факторов, влияющих на его распределение, а также количественно не оценена степень влияния этих факторов. Таким образом, на повестку дня ставится необходимость расширения теоретических основ геотермии путем выявления факторов, влияющих на поле теплового потока.

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.

Объектом диссертационного исследования является юго-восточная часть Западно-Сибирской плиты. *Предмет исследования* – поле глубинного теплового потока этой территории.

Степень разработанности темы исследования

Дискуссионность природы вариаций теплового потока обусловлена существованием большого количества нестационарных факторов, оказывающих влияние на тепловое поле Земли. Несмотря на это, уже установлено много важных закономерностей: связь теплового потока с возрастом тектоно-магматической активизации (Поляк, Смирнов, 1968), примерное равенство тепловых потоков на континентах и океанах (Lee, Uyeda, 1965), наличие аномально высоких тепловых потоков в зонах активных рифтов (Langseth, Von Herzen, 1971).

Изучению теплового поля Западной Сибири посвящены труды А.Р. Курчикова, А.Д. Дучкова, А.Г. Череманского, М.Д. Хуторского, А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, Б.П.

Ставицкого, А.А. Смыслова, В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова, В.И. Исаева, Г.А. Лобовой. Многие аномальные участки теплового потока известны давно, однако причины их возникновения до сих пор не установлены. В настоящее время вариации связывают с возрастом последней тектоно-магматической активизации, наличием интрузий и дизъюнктивных нарушений, движением подземных флюидов, влиянием вариаций палеоклимата или изменением генерации радиогенного тепла.

Накопленный томскими геотермистами опыт моделирования позволит детально изучить структуру теплового поля Западно-Сибирской плиты и выявить причины возникновения его неоднородностей.

Цель исследования – выявление связи теплового потока с геологическим строением и нефтегазоносностью юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

В диссертационной работе решались следующие научные задачи:

А. Моделирование и построение схематической карты глубинного теплового потока из основания осадочного разреза юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Б. Определение набора геологических факторов, потенциально влияющих на распределение теплового потока исследуемой территории, и оценка степени их влияния.

В. Выявление связи распределения плотности глубинного теплового потока с нефтегазоносностью исследуемой территории.

Научная новизна работы

А. Впервые для территории западной части Томской области на основании моделирования теплового поля в разрезах 433 глубоких скважин построена схематическая карта плотности теплового потока из основания осадочного чехла, характеризующаяся погрешностью $\pm 1,5$ мВт/м².

Б. Выявлены причины неоднородности теплового потока юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, главной из которых является возраст образований тектоно-магматических активизаций в истории развития доюрского фундамента.

В. Установлено, что распределение органического вещества в волжских отложениях коррелирует с региональными и локальными изменениями поля плотности теплового потока.

Г. Выявлено, что величина теплового потока влияет на фазовый состав углеводородных флюидов, формирующих залежи на месторождениях.

Теоретическая и практическая значимость работы

Согласно программе фундаментальных научных исследований в Российской Федерации на долгосрочный период (2021–2030 годы), утвержденной распоряжением Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 3684-р, отмечается важность изучения геодинамики осадочных бассейнов и

формирования месторождений углеводородов, а также новых эффективных, экологически безопасных технологий поиска и разведки. И в этом особая роль отводится геофизическим исследованиям. Все большую значимость приобретают исследования глубинных процессов и физических полей Земли. Получать принципиально новые научные знания предлагается путем анализа геолого-геофизических данных с применением математического моделирования.

Предмет и методы настоящего исследования полностью соответствуют обозначенным направлениям развития науки РФ. Тепловое поле Земли остается одним из наименее изученных. Данная работа иллюстрирует, что с помощью математического моделирования и анализа уже имеющейся геолого-геофизической информации удастся рассчитывать и достаточно детально картировать распределение глубинного теплового потока.

Для территории юго-востока Западно-Сибирской плиты подтвердилось существование фундаментальной зависимости плотности теплового потока от возраста образований различных тектоно-магматических активизаций. Результаты исследования позволяют утверждать, что именно этот фактор является основной причиной вариаций теплового потока как на глобальном уровне, так и на довольно ограниченной территории.

Найденные закономерности распределения органического вещества волжских отложений, а также размещения месторождений углеводородов с различным фазовым составом флюида с плотностью теплового потока позволяют приблизиться к разработке геотермических критериев прогнозирования залежей и типа флюида.

Особую значимость имеет построенная схематическая карта плотности теплового потока, которая может быть применена для изучения теплового поля, оценки перспектив территории в отношении геотермальной энергетики или в качестве входных параметров для бассейнового моделирования.

Методология и методы исследования

Определение величины плотности теплового потока из основания осадочного разреза производилось по методике В.И. Исаева (Исаев, Волкова, Ним, 1995; Исаев, 2002), основанной на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей, и было реализовано с помощью комплекса одномерного бассейнового моделирования *Teplodialog*.

Построение схематической карты теплового потока выполнялось с использованием программы *Surfer*, задача интерполяции решалась геостатистическим методом *Kriging*. Расчет цифровых моделей плотности разрывных нарушений, радиогенной теплогенерации и теплопроводности пород поверхности доюрского основания производился с помощью программного кода, написанного автором на языке *Python* и реализованного посредством

функций модуля OpenCV. Он основан на применении одного из инструментов машинного зрения – выделении контуров объектов.

Корреляционно-регрессионный и однофакторный дисперсионный методы анализа осуществлялись с помощью программного обеспечения Statistica и Excel.

Диссертационное исследование выполнялось с позиции осадочно-миграционной теории нефтегазообразования.

Положения, выносимые на защиту

Первое положение. На основе моделирования плотности теплового потока в 433 глубоких скважинах по авторской методике В.И. Исаева построена схематическая карта теплового потока юго-востока Западно-Сибирской плиты, характеризуемая ранее недостижимой погрешностью $\pm 1,5$ мВт/м². Высокая детальность новой карты позволила установить связь аномальных зон теплового поля со структурно-вещественной неоднородностью доюрского основания.

Второе положение. Главным фактором, влияющим на величину теплового потока в отдельных блоках, является возраст их тектоно-магматической активизации: по мере его омоложения установлено закономерное усиление теплового потока. Все основные аномалии связаны с зонами триасовых рифтов и их последующим тектоническим подновлением. Положительные аномалии тяготеют к областям проявления интенсивного рифтогенного магматизма и повышенной плотности тектонических нарушений коньяк-кайнозойского возраста. Сами же рифтовые долины, заполненные мощной толщей терригенно-вулканогенных пород, выделяются преимущественно пониженными значениями теплового потока. Локальные слабоамплитудные аномалии внутри разновозрастных блоков объясняются изменением теплофизических свойств пород.

Третье положение. Выявлена тесная пространственная связь положительных аномалий теплового потока с участками концентрирования органического вещества в волжских отложениях. Установлены закономерности локализации месторождений углеводородов с различным типом флюида по отношению к зонам с аномальной плотностью теплового потока. К их периферии тяготеют нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения, при этом последним свойственны повышенные градиенты. Газоконденсатным месторождениям соответствуют самые высокие значения и градиенты теплового потока.

Характеристика исходных данных

Информация о литолого-стратиграфическом разрезе скважин, а также фактические сведения о температурах, измеренных в ходе пластовых испытаний, получены из первичных дел скважин (материалы ТФ ТФГИ СФО). Данные об отражательной способности витринита (ОСВ) переданы А.Н. Фоминым ИНГГ СО РАН. А.Д. Дучковым предоставлены экспериментальные

определения теплопроводности пород доюрского основания из базы данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона (Дучков и др., 2017). Томскими коллегами-геотермистами Г.А. Лобовой, Т.Е. Луновой и А.С. Герасимовой были переданы в совокупности 87 моделей и определений теплового потока на территории западной части Томской области.

В работе анализируются тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты В.С. Суркова (Сурков, Жеро, 1981) и карта вещественного состава пород доюрского основания А.Э. Конторовича (Карта вещественного..., 2001). Сведения о локализации разрывных нарушений, распределении органического вещества, естественной радиоактивности и кажущихся сопротивлениям волжских отложений приняты согласно картам В.А. Конторовича (Конторович, 2002).

Степень достоверности результатов

Достоверность расчетов плотности теплового потока подтверждается соответствием погрешностей критерию оптимальной невязки. Построенная схематическая карта плотности теплового потока хорошо согласуется с картами изолиний и дискретными схемами предыдущих лет авторства А.Д. Дучкова (Геология и полезные..., 2000; Дучков, Соколова, Аюнов, 2013).

Сделанные выводы о возрасте последней тектоно-магматической активизации как о главенствующем факторе, влияющем на распределение теплового потока, наследуют взгляды, отраженные в работах Б.Г. Поляка и Я.Б. Смирнова (Поляк, Смирнов, 1968), А.Д. Дучкова (Геология и полезные..., 2000), А.Р. Курчикова (Курчиков, 2001) и М.Д. Хуторского (Хуторской, Поляк, 2016).

Апробация результатов исследования

Основные результаты диссертационного исследования были представлены на Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2018-2024 гг.), на 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» (Новосибирск, 2019 г.), на Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2018 г., Пермь, 2019 г., Екатеринбург, 2020 г., Пермь, 2021 г., Пермь, 2023 г.), на Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимукские чтения» (Новосибирск, 2019, 2021 гг.), на Всероссийской конференции с международным участием «Научные чтения памяти Ю.П. Булашевича (Екатеринбург, 2019 г., 2021 г.), на Международном научном семинаре им Д.Г. Успенского (Пермь, 2019 г., Воронеж, 2020 г.)

Основные положения диссертационной работы изложены в 28 публикациях, в том числе 5 статей в журналах перечня ВАК, из них 3 индексируемых в Scopus и Web of Science, 2 статьи опубликованы в международном журнале, индексируемом в Web of Science.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из 5 разделов, введения и заключения, общим объемом 108 страниц, 42 иллюстраций, 6 таблиц, 108 источников литературы и 1 приложения.

Благодарности

Автор чтит светлую память первого научного руководителя Исаева Валерия Ивановича, которому он обязан зарождением интереса к науке, и благодарит за чуткое руководство и плодотворную совместную работу. Он основал научную группу томских геотермиков и на протяжении многих лет являлся наставником своих учеников и примером настоящего Ученого.

Особую благодарность автор выражает Юрию Викторовичу Колмакову за помощь в трудную минуту, научные консультации и ценные советы, благодаря которым удалось успешно завершить исследование.

Автор благодарит главных научных сотрудников ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН А.Н. Фомина и А.Д. Дучкова и руководителя ТФ ТФГИ СФО О.С. Исаеву за предоставление геолого-геофизической информации.

Автор выражает признательность Г.А. Лобовой и ее ученице А.С. Герасимовой за сотрудничество и внимание к работе, а также Е.В. Гусеву за консультации на некоторых этапах исследования.

Слова благодарности заслуживают коллеги из отделения геологии и в особенности Н.В. Гусева за содействие при подготовке к защите диссертации, П.Н. Максимов, Н.А. Калинина и В.Г. Федоров за моральную поддержку и общение.

Конечно же, автор искренне благодарит свою супругу Крутенко Маргариту Фаритовну за безграничную поддержку, всеобъемлющую помощь и терпение!

1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОСТОЯНИЯ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ

Тепловой поток территории Западной Сибири изменяется в довольно широких пределах от 30 до 90 мВт/м², составляя в среднем 53–54 мВт/м² [1]. Многие из участков с аномальными значениями теплового потока известны уже давно, однако природа этих аномалий до сих пор не установлена.

Проблема геологической интерпретации аномалий теплового поля в первую очередь связана с тем, что фундаментальный вопрос о природе вариаций глубинного теплового потока остается предметом дискуссий. До сих пор нет точного набора геологических признаков, влияющих на его распределение, а также количественно не оценена степень влияния этих признаков.

Тем не менее к настоящему времени сделано достаточно много важных выводов о наличии закономерностей распределения теплового поля Земли. Сюда можно отнести фундаментальную зависимость между плотностью теплового потока и возрастом последней тектоно-магматической активизации, обнаруженную Я.Б. Смирновым и Б.Г. Поляком [2], примерное равенство тепловых потоков на континентах и в океанах [3], наличие аномально высоких тепловых потоков в зонах активных рифтов [4].

В качестве возможных причин вариаций теплового потока исследователями выдвигаются различные предположения. Вариации связывают с возрастом последней тектоно-магматической активизации [2, 5, 6–10], наличием интрузий [11, 12] и дизъюнктивных нарушений [11, 13–15], движением подземных флюидов [11, 13, 16–19], влиянием вариаций палеоклимата [20] или изменением генерации радиогенного тепла [13, 19–25].

При изучении результатов исследований о причинах вариаций теплового потока важно понимать их масштаб. Закономерности распределения тепловых потоков на континентах неприменимы для таких локальных объектов, как осадочный бассейн. В то время как основные тенденции латерального изменения теплового потока в региональном масштабе более изучены, причины вариаций тепловых потоков на локальных участках, характеризующихся однородным геологическим строением, представляют собой открытый вопрос.

В настоящем разделе рассматривается структура теплового поля, а также связь различных геологических факторов с тепловым полем Земли на примере работ российских и зарубежных исследователей.

Считается [5], что тепло, поступающее из мантии, представляет собой результат распада сохранившихся там радиоактивных изотопов ²³⁸U, ²³²Th и ⁴⁰K, проявления высокоэнергетических

процессов, происходивших на самых ранних этапах эволюции Земли, вклада энергии гравитационной дифференциации и глубинных экзотермических геохимических процессов.

Наблюдаемые вариации теплового потока часто связывают с внедрением мантийного вещества в земную кору. Например, в работе D.S. Macgregor по изучению теплового поля Африканского континента [26] выявлена корреляция областей наиболее высокого теплового потока с зонами современной магматической активности и зонами аномально низких скоростей S-волн в верхней мантии. Этим объясняется наличие Алжирской аномалии теплового потока, которая в этом районе, по оценкам [27], составляет около 60–70 мВт/м² при стандартной величине около трети от этого [28]. Чрезмерно высокое значение теплового потока позволяет предполагать, что температура верхней мантии аномально высока, и уже на небольших глубинах может происходить частичное плавление. Эта гипотеза подтверждается очень низкими скоростями S-волн в литосфере. Области отрицательных аномалий скорости S-волны в целом соответствуют зонам высокого теплового потока. Аналогичным образом области с более мощной литосферой и более высокими скоростями S-волн обычно имеют низкие тепловые потоки.

Р.И. Кутас в результате своих исследований пришел к похожим выводам. Он обнаружил наличие обратной зависимости между мощностью земной коры и плотностью теплового потока [22]. Увеличение теплового потока сопровождается уменьшением мощности земной коры и литосферы за счет ее растяжения и подплавления при поднятии астеносферы.

Таким образом, существует зависимость мощности литосферы от теплового потока [25, 29–31]. Высокий тепловой поток приводит к росту температуры в верхней части мантии, в следствие чего происходит ее частичное подплавление, поднятие астеносферы и уменьшение мощности литосферы. Этот процесс можно обнаружить по низким скоростям S-волн в литосфере.

Вывод о размерах аномалий, создаваемых мантийным тепловым потоком, можно сделать на примере исследования Канадского щита. Здесь было установлено, что вариации мантийного теплового потока в пределах одной провинции слишком малы, чтобы их можно было определить путем измерения теплового потока [32].

Магматическая активность может быть причиной и локальных вариаций теплового потока. Группа исследователей V.M. Hamza и др. [33] обнаружили узкую полосу вдоль пассивной континентальной окраины Бразилии, где тепловой поток повышается от менее 60 мВт/м² до более чем 80 мВт/м². Однако считается, что тепловой поток вдоль континентальных окраин не должен быть высоким. Авторы связывают появление этой полосы с поверхностным проявлением относительно неглубоких вторжений магмы в земную кору на глубину не более 20 км возрастом не более 5 млн лет.

Излияние магмы на поверхность – современная вулканическая активность, очевидно, тоже вызывает изменение распределения тепловых потоков и имеет ограниченный радиус влияния.

Значительные повышения тепловых потоков наблюдаются в радиусе 5 км от центра извержения, а на расстоянии 15 км уже отмечаются фоновые тенденции, продиктованные геологией фундамента [34].

Анализ распределения плотности теплового потока в пределах разновозрастных тектонических зон показывает его зависимость от возраста складчатости и времени проявления последнего этапа тектоно-магматической активизации. Проиллюстрируем данную зависимость рисунком, взятым из работы М.Д. Хуторского и Б.Г. Поляка [5], который совмещает в себе результаты исследований многих ученых (рис. 1) [2, 6–10].

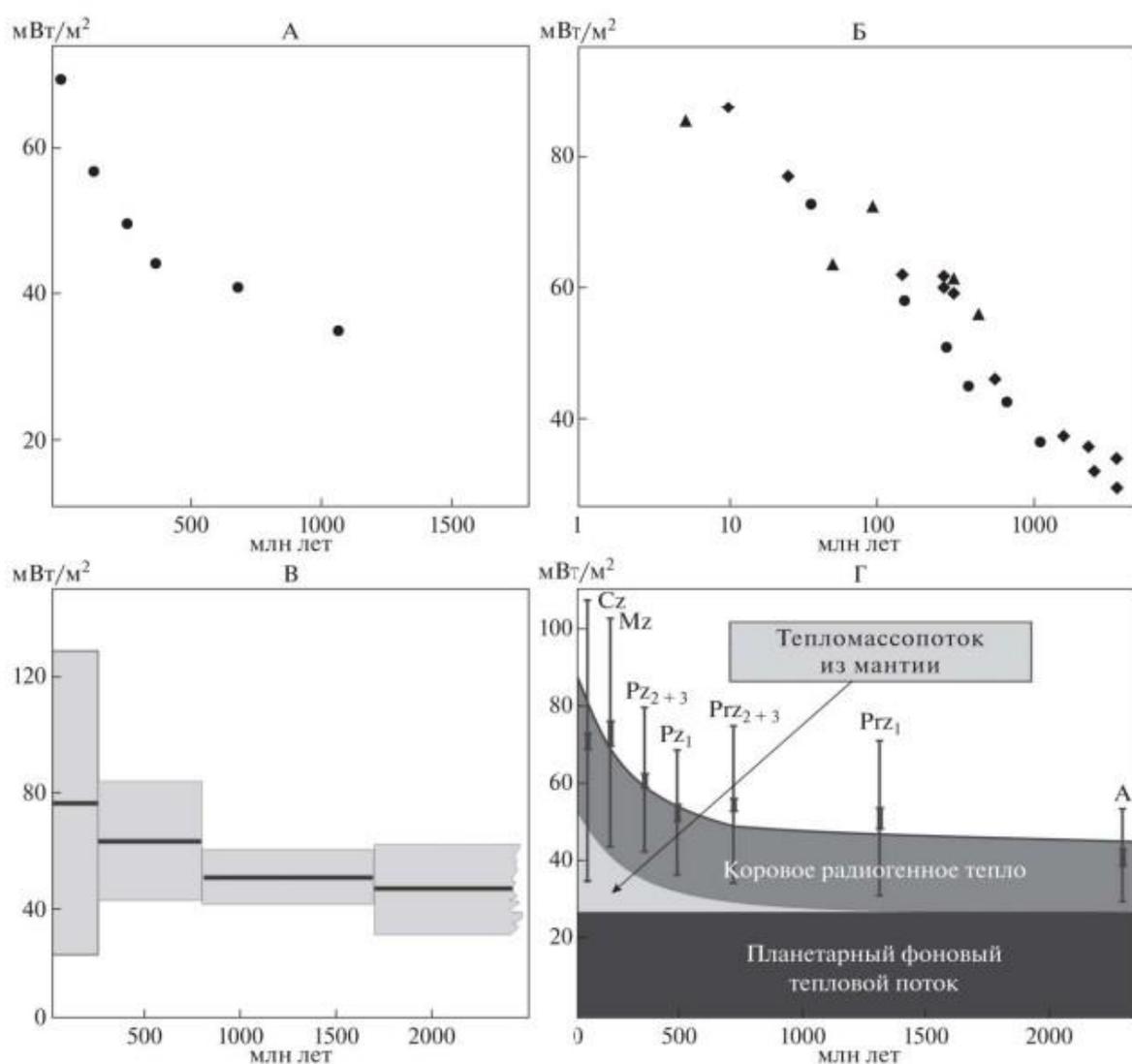


Рисунок 1 – Связь плотности поверхностного теплового потока с возрастом тектоно-магматической активности в континентальной коре [5].

После получения данной корреляции, структуру теплового потока стали делить на три компонента [5]: мантийный тепловой поток, рассматриваемый многими как фоновый, орогенное тепло (по I. Vitorello и H.N. Pollack) – нестационарные возмущения теплового потока, связанные с тектогенезом, а также коровое радиогенное тепло. Величина орогенного и корового

радиогенного тепла уменьшается с увеличением возраста последней тектоно-магматической активизации. Очевидно, что блоки земной коры архейского возраста характеризуются самыми низкими тепловыми потоками. Этот факт подтверждается работой А.А. Nyblade и Н.Н. Pollack [35], где было выявлено, что архейские кратоны характеризуются меньшим тепловым потоком, чем более молодые протерозойские структуры, прилегающие к кратоническим окраинам. Для территории Западной Сибири тоже хорошо прослеживается зависимость теплового потока от возраста последней тектоно-магматической активизации. Герциниды региона характеризуются средним тепловым потоком 55–60 мВт/м², а каледонида-байкалиды пониженным – 46–49 мВт/м².

На Африканской плите [26] самыми высокими тепловыми потоками отличаются бассейны современной тектонической активизации – бассейн зарождающегося океана Красного моря, а одними из самых низких – окраины или рифты, возраст которых более 150 млн лет, например, рифт Левантийского бассейна Восточного Средиземноморья. Рифты Тенере и Мелут Центрально-Африканской рифтовой системы, которые повторно активизировались в палеогене, заметно теплее, чем Мугладский бассейн, где преобладает раннемеловой рифтогенез. Тенденция к охлаждению после тектонической активизации является экспоненциальной, при этом бассейны возвращаются к равновесному состоянию в течение 100 млн лет [26, 36].

О влиянии рифтогенеза на распределение теплового поля Западной Сибири писал В.С. Сурков. Формирование в раннемезозойское время рифтов, в частности Колтогорско-Уренгойского, сопровождалось процессами, обусловившими значительный разогрев пород в последующие эпохи. Поэтому появилось достаточно распространенное мнение, что в долинах раннемезозойских рифтов должен наблюдаться повышенный тепловой поток [37]. Сейчас уже известно, что для них характерны фоновые величины теплового потока или даже наличие отрицательных тепловых аномалий [1, 11, 38]. По мнению А.Р. Курчикова, аномалии в пределах рифтовых долин контрастностью 30–50 мВт/м² существовали 50–100 млн лет [39]. Например, в молодой Байкальской рифтовой зоне, сформированной в процессе неоген-четвертичной активизации, в рифтовых долинах и вдоль зон активных разломов наблюдаются повышенные тепловые потоки (контрастностью более 5–25 мВт/м²), что связывают с процессами рифтогенеза и выносом тепла по разломам флюидами из мантийного магматического очага [13, 40].

Процесс рифтогенеза всегда сопровождается внедрением интрузий различного состава, что, безусловно, должно оказывать влияние на величину теплового потока. Однако интрузии могут иметь и другие условия формирования. Сохраняется ли эффект от внедрения интрузий с течением времени, и как интрузии различного состава в разрезе влияют на тепловой поток?

По оценкам А.Р. Курчикова, в Западной Сибири однозначно существует зависимость напряженности геотемпературного поля от общей степени наличия в фундаменте кислых интрузий, однако аномалии в современном геотемпературном поле, приуроченные к

интрузивным телам, возникают только тогда, когда эти интрузии существуют не более 5 млн лет [11]. Примером является интрузия в Салымском районе возраста 3–5 млн лет, границы которой оконтурены изолинией теплового потока 68 мВт/м^2 . Для небольших интрузий (с минимальными размерами 1–2 км) время остывания составляет порядка первых тысяч лет [12].

Вариации теплового потока в пределах развития интрузий связывают и с влиянием их теплофизических характеристик. Так J.S. Sass и A.H. Lachenbruch [41] предполагают значительное влияние на величину теплового потока Восточной провинции Австралии многочисленных палеозойских гранитных интрузий ввиду повышенной радиогенной теплогенерации гранитов. Однако В. Mather с соавторами [34] было получено, что вклад в измеренный поверхностный тепловой поток палеозойской интрузии гранитного состава толщиной порядка 8 км составит всего лишь $4,8 \text{ мВт/м}^2$. Маловероятно, что интрузии могут объяснить большие наблюдаемые вариации поверхностного теплового потока. Однако, вариации порядка $5\text{--}10 \text{ мВт/м}^2$ могут быть связаны с локальными колебаниями в радиогенной теплогенерации, и это в некотором роде объясняет наблюдаемую изменчивость внутри изучаемой провинции.

Согласно расчетам М.Д. Хуторского и С.Г. Краснова, повышение теплопроводности за счет гранитов увеличивает геотемпературный градиент на $0,05 \text{ }^\circ\text{C}$ на 100 м, то есть на первые проценты. Таким образом, увеличение содержания радиоактивных элементов в кислых породах интрузий, равно как и повышение теплопроводности за счет гранитов, не может привести к заметному росту глубинного теплового потока [11].

Тем не менее существует пример значительного увеличения теплового потока за счет радиогенной теплогенерации гранитной интрузии – батолит Карнменеллис, являющийся частью Корнубийского батолита (Юго-Западная Англия), образовавшегося в ранней перми (275–300 млн лет назад). Граниты, слагающие интрузию, обладают повышенной радиогенной теплогенерацией, достигающей 4 мкВт/м^3 , практически не изменяющейся в верхних двух километрах разреза. Такая величина радиогенной теплогенерации примерно в два раза выше средней в гранитно-метаморфическом слое земной коры. Аномалия теплового потока величиной от 106 до 129 мВт/м^2 при фоновом значении 55 мВт/м^2 тесно согласуется с формой батолита Карнменеллис [5].

На этом примере показано, что изменение теплофизических свойств в разрезе может сильно влиять на величину теплового потока. В таком случае как отдельный фактор следует рассматривать вещественный состав, который количественно можно описать с помощью теплопроводности и плотности радиогенной теплогенерации.

Вклад радиогенной теплогенерации земной коры в величину теплового потока составляет около 40–45% [21, 42]. В связи с этим многие авторы [13, 20, 21, 23, 24, 39] объясняют вариации глубинного теплового потока именно изменением радиогенной теплогенерации в земной коре. Выше упоминалось, что архейские кратоны характеризуются меньшим тепловым потоком, чем

более молодые протерозойские структуры, из-за возраста последней тектоно-магматической активизации. В дополнении к этому существует мнение, что со временем происходит обеднение коры радиоактивными элементами. Например, более низкие значения теплового потока в Западной провинции Австралии относительно Центральной провинции, объясняют обедненностью радиоактивными элементами архейской коры, в отличие от протерозойской.

Величина радиогенной теплогенерации уменьшается по мере увеличения основности разреза. Так М.Д. Хуторским было получено, что в толеитовых базальтах и ультрабазитах величина удельной теплогенерации в 12–15 раз ниже, чем в гранитоидах, отобранных с поверхности. Согласно Р.И. Кутасу [22], увеличение теплового потока за счет радиогенных источников тепла при увеличении мощности верхнего слоя земной коры (осадки, метаосадки, гранитный слой) может достигать 10–12 мВт/м². Различным исследователям [32, 42–44] даже удавалось выявить линейную зависимость теплового потока от радиогенной теплогенерации.

Для Западной Сибири существуют определенные зависимости между вещественным составом пород фундамента и тепловым потоком [11]. Хотя в большинстве случаев интервалы изменения значений теплового потока для разных типов пород фундамента достаточно велики и пересекаются между собой, для некоторых участков были получены достаточно жесткие зависимости. Так метаморфические и интрузивные породы фундамента находятся в более прогретых областях, чем эффузивные и осадочные горные породы. Для Красноленинского района даже удалось зафиксировать дифференцированность по тепловому потоку в пределах развития каждого из типов пород в зависимости от их вещественного состава.

Хорошая корреляция теплового потока с генетическими типами пород фундамента была получена Т.Е. Луневой [45]. Было выявлено, что повышенные значения теплового потока статистически значимо соответствуют метаморфическим формациям. При этом магматические и осадочные породы по тепловому потоку не дифференцируются, они близки к среднему значению на изучаемой территории (Нюрольская мегавпадина).

Таким образом, исследователи сходятся во мнении, что корреляция между вещественным составом пород фундамента и вариациями теплового потока существует. Наличие такой корреляции связывают с различием в теплофизических свойствах горных пород, в большей степени радиогенной теплогенерации.

На первых этапах изучения геотемпературного поля Западно-Сибирского бассейна его дифференцированность связывали с дизъюнктивной тектоникой [13], однако однозначной связи установлено не было. А.Р. Курчиковым показано, что 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 [39]. Количественный анализ связи

плотности теплового потока с плотностью разрывных нарушений, выполненный Т.Е. Луневой [45], не позволил выявить значимой корреляции.

Следует рассматривать две причины наличия корреляционной связи дизъюнктивной тектоники с вариациями теплового потока. Первая заключается в энергетике образования глубинных разломов, а вторая – в движении по ним подземных флюидов.

По представлениям А.Р. Курчикова, при рассмотрении воздействия некоторых источников тепла, обусловивших тектонические подвижки, область аномалии может быть обширна. Однако если возраст их значительный, то они вряд ли могли сохраниться до настоящего времени. Поэтому в геотемпературном поле, вероятно, могут проявляться лишь разломы, сформированные за последние несколько миллионов лет [11]. В работе [14] области повышенных тепловых потоков связывают с зонами новейших, омоложенных и более древних (позднемеловой эпохи) глубинных разломов, по которым поднимаются кондуктивные теплопотоки из глубинных горизонтов, где, по предположению авторов, существуют в той или иной мере застывшие интрузивные тела.

Появление аномалий теплового потока в разломных и проницаемых зонах объясняют и конвективным теплопереносом подземными флюидами, движущимися по разломам. Более того, считается, что при отсутствии процессов флюидодинамики глубинные разломы себя никак не проявляют [15]. По оценкам М.Д. Хуторского, при скоростях фильтрации подземных вод порядка нескольких метров в сутки температурные аномалии могут достигать единиц градусов в приповерхностных слоях [21]. А.Р. Курчиков высказал предположение о том, что аномальные характеристики геотемпературного поля могут иметь место только в узких полосах (шириной 5–10 км) вдоль разлома, поскольку при растекании по проницаемым горизонтам температура подземных вод уже на расстоянии первых километров от разломов становится равной фоновой [11].

В работе Е.А. Предтеченской и А.С. Фомичева [15] подчеркивается, что возмущения геотемпературного поля приурочены не к каждому выделенному разлому и прослеживаются не по всей его длине. При наличии серии близко расположенных флюидопроводящих разломов повышенные температуры могут распределяться в виде отдельных аномальных участков.

Многие исследователи [17, 18, 46] сходятся во мнении о том, что вариации в распределении тепловых потоков могут быть вызваны гидродинамическими явлениями. Так, например, высокий тепловой поток в Антарктиде в районах подледниковых озер, по мнению авторов [46], является следствием активности гидродинамических систем, которые действуют под ледниками. Для Западно-Канадского бассейна также выдвигалась гипотеза о том, что тепло в бассейне перераспределяется региональными гидродинамическими системами из областей с высоким напором вблизи подножий Скалистых гор в области низменностей на востоке и севере. Однако в результате 2D гидродинамического моделирования опровергнута возможность

объяснения столь высоких колебаний теплового потока от 80 ± 10 до 50 ± 7 мВт/м² гидродинамикой [47].

Неоднократно отмечалось [11, 27, 48, 49], что существует тенденция роста величин глубинного теплового потока и пределов их вариаций в зонах положительных структур (сводов, мегавалов, поднятий), при этом депрессионные участки и прогибы характеризуются, соответственно, пониженными значениями. Повышение плотности теплового потока в антиклинальных областях составляет 5–20 % по сравнению с синклинальными зонами в зависимости от размеров этих структур и углов наклона пород на их склонах [49]. Китайские исследователи D. Li и др. [50] связывают низкие тепловые потоки в отрицательных структурах со значительно большим количеством песчаников и аргиллитов с более низкой теплопроводностью, в то время как положительные структуры сложены более мощной толщей коренных пород с более высокой теплопроводностью. Это различие в теплопроводности горных пород приводит к эффекту «теплового преломления» между положительными и отрицательными структурами, что, в свою очередь, приводит к накоплению тепловой энергии в первых. Таким образом, отрицательные структуры превращаются в относительно низкотемпературную зону по сравнению с положительными. Эти выводы подтверждаются наблюдением другой группы исследователей [51]: на одной и той же глубине температура в зонах положительных структур была выше, чем в зонах отрицательных структур. Например, на глубине 6000 м температура в зоне поднятия Тачжонг составляла около 172 °С, а температура в зоне впадины Тангу на этой же глубине составляла всего 128 °С.

О существовании связи неоднородностей теплового поля с локализацией месторождений углеводородов известно с 30-х годов прошлого века [52]. Однако причины наличия такой связи далеко не однозначны. Вопрос о том, является ли неоднородность теплового поля одним из факторов, благоприятно влияющих на формирование залежей углеводородов, или же сами залежи углеводородов вызывают аномалии теплового поля, остается дискуссионным. Ответы на этот вопрос у исследователей-геотермиков расходятся.

Авторы работ [52–54] полагают, что именно формирование залежей УВ является причиной существования положительных аномалий теплового поля над месторождениями УВ. При этом причинами аномалий температурного градиента над нефтяными и газовыми месторождениями является боковое [52] и восходящее [16, 52, 53] движение флюидов, а также экзотермические процессы при образовании УВ из органического вещества [54].

Существует и противоположное мнение: геотемпературные аномалии не обусловлены наличием в их пределах УВ скоплений, поскольку размеры и форма зон повышенных глубинных тепловых потоков не совпадают с размерами и формой месторождений. Отсюда следует, что либо

энергетический эффект процессов образования залежей нефти и газа незначителен, либо формирование подавляющего числа залежей завершилось достаточно давно [39].

Выводы:

А. В настоящее время в качестве факторов, которые, вероятно, могут оказывать влияние на тепловое поле выделяют: возраст последней тектоно-магматической активизации; мантийный фактор, выражающийся повышенной теплогенерацией мантии и внедрением мантийного вещества в нижние слои земной коры; современная вулканическая активность; наличие интрузий: рассматривается как эффект от внедрения, так и от изменения теплофизических параметров; латеральная неоднородность вещественного состав пород: изменение их теплопроводности и радиогенной теплогенерации; разрывные нарушения; форма тектонических структур и нефтегазоносность.

Б. Геологические факторы могут вызывать аномалии теплового потока как регионального масштаба, так и локального.

В. Тепловой поток необходимо рассматривать как суперпозицию нестационарных факторов, действие которых может суммироваться или компенсироваться.

Г. Существуют полярные мнения о взаимосвязи теплового потока с локализацией месторождений углеводородов: залежи углеводородов тяготеют к неоднородностям теплового поля, или сами являются причинами возникновения аномалий. Установление причинно-следственных связей теплового поля с нефтегазоносностью представляет особый интерес, так как имеет прямое практическое значение и может в дальнейшем использоваться в качестве прогнозных критериев.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

В этом разделе будут рассмотрены геологическое строение и геодинамическая обстановка, сопровождающая образование доюрского основания юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. На данный момент существует только одна достаточно подробная тектоническая карта доюрского основания территории исследования авторства В.С. Суркова [37]. Она остается актуальной даже спустя более 40 лет, что подтверждается появлением новых картопостроений, берущих ее за основу [55]. При этом исследование В.С. Суркова основывалось на учении о геосинклиналях, орогенах и платформах (не отрицая горизонтальные перемещения блоков литосферы), поэтому в работе будет использоваться терминология как учения о геосинклиналях, так и тектоники литосферных плит.

2.1 История геологического развития

В.С. Шеин разделяет геодинамическую историю палеозойского фундамента Западной Сибири на два цикла: рифейско-палеозойский и позднепермско-триасовый [56].

В строении доюрского основания территории исследования участвуют два микроконтинента: Нюрольский (Межовский) и Усть-Тымский. Микроконтиненты, также известные как срединные массивы, являются отторженными блоками древних материков, испытавшими значительные латеральные перемещения в составе преимущественно океанских плит, позднее «впечатанными» в аккреционно-коллизионные системы на краях закрывшихся океанов и ставшими вместе с ними фундаментом будущих осадочных бассейнов [57].

Считается, что вышеупомянутые микроконтиненты начали отделяться в начале венда, вследствие рифтогенеза, достигшего красноморской стадии, и окончательно отделились после раскола Западно-Сибирского мезоконтинента к концу среднекембрийской эпохи [56].

В конце девона вследствие сближения Сибирского, Евразийского и Казахского палеоконтинентов начала проявляться герцинская эпоха тектогенеза, закончившаяся к началу триаса поглощением Палеоазиатского океана и становлением Лавразии. Усть-Тымский и Нюрольский микроконтиненты оказываются между Сибирским и Казахским палеоконтинентами. В обстановке коллизии палеоконтинентов, микроконтинентов и островных дуг активно происходят процессы складкообразования. В результате этого породы, слагающие их пассивные палеоокраины, были дислоцированы. Уже в ранней перми на территории всей

Лавразии стали преобладать континентальные условия осадконакопления, а на севере образовалась узкая полоса Южно-Анжуйского океана.

В триасе продолжился раскол Лавразии, начавшийся в поздней перми. В это время на территории Западной Сибири вследствие разогрева мантии Земли и образования плюма начал происходить процесс активного рифтогенеза. Расхождение Обского (по Суркову – Колтогорско-Уренгойского) рифта в триасе достигло красноморской стадии раскола с образованием коры океанического типа [56]. По причине рифтогенеза Южно-Анжуйский океан проник далеко вглубь Западной Сибири и образовал Обский океанический залив, расширяющийся до 900 км на севере в пределах полуострова Ямал и сужающийся до минимума на юге в районе Нюрольского микроконтинента [56]. В то же время по периферии крупного Обского рифта формировались внутриконтинентальные рифты. Из них на территории исследования получили распространение Усть-Тымский и Чузикский. Океаническая кора триасового Обского палеоокеанического залива способствовала мощному погружению центральной части Западной Сибири. Начинается активное осадконакопление: в осевой части Обского палеоокеана скорости седиментации в начале раннего триаса достигают 400–500 м/млн лет, причем накапливаются как вулканиты – прямые производные рифтинга и спрединга, так и разнообразные по составу терригенные, в том числе грубообломочные, осадки. Лавинно накапливающиеся осадки геологически мгновенно экранируют тепловой поток, прежде всего его конвективную составляющую, рифтогенез затухает, и центр спрединга становится осью максимальных глубин подошвы осадочного чехла [57].

В дальнейшем Западно-Сибирская плита продолжает погружение под действием охлаждения и утяжеления литосферы и веса накапливающихся осадков. Начиная с юрского времени происходит накопление мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, и территория испытывает только вертикальные тектонические движения. По мере формирования осадков их интенсивность существенно падала. Выступы фундамента, не перекрытые осадками, продолжали воздыматься на протяжении всей юры. К концу юрского периода погружение территории достигло максимума – началось повсеместное осадконакопление.

Монолитные выступы доюрского основания с минимальными толщинами юрских отложений продолжили подниматься и в раннемеловой этап тектонической активизации. Этот этап стал основным для образования небольших структур. В позднем мелу депрессия океанического залива была полностью снивелирована. [56]. В коньяк-кайнозойский этап в движение приходят значительные по размерам блоки доюрского основания, происходит формирование основных крупных тектонических структур осадочного чехла. По мнению В.А. Конторовича, в этот период на территории проявляются отголоски альпийской складчатости:

«оживают» раннетриасовые рифтовые системы, формируются надрифтовые прогибы и межрифтовые поднятия [58].

2.2 Геологическое строение доюрского основания

Территория исследования, ограничивающаяся юго-восточной частью Западно-Сибирской плиты, относится к Центрально-Западносибирской складчатой системе [37], имеющей герцинский возраст. В строении плиты выделяют доюрское основание и платформенный мезозойско-кайнозойский чехол. Доюрское основание имеет гетерогенное строение, состоящее из складчатого фундамента и промежуточного тектонического комплекса, также называемого рифтовым или тафрогенным этажом [59, 60]. Складчатый фундамент сложен глубоко метаморфизованными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузиями различного состава и возраста [61]. Промежуточный тектонический комплекс занимает положение между складчатым фундаментом и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. На территории исследования он представлен наложенными межгорными и внутренними впадинами и прогибами, эффузивными покровами и тафрогенами и сложен осадочными и вулканогенно-осадочными породами [62, 63].

Самой крупной структурой складчатого фундамента на территории исследования является Назино-Сенькинский мегаантиклинорий (рис. 2). Далее на юго-западе располагается широкая и протяженная сложнопостроенная положительная мегаструктура, которая состоит из Нижневартковского и Васюган-Пудинского антиклинориев. Эти две мегаструктуры разделены Айгольским синклиниорием. Самой западной антиклинорной зоной инверсионного типа развития является Верхневасюганский антиклинорий. Все три положительные структуры имеют северо-западное простирание. Глубинные региональные разломы, ограничивающие крупные герцинские структуры, в основном, также имеют северо-северо-западное направление.

Кроме складчатых позднегерцинских структур в состав фундамента входят Нюрольский (Межовский) и Усть-Тымский срединные массивы. В строении Нюрольского срединного массива выделяют складчатые образования и интрузии кислого и ультраосновного состава байкальского цикла тектогенеза и чехольно-тафрогенные отложения промежуточного комплекса. Они представлены карбонатной, терригенно-карбонатной и терригенной формациями в наложенной Нюрольской впадине и терригенно-вулканогенной формацией в Колтогорско-Уренгойском, Усть-Тымском и Чузикском триасовых тафрогенах.

Усть-Тымский срединный массив представляет собой складчатые образования салаирского цикла тектогенеза, перекрытые отложениями промежуточного комплекса:

тафрогенными отложениями и покровами эффузивов, которые прорываются гранитными интрузиями.

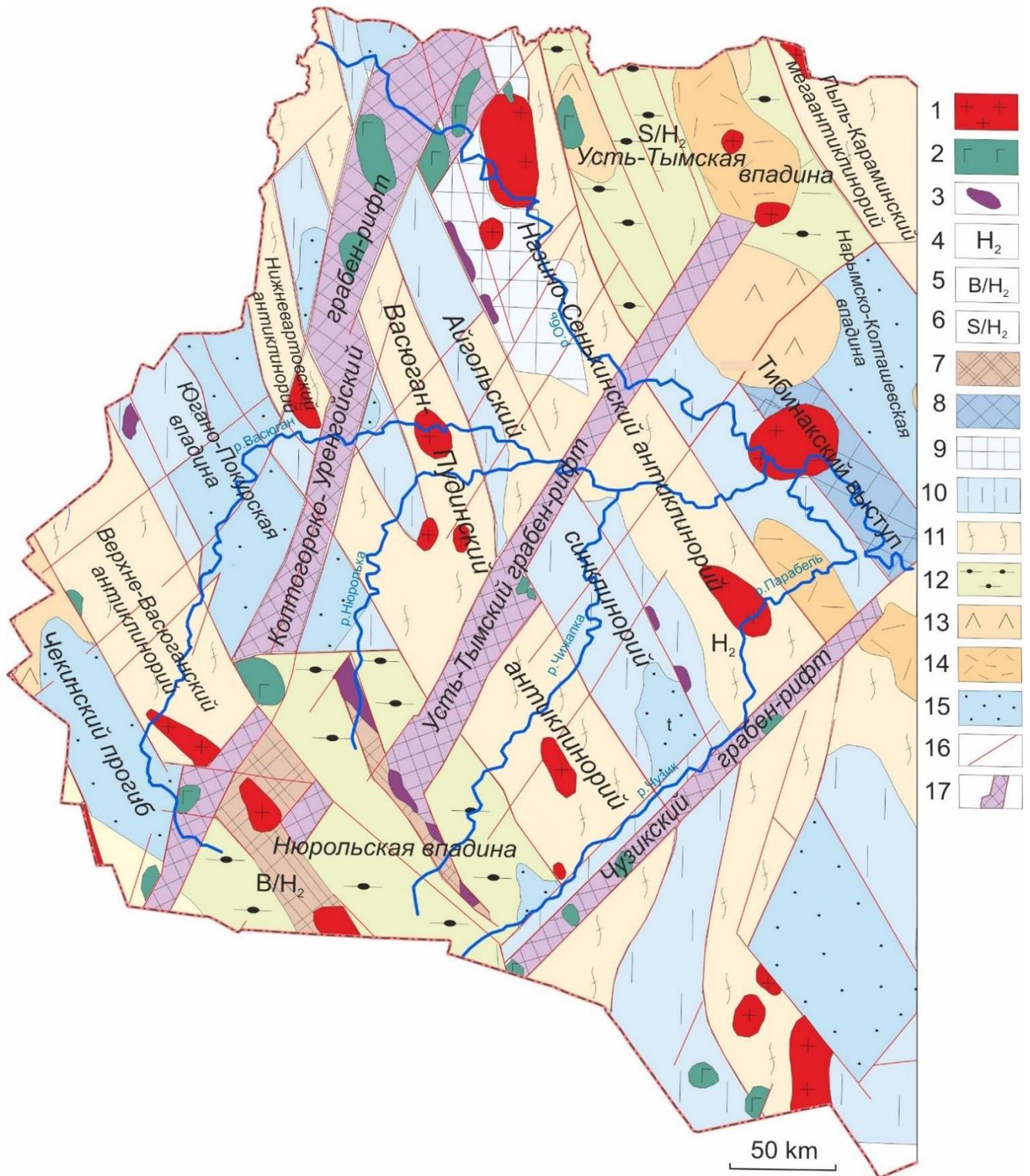


Рисунок 2 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [37]): 1 – гранитоиды, 2 – базиты, 3 – ультрабазиты; 4 – области позднегерцинской складчатости; 5–6 – области байкальской (5) и салаирской (6) складчатости, переработанные герциным тектогенезом; 7–8 – выступы-горсты байкальских (7) и салаирских и каледонских (8) складчатых комплексов; 9 – ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми

комплексами; 10 – основания межгорных прогибов; 11 – антиклинорные зоны инверсионного типа развития (моноциклические); 12 – наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов; 13 – раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатостей; 14 – покровы эффузивов разного состава; 15 – межгорные прогибы и внутренние впадины; 16 – разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны; 17 – раннемезозойские грабен-рифты.

Фундамент насыщен интрузивными комплексами кислого, основного и ультраосновного состава. Гранитные интрузии сосредоточены в положительных герцинских структурах и выступах более древних складчатых комплексов. На Межовской, Нарым-Парабельской и Березовской площадях были вскрыты граниты докембрийского возраста [37].

На исследуемой территории получили развитие три грабен-рифта триасового возраста, имеющие северо-восточное направление: Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузикский, которые пересекают Назино-Сенькинский мегаантиклинорий на три блока. По данным В.С. Суркова, верхняя (грабеновая) часть рифтовых комплексов сложена вулканогенно-осадочными породами, а нижняя заполнена базитами [37].

На карте гравитационного поля долины Колтогорско-Уренгойского и Усть-Тымского рифтов выделяются линейно вытянутыми положительными аномалиями северо-восточного простирания (рис. 3). Амплитуды аномалий возрастают в местах сосредоточения интрузивных комплексов основного состава. Чузикский рифт слабо выражен в гравитационном поле и не образует четко выраженных линейных аномалий, что, по-видимому, свидетельствует о низкой распространенности магматических тел с аномальной плотностью в долине рифта.

Касательно герцинских антиклинорных структур, они в целом выделяются пониженными значениями гравитационного поля, а синклинорные – повышенными. Аномалии, вызванные герцинскими структурами, простираются в северо-западном направлении. Межовский и Усть-Тымский срединные массивы характеризуются пониженными значениями гравитационного поля. Места локализации кислых интрузий отмечаются отрицательными гравитационными аномалиями различной интенсивности.

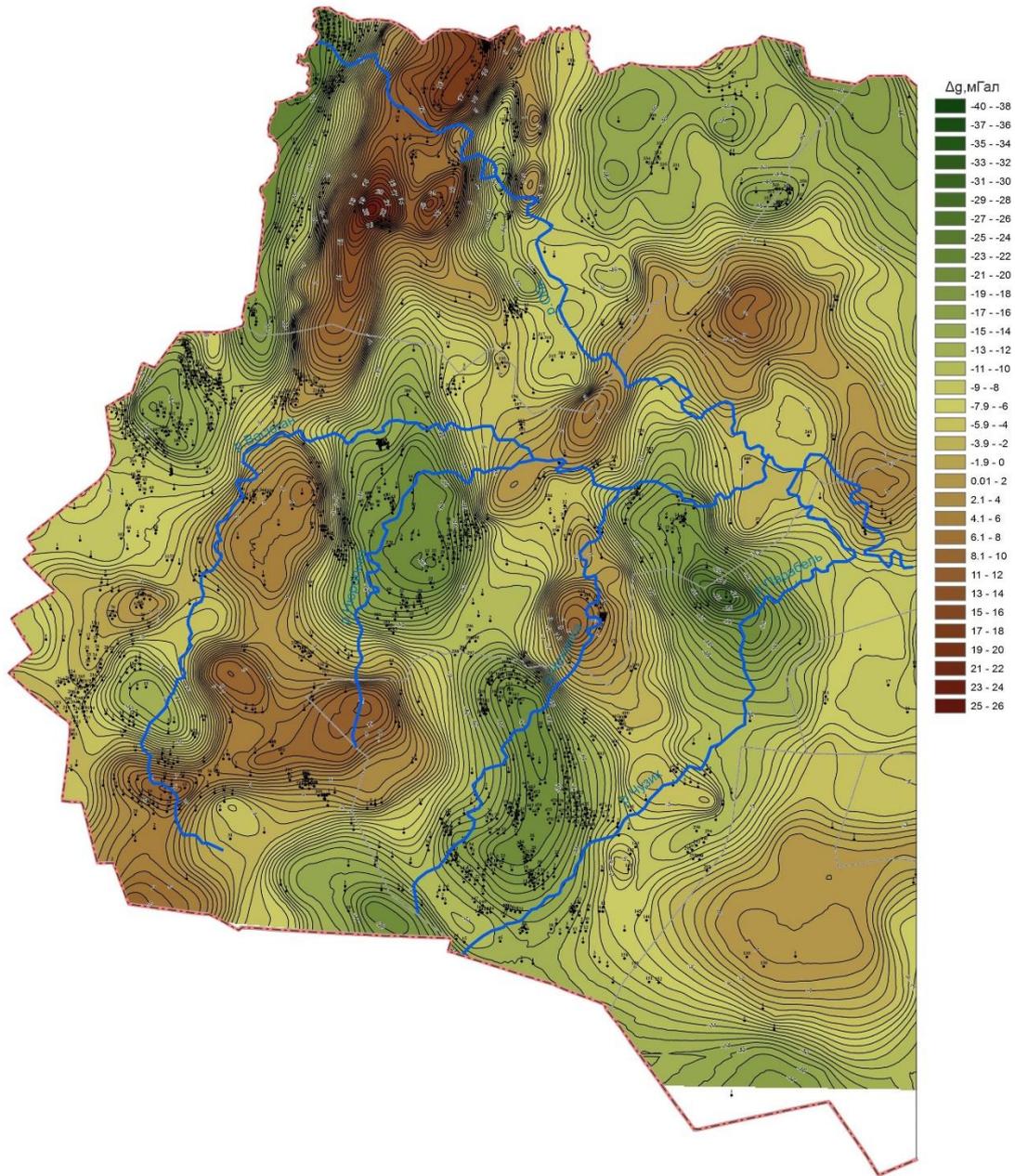


Рисунок 3 – Фрагмент карты гравитационного поля Δg (по материалам ООО НАЦ «Недра», г. Томск).

Вертикальные амплитуды описанных структур показывает структурная карта кровли доюрского основания (рис. 4). Видно, что положительные формы рельефа составляют зоны антиклинориев, самые глубокие понижения рельефа приходятся на Колтогорско-Уренгойский и Усть-Тымский грабен-рифты и Нюрольскую впадину. Не столь глубокими понижениями рельефа характеризуются зоны синклинориев, Усть-Тымская, Нарымско-Колпашевская и Югано-Покурская впадины и Чекинский прогиб.

На рисунке 4 показаны дизъюнктивные дислокации, закартированные на поверхности сейсмического горизонта Φ_2 . Максимальное сгущение этих разрывных нарушений сосредоточено в консолидированных бортах грабен-рифтов, особенно Колтогорско-

Уренгойского и Усть-Тымского, с имеющимся, но существенно более ограниченным их распространением в долинах самих грабен-рифтов. При отдельном рассмотрении эти нарушения имеют самую различную ориентировку, но общее простираие зон дизъюнктивных дислокаций хорошо согласуется с направленностью грабен-рифтов и северо-восточных разломов, секущих складчатые структуры палеозойского фундамента (рис. 2 и 4). Становление этих зон соотносится с тектонической активизацией изучаемой территории на протяжении геологического времени формирования осадочного мезозойско-кайнозойского чехла.

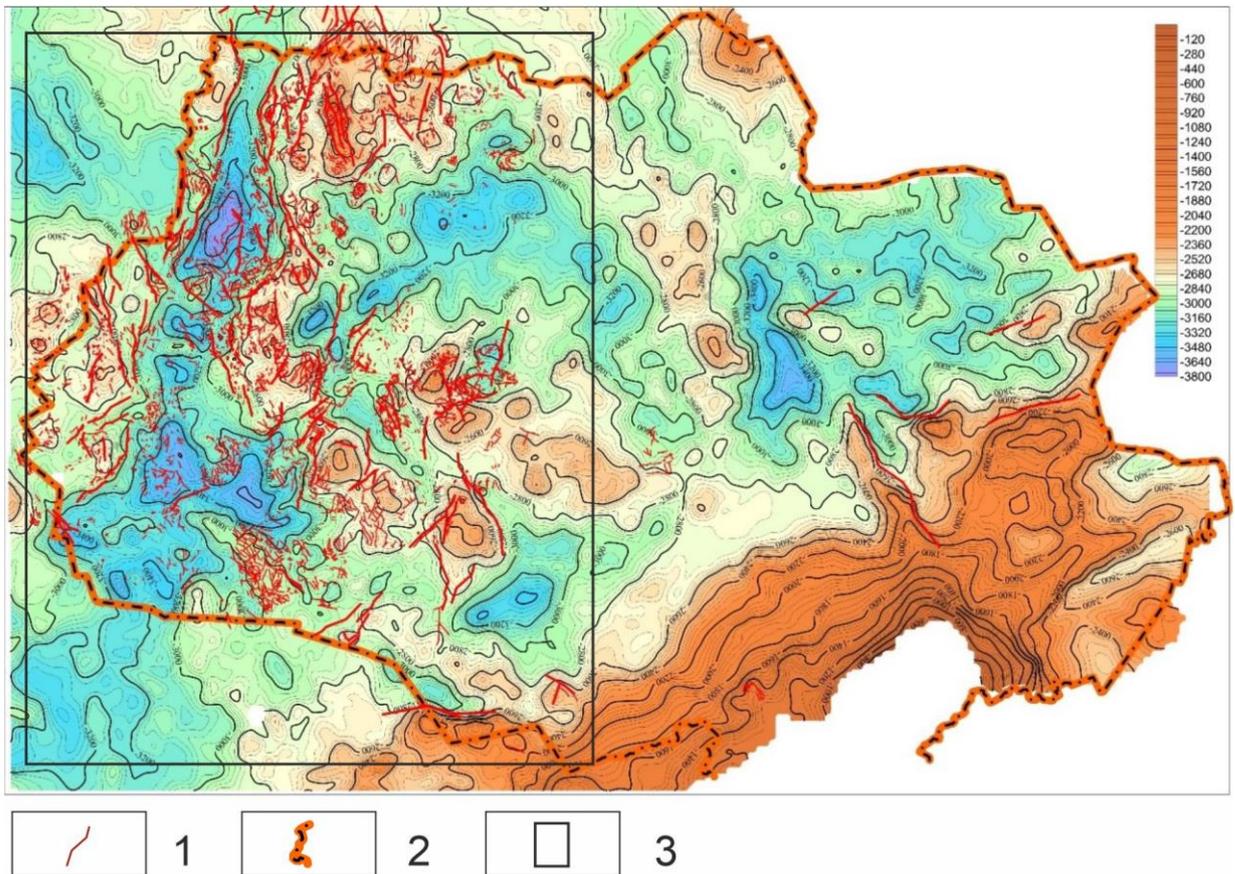


Рисунок 4 – Структурная карта по отражающему горизонту Φ_2 (подошва юры) [58]: 1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – административная граница Томской области; 3 – контур территории исследований.

Все описанные особенности строения находят отражение на карте вещественного состава поверхности доюрского основания [64]. На территории исследования выделяются 9 петротипов: терригенные породы, терригенно-карбонатные, карбонатные, глинистые сланцы, глинисто-кремнистые породы, терригенно-вулканогенные, граниты и эффузивы кислого состава (рис. 5).

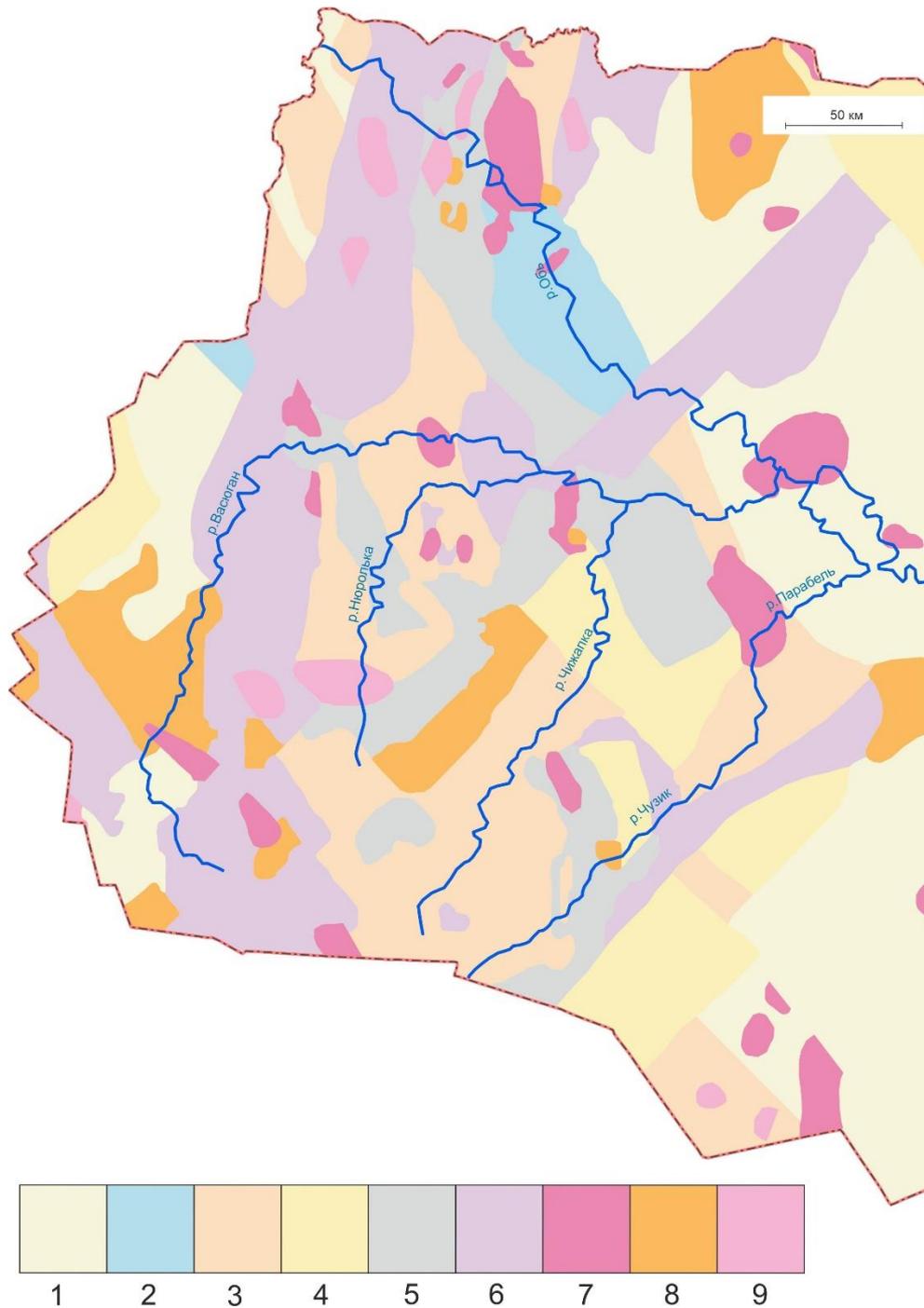


Рисунок 5 – Схема вещественного состава пород доюрского основания (на основе [64]): 1 – терригенные; 2 – терригенно-карбонатные; 3 – карбонатные; 4 – глинистые сланцы; 5 – глинисто-кремнистые; 6 – терригенно-вулканогенные; 7 – граниты; 8 – эффузивы кислого состава; 9 – ультрабазиты.

2.3 Геологическое строение осадочного чехла

Тектонические структуры осадочного чехла отражают внутреннюю структуру и рельеф поверхности складчатого фундамента. Унаследованность структурных форм сохраняется до палеогена [58].

На территории исследования получили развитие 11 структур первого порядка: 7 положительных, среди которых Нижневартовский, Александровский, Каймысовский своды, Среднеवासюганский, Пыль-Караминский и Пудинский мегавалы, Парабельский мегавыступ, 2 отрицательные: Нюрольская и Усть-Тымская мегавпадины, 2 промежуточные: Северо-Парабельская и Северо-Межовская мегамоноклинали (рис. 6).

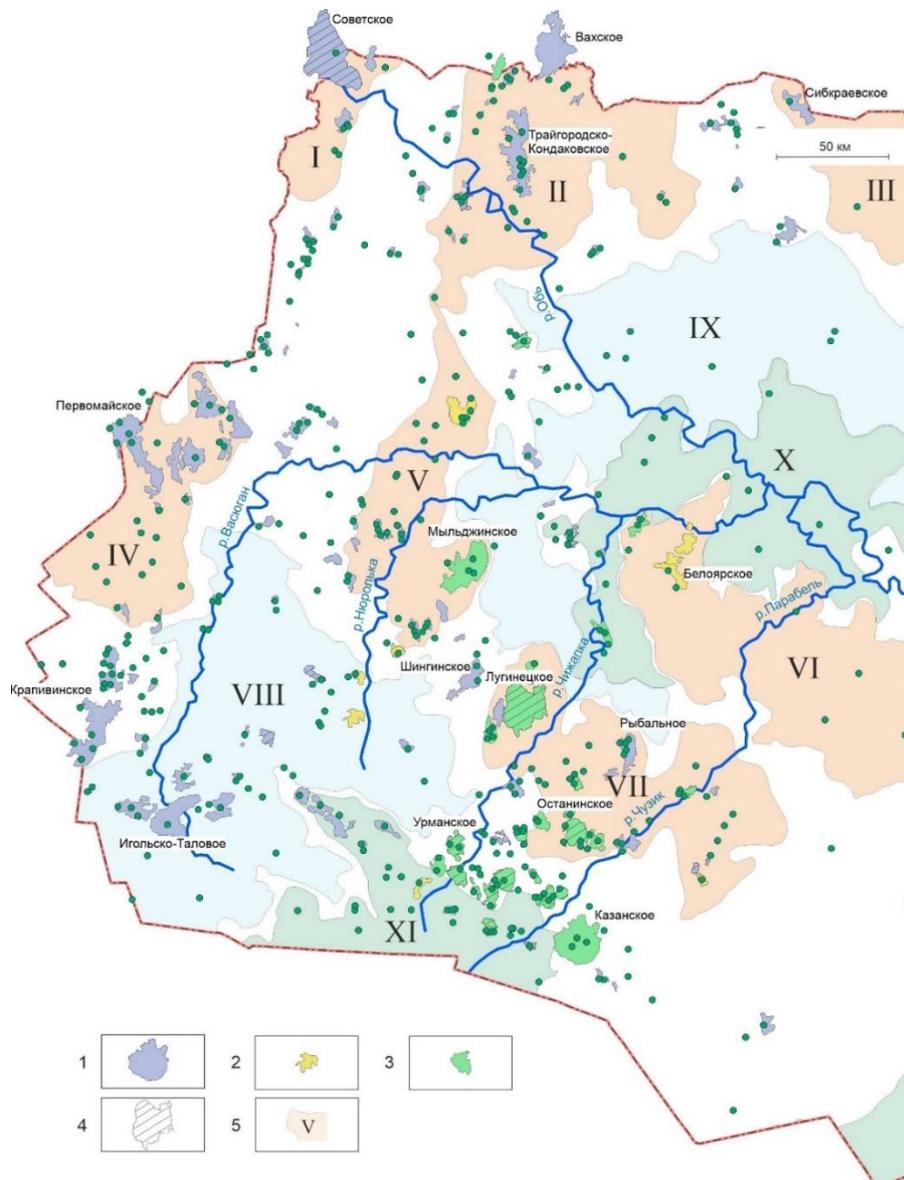


Рисунок 6 – Обзорная карта территории исследования: 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежью в доюрском основании; 5 – структуры I порядка по [58]): I – Нижневартовский свод, II –

Александровский свод, III – Пыль-Караминский мегавал, IV – Каймысовский свод, V – Среднеवासюганский мегавал, VI – Парабельский мегавыступ, VII – Пудинский мегавал (по [65]), VIII – Нюрольская мегавпадина, IX – Усть-Тымская мегавпадина, X – Северо-Парабельская мегамоноклиналь, XI – Северо-Межовская мегамоноклиналь.

Осадочный разрез территории сложен отложениями мезозойско-кайнозойского возраста. В основании осадочного чехла залегают нижнеюрские отложения урманской, тогурской, салатской свит. Эти свиты заполняют отрицательные палеоформы доюрского рельефа и выклиниваются на выступах доюрского основания. В средней юре накапливались отложения тюменской свиты, представленные чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей. 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. Выше залегают меловые и кайнозойские отложения.

2.4 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность территории исследования связана с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским, верхнеюрским и неокомским нефтегазоносными комплексами (НГК). Нефтематеринскими свитами для залежей являются нижнеюрская тогурская, среднеюрская тюменская и верхнеюрская баженовская свиты. С развитием тогурской свиты связывают нефтегазоносность средне-, нижнеюрского и доюрского НГК. Свита представляет собой типичные озерные отложения с рассеянным органическим веществом гумусового типа. В качестве нефтематеринской свиты для залежей доюрского, нижне-, средне-, верхнеюрского НГК рассматривают также континентальные аргиллиты тюменской свиты. Баженовская свита уникальна. Она определяет перспективы нефтегазоносности верхне-, средне- и нижнеюрского НГК. Свита сложена карбонатно-глинисто-кремнистыми черными битуминозными аргиллитами титонского возраста. Содержание $C_{орг}$ на территории исследования варьируется от 7–12 % [66]. По некоторым оценкам, породы баженовской свиты сгенерировали около 90 % всех запасов нефти в Западно-Сибирском осадочном бассейне [66].

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 приурочены к различным стратиграфическим уровням. Так на Останинской площади продуктивны отложения нижнего девона, Южно-Табаганской – среднего девона, в породах, датируемых верхним девонем-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 нижне-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс. Нефтегазопоявления в отложениях ранней юры выявлены на исследуемой территории более, чем в 60 скважинах. Наибольшая часть скважин, в которых в позднеоар-ааленских отложениях присутствуют признаки нефти, сосредоточена в Нюрольской мегавпадине.

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 открыты 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, 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, Гуларинском и Соболином месторождениях.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ И КАРТИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА

3.1 Методика моделирования 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. Такой подход к расчету теплового потока обеспечивает применяемая в работе авторская методика Исаева В.И., которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений, а также использование данных о распределении как современных геотемператур, так и палеотемператур.

Впервые методика была подробно описана в [67–70]. В течение многих лет она дорабатывалась и была апробирована в диссертационных исследованиях Лобовой Г. (2015), Осиповой Е.Н. (2016), Искоркиной А.А. (2017), Стоцкого В.В. (2018), Луневой Т.Е. (2020), Герасимовой А.С. (2024).

Описываемый метод моделирования предполагает учет основных факторов, формирующих тепловое поле осадочных бассейнов: затраты энергии теплового потока из основания на прогрев холодного осадочного материала, частичное экранирование теплового потока из-за различий теплофизических свойств осадков, теплогенерация в накапливающихся осадках, различная скорость осадконакопления. Для территории наших исследований, имеющей депрессионный тип разреза, расположенной в стабильной области Западно-Сибирской плиты, характерна подчиненная роль конвективного механизма выноса глубинного тепла по сравнению с кондуктивным, его роль в суперпозиции может не превышать 1% [21]. Тем не менее роль конвективной составляющей учитывается, поскольку модель построена на основании экспериментально определенных (далее наблюдаемых) пластовых температур. Следовательно, рассчитанное значение теплового потока является эффективным.

Процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается уравнением (1) с двумя краевыми условиями (2–3):

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

где λ – теплопроводность, Вт/м·°С; a – температуропроводность, м²/с; U – температура, °С; t – время, с; Z – расстояние от основания осадочного разреза, м; f – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла, Вт/м³.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е. соляным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [71]. Палеоклиматические реконструкции для территории исследования были выполнены Искоркиной А.А. в рамках диссертационного исследования [72].

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

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность).

Краевое условие (3) задает значение теплового потока из основания осадочного разреза.

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

где $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза.

Начало координат Z находится на поверхности основания осадочного разреза. Начиная с момента времени $t = 0$ на этой поверхности начинается накопление осадков со скоростью v_i . При этом периоды денудации или перерыва осадконакопления учитываются отрицательной или нулевой скоростью v_i . Скорость осадконакопления определяется отношением мощности h_i отложений каждой стратиграфической толщи осадочного чехла ко времени их накопления t_i , которые принимаются на основе первичных дел скважин (по материалам ТФ ТФГИ СФО) (табл. 1).

Кроме этого, каждая стратиграфическая толщина характеризуется теплофизическими параметрами: теплопроводностью λ_i , температуропроводностью α_i и плотностью тепловыделения радиоактивных источников в породах f_i (рис. 7).

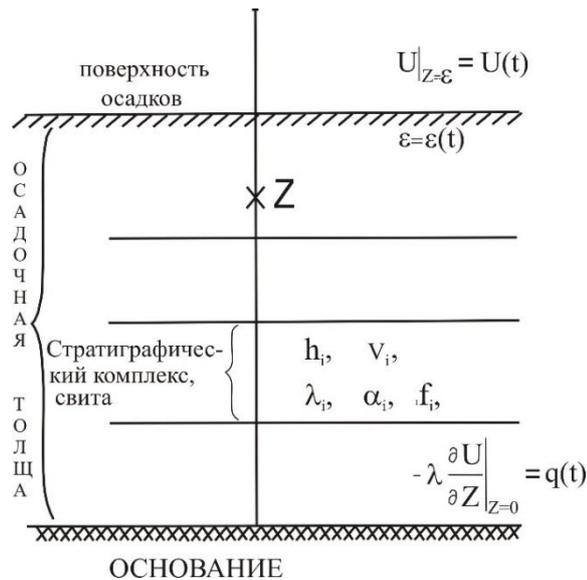


Рисунок 7 – Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании. Расшифровка параметров приводится в пояснениях к уравнениям (1–3).

Теплопроводность осадочных пород зависит в первую очередь от их плотности, литологического состава, пористости, влагонасыщенности. При отсутствии прямых определений теплопроводности пород наиболее доступным способом ее прогнозирования является использование зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [69]. Сведения о плотности всех стратиграфических толщ территории исследования обобщены из материалов диссертации Богачева С.Ф. [73]. Плотности отложений осадочного мезозойско-кайнозойского чехла лежат в диапазоне (2,02–2,46) г/см³. Теплопроводность пород была пересчитана по уравнениям (4) и (5) для преимущественно алевролито-аргиллитовых толщ и песчаных отложений соответственно [69].

$$\lambda = -0,36 + 0,82\rho \quad (4),$$

$$\lambda = -0,43 + 0,84\rho \quad (5),$$

где λ – теплопроводность, Вт/м·град, ρ – плотность, г/см³.

Так по плотности пород в интервале (2,02–2,46) г/см³ определена их теплопроводность – (1,27–1,64) Вт/м·град. Коэффициенты температуропроводности $(6,5–8,0) \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотности тепловыделения радиоактивных источников (радиогенная теплогенерация) $(1,1–1,3) \cdot 10^{-6}$ Вт/м³ также определены согласно породным составам стратиграфических комплексов [74] (табл. 1).

Таблица 1 – Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочного разреза, вскрытого скважиной Волковская 1

| Стратиграфическая толща и ее возраст | Мощность, м | Возраст, млн лет назад | Время накопления, млн лет | Плотность, г/см ³ | Теплопроводность, Вт/м·°С | Температуропроводность, 10 ⁻⁷ м ² /с | Радиогенная теплогенерация, 10 ⁻⁶ Вт/м ³ |
|---|-------------|------------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|
| Четвертичные <i>Q</i> | 96 | 1,6–0,0 | 1,6 | 2,02 | 1,27 | 6,5 | 1,10 |
| Плиоценовые <i>N₂</i> | - | 1,6–4,7 | 3,1 | - | - | - | - |
| Миоценовые <i>N₁</i> | 6 | 4,7–24,0 | 19,3 | 2,07 | 1,31 | 6,5 | 1,10 |
| Некрасовская <i>Pg_{3nk}</i> | 143 | 24,0–32,3 | 8,3 | 2,09 | 1,35 | 7,0 | 1,20 |
| Чеганская <i>Pg_{3zhg}</i> | 88 | 32,3–41,7 | 9,4 | 2,09 | 1,35 | 7,0 | 1,20 |
| Люлинворская <i>Pg_{2ll}</i> | 225 | 41,7–54,8 | 13,1 | 2,09 | 1,35 | 7,0 | 1,20 |
| Талицкая <i>Pg_{1tl}</i> | 43 | 54,8–61,7 | 6,9 | 2,09 | 1,35 | 7,0 | 1,20 |
| Ганькинская <i>Pg_{1-K_{2gn}}</i> | 148 | 61,7–73,2 | 11,5 | 2,11 | 1,37 | 7,0 | 1,25 |
| Славгородская <i>K_{2sl}</i> | 94 | 73,2–86,5 | 13,3 | 2,11 | 1,37 | 7,0 | 1,25 |
| Ипатовская <i>K_{2ip}</i> | - | 86,5–89,8 | 3,3 | - | - | - | - |
| Кузнецовская <i>K_{2kz}</i> | 18 | 89,8–91,6 | 1,8 | 2,18 | 1,43 | 8,0 | 1,25 |
| Покурская <i>K_{1-2pk}</i> | 744 | 91,6–114,1 | 22,5 | 2,26 | 1,49 | 8,0 | 1,25 |

| Стратиграфическая толща и ее возраст | Мощность, м | Возраст, млн лет назад | Время накопления, млн лет | Плотность, г/см ³ | Теплопроводность, Вт/м·°С | Температуропроводность, 10 ⁻⁷ м ² /с | Радиогенная теплогенерация, 10 ⁻⁶ Вт/м ³ |
|--------------------------------------|-------------|------------------------|---------------------------|------------------------------|---------------------------|--|--|
| Алымская <i>K_{1a}</i> | 61 | 114,1–120,2 | 6,1 | 2,39 | 1,60 | 8,0 | 1,25 |
| Киялинская <i>K_{1kls}</i> | 426 | 120,2–132,4 | 12,2 | 2,39 | 1,60 | 8,0 | 1,25 |
| Тарская <i>K_{1tr}</i> | 98 | 132,4–136,1 | 3,7 | 2,44 | 1,62 | 8,0 | 1,25 |
| Куломзинская <i>K_{1klm}</i> | 303 | 136,1–145,8 | 9,7 | 2,44 | 1,64 | 8,0 | 1,25 |
| Баженовская <i>J_{3bg}</i> | 19 | 145,8–151,2 | 5,4 | 2,42 | 1,62 | 8,0 | 1,30 |
| Георгиевская <i>J_{3gr}</i> | - | 151,2–156,6 | 5,4 | - | - | - | - |
| Васюганская <i>J_{3vs}</i> | 56 | 156,6–162,9 | 6,3 | 2,42 | 1,60 | 8,0 | 1,30 |
| Тюменская <i>J_{1-2tm}</i> | 141 | 162,9–208,0 | 45,1 | 2,46 | 1,64 | 8,0 | 1,30 |

Решение обратной задачи геотермии (расчет плотности глубинного теплового потока q) выполняется в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза с юрского времени [13]. В этом случае тепловой поток подбирается методом наименьших квадратов таким образом, что разница между расчетными U (Z_i, t, q) и наблюдаемыми T_i значениями температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в различные моменты времени t стремится к минимуму:

$$\sum_{i=1}^{k_t} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \rightarrow \min_q \quad (6)$$

В качестве наблюдаемых температур используются пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (OCB, R_{vt}^o).

Особенность витринита заключается в том, что его отражательная способность изменяется постепенно и равномерно от прото- до апокатагенеза. В работе Фомина А.Н. также отмечается главенствующая роль температурного фактора в процессе преобразования органического вещества. Влияние других факторов – давления, геологического времени, вещественного состава пород, признано несущественным [75].

Для перехода от R_{vt}^o к соответствующей геотемпературе использована диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [76]. На диаграмме значению $R_{vt}^o = 0,5$ % соответствует температура $U = 80$ °С, а значению $R_{vt}^o = 0,8$ % соответствует температура $U = 120$ °С. Для расчета температур промежуточных значений R_{vt}^o выполнялась линейная интерполяция. Погрешность измерения отражательной способности

витринита в иммерсии в мезокатагенезе составляет 0,01 % [75], при переходе от R_{vit}^o к температурам погрешность составляет $\pm 1,33$ °С.

В случае использования данных отражательной способности витринита указывается время палеотемпературного максимума. Отметим, что эти палеотемпературы напрямую включены в модель также, как и пластовые, без каких-либо отдельных калибровок.

Сведения о пластовых температурах, полученных при испытаниях скважин, взяты из первичных дел скважин (по материалам ТФ ТФГИ СФО). Погрешность определения температур зависит от погрешности применяемого скважинного термометра. Согласно актам об испытаниях в просмотренных делах скважин, наиболее часто замеры температур выполнялись термометром ТП7, предел значения систематической погрешности которого составляет $\pm (0,1-0,5)$ °С в зависимости от величины измеряемой температуры [11].

Основным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная согласованность* (невязка) расчетных геотемператур с наблюдаемыми. Невязка оптимальна, когда средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений равна погрешности наблюдений [77]: в нашем случае не превышает ± 2 °С (табл. 2).

Таблица 2 – Пример сопоставления расчетных и наблюдаемых температур, рассчитанные значения плотности теплового потока в модели скважины Волковская 1

| Глубина, м | Температура, °С | | | | | Рассчитанный тепловой поток, мВт/м ² / мощность осадочного чехла, м | |
|---|-------------------------|--------|--------|-----------|---------------------------------|---|--|
| | наблюденная | | | расчетная | Разница расчетной и наблюдаемой | | |
| | по пластовым испытаниям | по ОСВ | по ОГГ | | | | |
| 1234 | - | - | 49 | 48 | -1 | 54 / 2711 | |
| 1625 | - | - | 62 | 62 | 0 | | |
| 1656 | - | - | 64 | 63 | -1 | | |
| 1880 | - | - | 71 | 71 | 0 | | |
| 2142 | - | - | 80 | 80 | 0 | | |
| 2145 | 80 | - | - | 80 | 0 | | |
| 2185 | 82 | - | - | 81 | -1 | | |
| 2243 | 82 | - | - | 83 | +1 | | |
| 2504 | - | - | 94 | 92 | -2 | | |
| 2542 | - | - | 94 | 93 | -1 | | |
| 2593 | - | 107 | - | 108 | +1 | | |
| Среднеквадратическое отклонение (невязка), °С | | | | | ±1 | | |

Точность расчета теплового потока напрямую зависит от погрешности определения температур (табл. 3). Так при увеличении или уменьшении исходных наблюдаемых температур на 2 °С при расчетах в скважине Ажарминская 450 величина теплового потока (34 мВт/м²) изменяется на ± 1,16 мВт/м², в скважине Кондаковская 32 величина теплового потока (74 мВт/м²) изменяется на ± 1,44 мВт/м². Таким образом, погрешность определения температур влияет на величину теплового потока на уровне 2–3 %, что в абсолютном выражении не превышает 1,5 мВт/м².

Таблица 3 – Оценка влияния погрешности определения наблюдаемых температур на величину теплового потока

| - | q, мВт/м ² | Δq, мВт/м ² |
|---|-----------------------|------------------------|
| Скважина Ажарминская 450 | | |
| При наблюдаемых температурах | 33,9 | 0,0 |
| При увеличении наблюдаемых температур на 1 °С | 34,5 | -0,6 |
| При увеличении наблюдаемых температур на 2 °С | 35,1 | -1,2 |
| При уменьшении наблюдаемых температур на 1 °С | 33,3 | 0,6 |
| При уменьшении наблюдаемых температур на 2 °С | 32,7 | 1,2 |
| Скважина Кондаковская 32 | | |
| При наблюдаемых температурах | 73,6 | 0,0 |
| При увеличении наблюдаемых температур на 1 °С | 74,3 | -0,7 |
| При увеличении наблюдаемых температур на 2 °С | 75,0 | -1,4 |
| При уменьшении наблюдаемых температур на 1 °С | 72,9 | 0,7 |
| При уменьшении наблюдаемых температур на 2 °С | 72,2 | 1,4 |

Скважины для проведения расчетов выбирались по наличию наблюдаемых температур, а именно замеров пластовых температур в присутствии ощутимых притоков жидких флюидов при испытании пластов и/или определений максимальных геотемператур по ОСВ. Необходимым условием является также наличие литолого-стратиграфической разбивки скважины. При выборе скважин для моделирования стремились к достаточно равномерному их распределению по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при картопостроении.

В результате были подготовлены модели, и выполнен расчет плотности теплового потока из основания осадочного разреза для 454 поисково-разведочных, опорных и параметрических скважин. В дальнейшем 21 модель была отбракована вследствие несоответствия критерию оптимальной невязки, неизвестного точного местонахождения скважины или малого количества наблюдаемых температур. Таким образом, был составлен каталог (прил. А табл. А.1), включающий 433 рассчитанные значения теплового потока для территории исследования [78], который в последующем был использован для построения схематической карты теплового потока.

Из 433 моделей непосредственно автором были составлены 346, из которых 49 – выполнены по тем же скважинам, которые встречаются в работах других авторов [79, 80]. Оставшиеся 87 моделей были предоставлены коллегами геотермистами (46 моделей предоставлены Лобовой Г.А., 36 – Лунева Т.Е и 5 – Герасимовой А.С.). Эти модели составлены в ходе палеотемпературного моделирования и картографических построений в пределах Усть-Тымской и Нюрольской мегавадин [81], Колтогорского мезопргиба [82], Бакчарской мезовадины [80]. При необходимости модели были актуализированы автором для учета местного векового хода температур, новых фактических данных или минимизации погрешности.

3.2 Построение карты теплового потока

Результат исследований характеризуется погрешностью $\pm (1,0-1,5)$ мВт/м², что позволяет построить схематическую карту сечением 2 мВт/м². Задача интерполяции решалась геостатистическим методом Kriging с использованием программы Surfer. В результате построена схематическая карта плотности теплового потока (рис. 8).

На карте наблюдаются следующие аномальные особенности: положительные аномалии, отрицательные аномалии, а также градиентные зоны, окаймляющие крупные аномалии. Аномальные значения рассматриваются на фоне среднего теплового потока всей исследуемой территории равного 52 мВт/м². Максимальные значения теплового потока территории достигают 74 мВт/м², минимальные – 32 мВт/м².

В северной, восточной и юго-восточной частях карты сформировались крупные положительные аномалии. На северо-востоке и юго-западе территории находятся крупные отрицательные аномалии. Ряд небольших по амплитудам положительных и отрицательных аномалий расположены в центральной и западной частях карты.

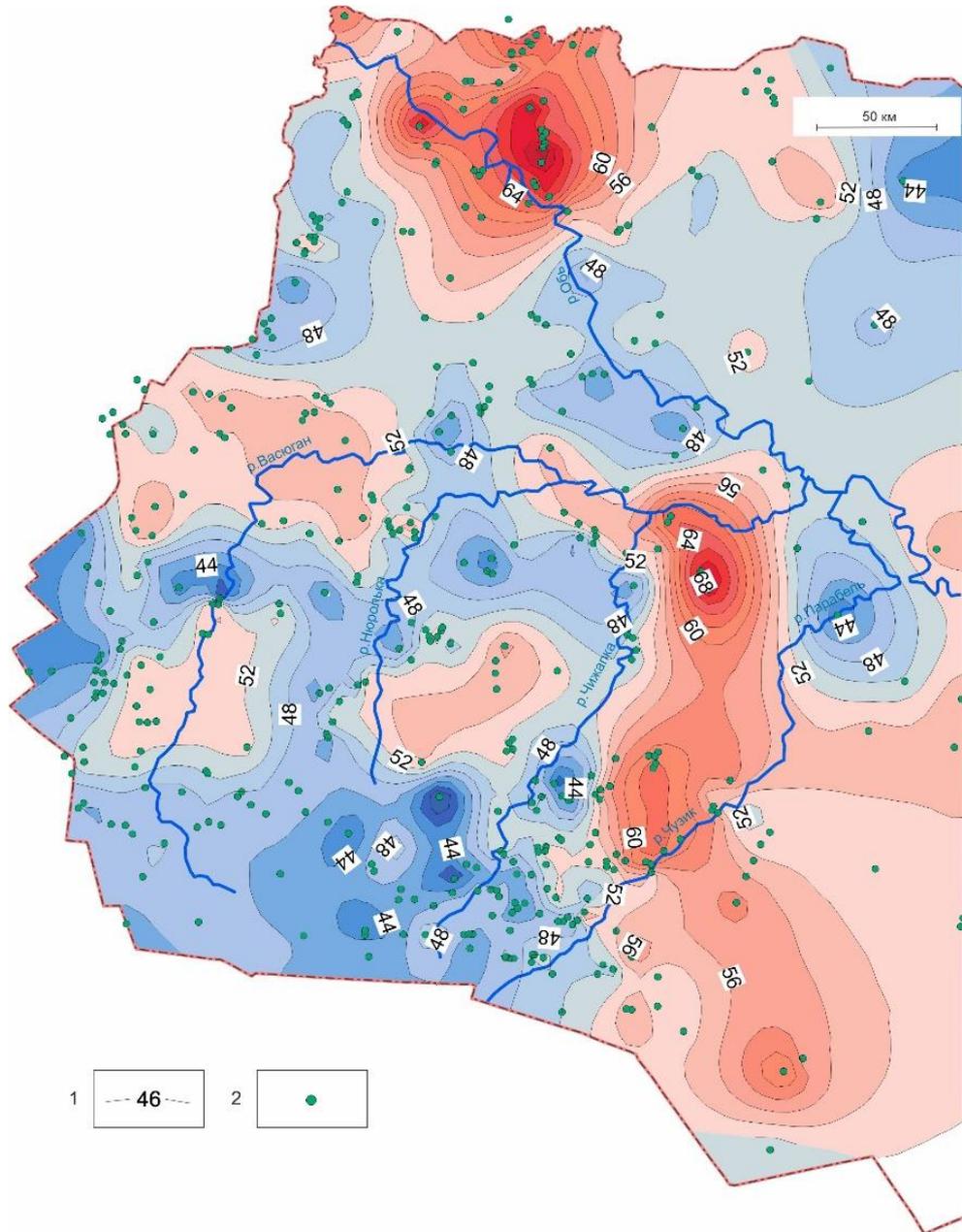


Рисунок 8 – Схематическая карта плотности глубинного теплового потока: 1 – изолинии теплового потока, мВт/м², 2 – скважина палеотемпературного моделирования.

Представляет интерес сравнить полученную схематическую карту теплового потока с картопостроениями предыдущих лет. Одно из последних таких картопостроений *в изолиниях* – это построенная в 1992 г. А.Д. Дучковым с коллегами [1] карта теплового потока для Западной Сибири с использованием температур, замеренных в скважинах глубиной 2–3 км (рис. 9). Отмечается, что объем информации с соблюдением всех методических требований получен из небольшого числа скважин. Карта построена с сечением 10 мВт/м², точность измерения оценивается в $\pm (5-6)$ мВт/м². На данной карте территория исследования оконтуривается изолинией 60 мВт/м².

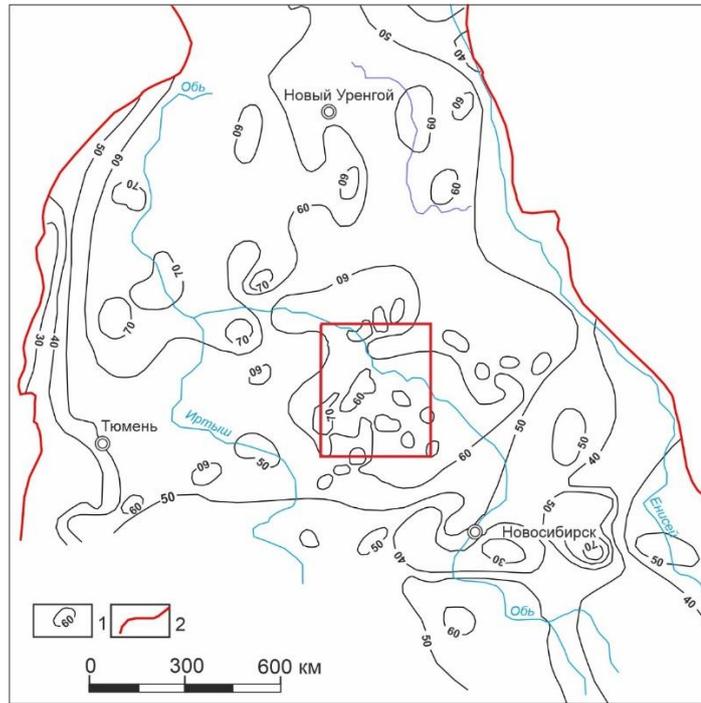


Рисунок 9 – Положение территории исследований (красный контур) на карте теплового потока Западно-Сибирской плиты (по [1]): 1 – изолинии теплового потока, мВт/м²; 2 – граница Западно-Сибирской плиты.

На опубликованной *дискретной* схеме теплового потока [83] в пределах территории исследования основная доля значений попадает в градацию 50–70 мВт/м². Из легенды, приведенной к схеме (рис. 10), следует, что значения плотности теплового потока приведены с оценкой погрешности порядка ± 10 мВт/м².

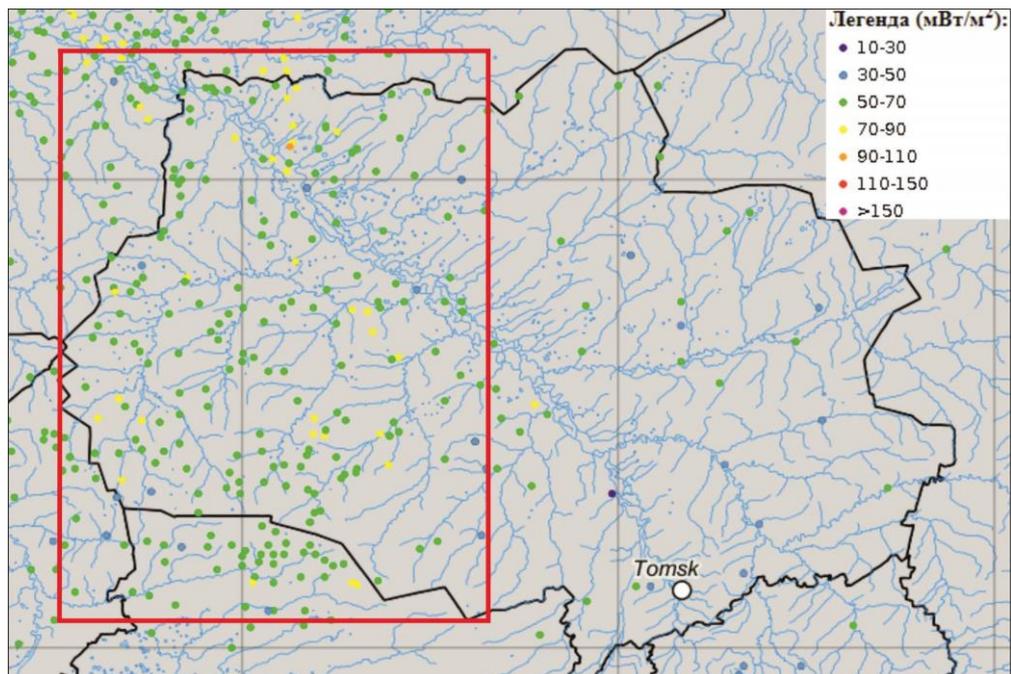


Рисунок 10 – Положение территории построений (красный контур) на дискретной схеме теплового потока в пределах границ Томской области и ее обрамления по [83].

Повышенные значения теплового потока 70–90 мВт/м² выявлены в восточной и юго-восточной части территории исследования, а также на севере в районе Александровского свода. В центральной части которого зафиксировано максимальное значение 90–110 мВт/м². В целом расположение зон повышенных значений теплового потока хорошо согласуются с оконтуренными в результате нашего картопостроения крупными положительными аномалиями теплового потока.

Выводы:

А. Применяемая для оценки теплового потока авторская методика Исаева В.И. позволяет учесть основные факторы, формирующие тепловое поле осадочных бассейнов. Методика используется уже более 20 лет, является надежной и апробированной.

Б. Выполненные ранее картопостроения по исследуемой территории – это мелкомасштабные дискретные схемы и карты изолиний плотности теплового потока, характеризующиеся погрешностями $\pm (5-10)$ мВт/м². Настоящие исследования завершаются построением детализированной карты теплового потока из основания осадочного разреза 433 глубоких скважин. Погрешность расчета теплового потока оценивается $\pm (1-1,5)$ мВт/м².

В. Сопоставительный анализ построенной автором карты теплового потока с работами предыдущих лет показывает хорошую согласованность расположения основных аномальных зон на территории исследования.

Содержание раздела и выводы обосновывают первое защищаемое положение: *«На основе моделирования плотности теплового потока в 433 глубоких скважинах по авторской методике В.И. Исаева построена схематическая карта теплового потока юго-востока Западно-Сибирской плиты, характеризующая ранее недостижимой погрешностью $\pm 1,5$ мВт/м². Высокая детальность новой карты позволила установить связь аномальных зон теплового поля со структурно-вещественной неоднородностью доюрского основания».*

Материалы раздела опубликованы в [78, 84, 85].

4 ПРИРОДА ВАРИАЦИЙ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА

В первом разделе были рассмотрены существующие на настоящий момент взгляды исследователей на проблему природы вариаций теплового потока. Набор геологических факторов, которые потенциально могут влиять на распределение теплового потока изучаемой территории, был определен в соответствии с ее геологическим строением и геодинамической обстановкой и включает возраст последней тектоно-магматической активизации, латеральную изменчивость вещественного состава пород доюрского основания, наличие интрузий и разрывных нарушений. При этом разделяется мнение о тепловом потоке как суперпозиции нестационарных факторов, то есть не отрицается возможность их суммирования и компенсации.

4.1 Тепловой поток и возраст тектоно-магматической активизации

На территории исследования выделяются участки, различающиеся временем тектоно-магматической стабилизации. В южной части территории расположен Нюрольский срединный массив (микроконтинент), фундамент которого образовался во время байкальского цикла тектогенеза (рис. 11Б). Этот массив выделяется крупной отрицательной аномалией со средним значением 46 мВт/м^2 (рис. 11А).

На северо-востоке находится еще один срединный массив более молодого салаирского цикла тектогенеза – Усть-Тымский. Он характеризуется фоновыми значениями 50 мВт/м^2 .

Простирающиеся в северо-западном направлении герцинские структуры выделяются сонаправленными аномалиями теплового потока. Так с юго-восточной части территории на северо-запад тянется положительная аномалия, повторяющая излом Назино-Сенькинского антиклинория и Айгольского синклинория. Герциниды характеризуются средним тепловым потоком 52 мВт/м^2 .

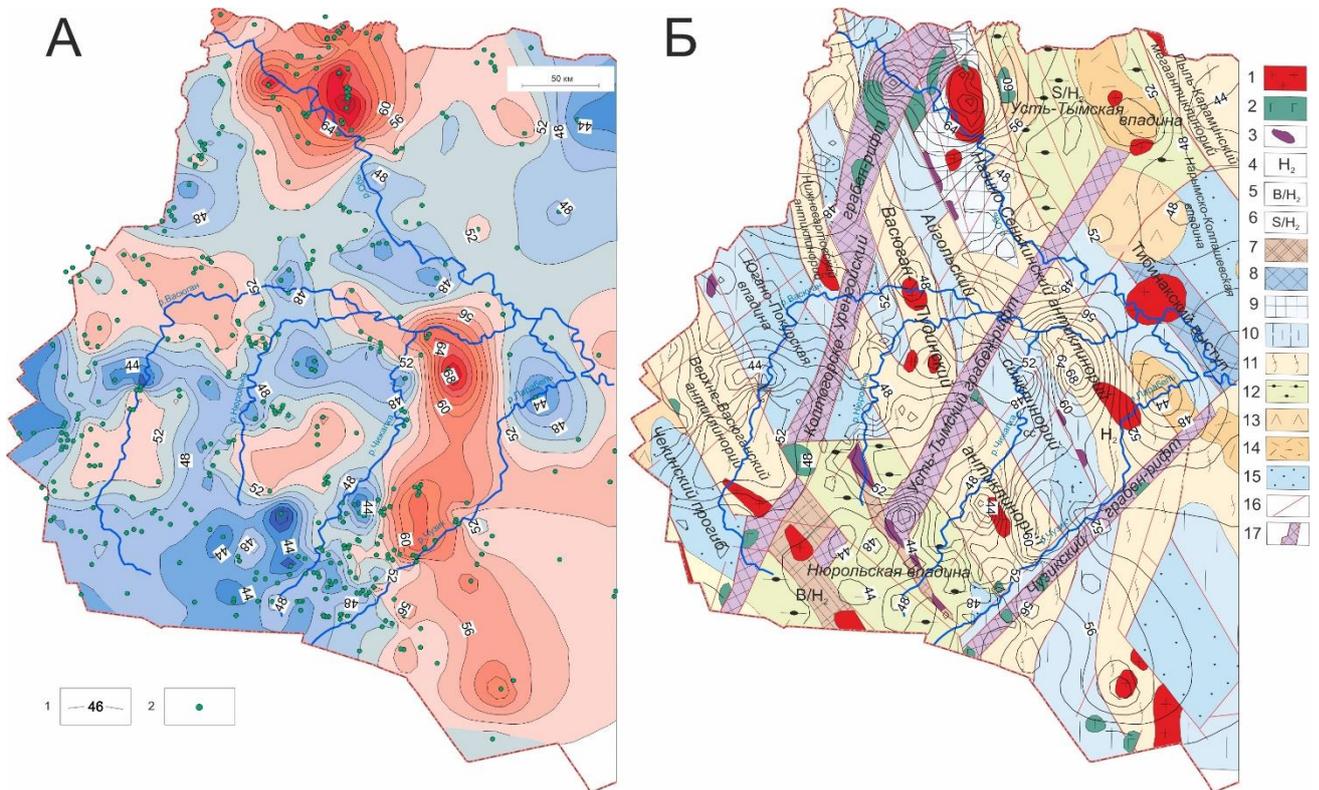


Рисунок 11 – А – Схематическая карта плотности глубинного теплового потока: 1 – изолинии теплового потока, мВт/м², 2 – скважина палеотемпературного моделирования; Б – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [37]) с изолиниями теплового потока: условные обозначения те же, что и на рис. 2.

Вдоль западной границы территории тянется группа положительных аномалий, простирающаяся на северо-восток (рис. 11). Повышение значений теплового потока в этих зонах приходится на консолидированные борта Колтогорско-Уренгойского рифта. Стоит отметить, что долины рифтов не формируют линейно вытянутые аномалии теплового потока. Однако Усть-Тымский и Чузикский рифты, рассекая аномалии теплового потока от герцинских структур, приводят к возмущениям теплового поля, прерыванию или сужению этих аномалий.

Непосредственно долины рифтов характеризуются пониженными значениями теплового потока 48–50 мВт/м², что продемонстрировано на примере Колтогорско-Уренгойского рифта на рисунке 12. На этом участке долина рифта выделяется относительно небольшим повышением значений гравитационного поля до 6 мГал (рис. 12В).

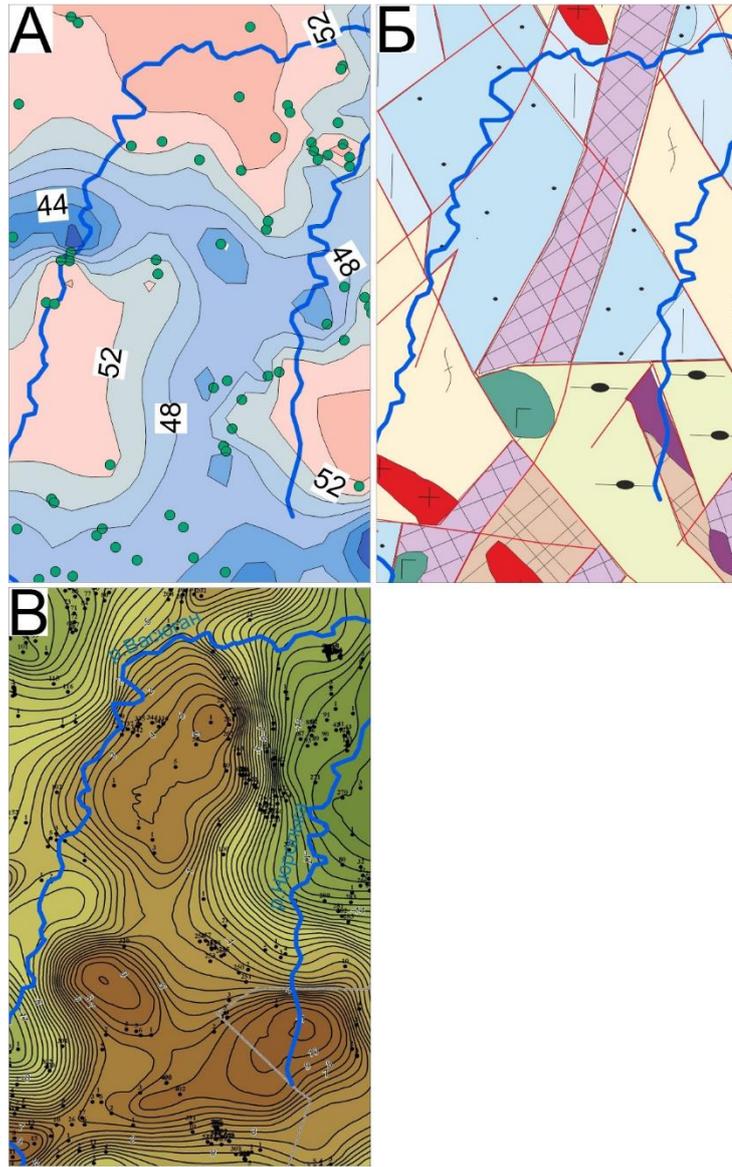


Рисунок 12 – Фрагменты схематической карты теплового потока (А), тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [37]) (Б), карты гравитационного поля (В) в пределах рифтовой долины Колтогорско-Уренгойского рифта.

Ряд самых высокоамплитудных аномалий теплового потока сосредоточен в зонах распространения интрузивных комплексов в рифтовых долинах и консолидированных бортах рифтов. Эти зоны, вероятно, являются наиболее молодыми проявлениями магматизма на территории исследования. В северной части карты крупная положительная аномалия, достигающая 74 мВт/м^2 , сформировалась в районе Александровского свода (рис. 13А). Эта аномалия имеет два локальных максимума: восточный и западный. В зоне высоких градиентов сосредоточены крупные интрузии кислого и основного состава (рис 13Б).

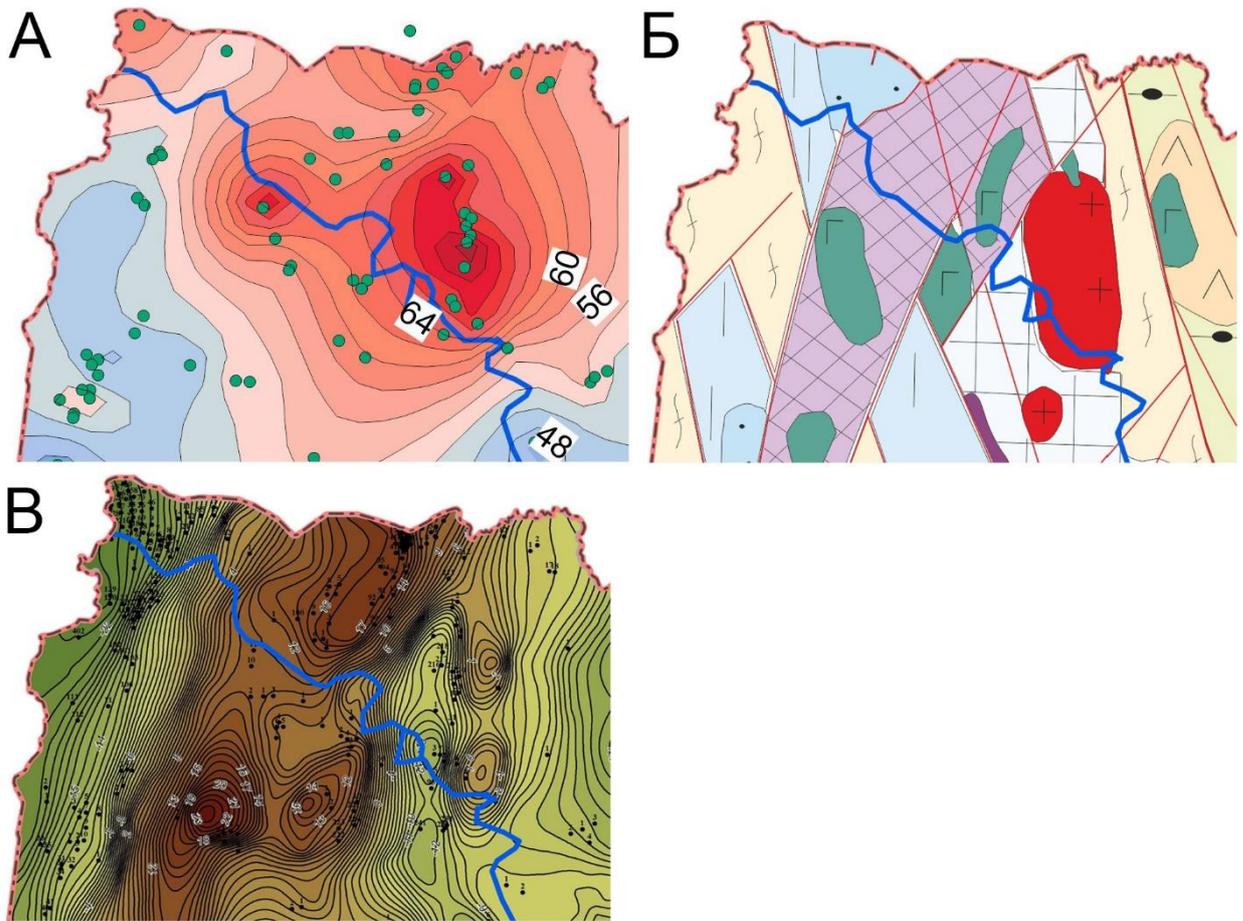


Рисунок 13 – Фрагменты схематической карты теплового потока (А), тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [37]) (Б), карты гравитационного поля (В) в районе Александровского свода.

Западный максимум аномалии теплового потока вызван крупным скоплением интрузий основного состава. Подтверждением нахождения в этой части рифтовой долины мощной толщи базитов служит наличие крупных положительных аномалий величиной до 20–23 мГал на карте гравитационного поля (рис. 13В).

Криволуцкому гранитоидному массиву соответствуют эпицентральная и высокоградиентная части восточного максимума (рис. 13А). Этот участок выделяется отрицательной аномалией гравитационного поля (рис 13В). В осадочном чехле над интрузивным комплексом сформировалась структура 3 порядка – Криволуцкий вал. Отмечается, что эта структура испытывает воздымание до волжского (титонского) века – момента максимального погружения Западно-Сибирской плиты, во время которого начинает накапливаться баженовская свита. В пределах этой зоны максимальные мощности юрских отложений не превышают 200 метров, тогда как средние значения по территории около 500 м. На структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 этот участок характеризуется наименьшими глубинами до -2000 метров.

Крупная положительная аномалия величиной до 68 мВт/м^2 (рис 14А) в восточной части территории исследования тяготеет к Сенькинскому гранитному батолиту (рис 14Б). Интрузия отчетливо прослеживается на карте гравитационного поля высокоамплитудной отрицательной аномалией до -28 мГал (рис. 14В). Структура, образовавшаяся над батолитом – Сенькинское куполовидное поднятие, характеризуется примерно такими же, как и Криволуцкий вал, мощностями юрских отложений и наименьшими глубинами по отражающему горизонту Φ_2 . Это свидетельствует о воздымании структуры в течение длительного периода времени после рифтогенеза.

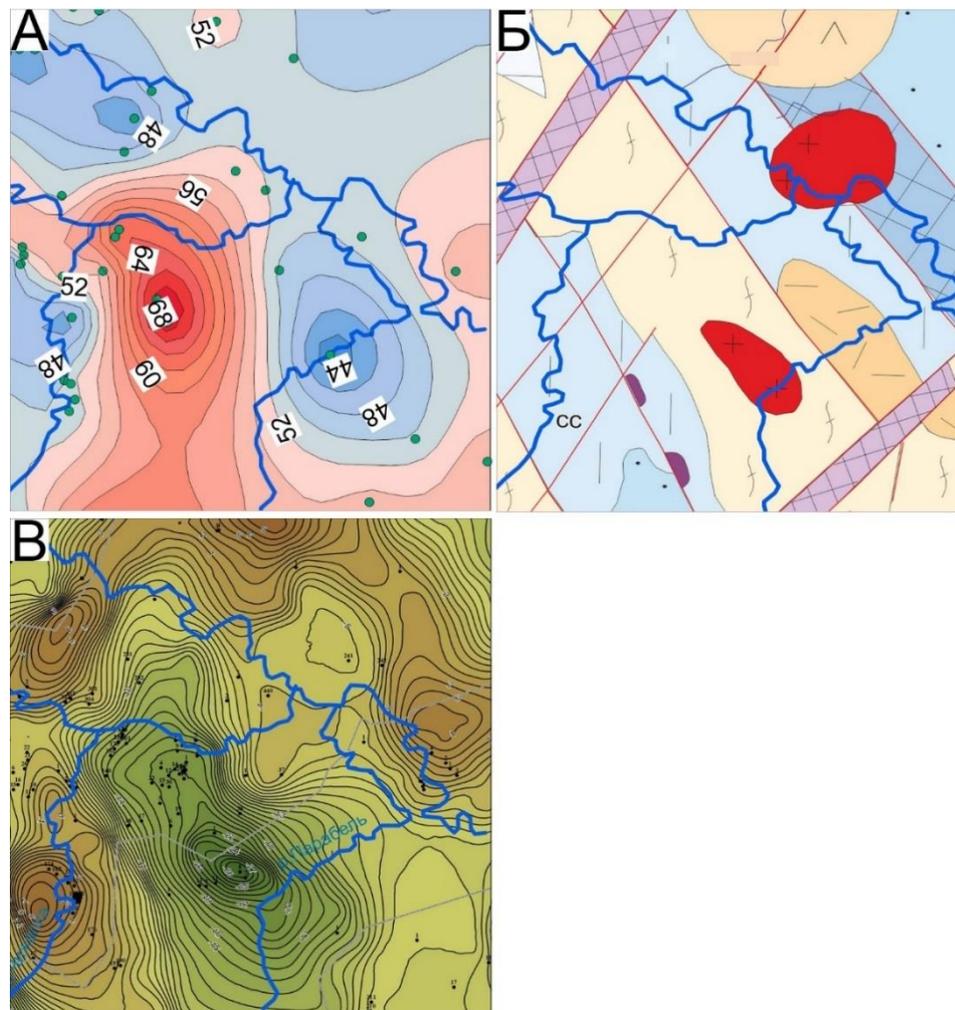


Рисунок 14 – Фрагменты схематической карты теплового потока (А), тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [37]) (Б), карты гравитационного поля (В) в районе Сенькинского куполовидного поднятия.

Необходимо учесть, что отсутствие регулярной сети наблюдений накладывает некоторые неопределенности в интерпретации карты теплового потока. Так, например, максимальные значения положительной аномалии на рисунке 14А не совпадают с расположением гранитной интрузии вследствие отсутствия в пределах интрузии точек наблюдения. Также заметим, что скважины отсутствуют в пределах Тибинакского гранитного комплекса, который находится

северо-восточнее Сенькинского. Он характеризуется небольшой отрицательной аномалией изометричной формы на карте гравитационного поля, а на карте теплового потока аномалия отсутствует. Хотя и отмечается, что изолинии повышенных значений теплового потока вытягиваются в сторону Тибинакской интрузии.

Положительные аномалии в юго-восточной части территории исследования также коррелируют с расположением в этом районе интрузий кислого и основного состава.

Выявлены следующие особенности распределения плотности теплового потока на участках различного возраста тектоно-магматической активизации:

- самые высокие значения теплового потока связаны с зонами наиболее интенсивного проявления магматизма, вероятно, вызванного триасовым рифтогенезом;
- фоновыми значениями характеризуются герциниды, пониженными – участки салаирской складчатости и рифтовые долины;
- участки байкальской складчатости выделяются минимальными значениями теплового потока.

Таким образом, на территории исследования прослеживается зависимость плотности теплового потока от возраста складчатости и времени проявления последнего этапа тектоно-магматической активизации. Полученный результат хорошо иллюстрирует график групповых средних значений теплового потока (рис. 15).

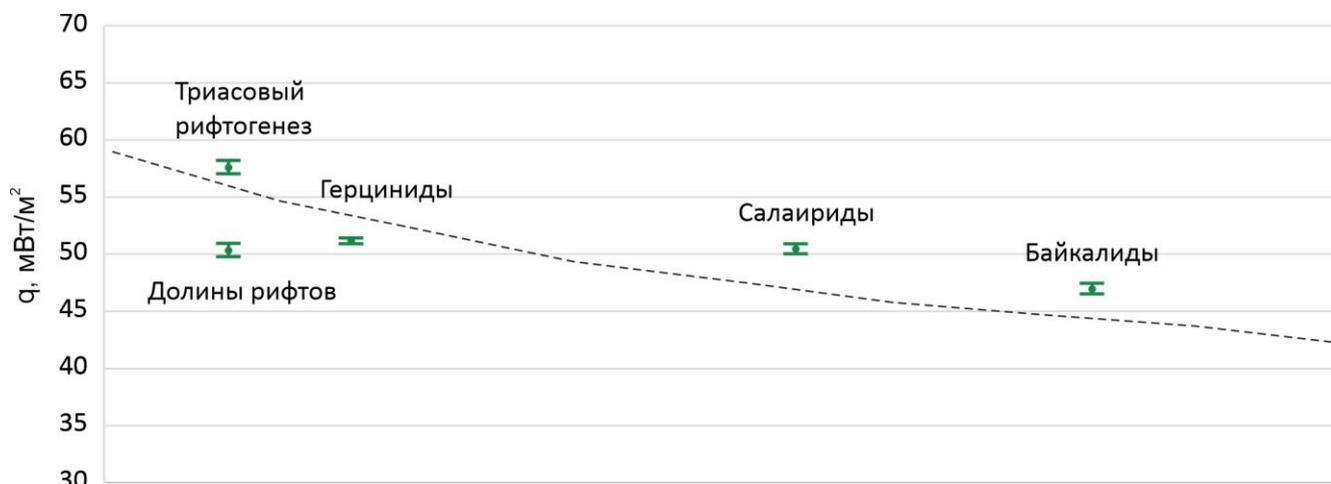


Рисунок 15 – График групповых средних значений теплового потока для блоков разного возраста тектоно-магматической активизации.

Закономерность, выявленная нами для территории юго-востока Западно-Сибирской плиты, хорошо согласуется с фундаментальной зависимостью Я.Б. Смирнова и Б.Г. Поляка (рис. 1), которая имеет глобальный характер.

4.2 Тепловой поток и разрывные нарушения

Считается, что одним из факторов, определяющим природу аномалий теплового потока является дизъюнктивная тектоника. В первом разделе уже упоминалось, что на данный момент исследователями рассматривается две возможные причины наличия связи теплового потока с дизъюнктивными нарушениями. Первая заключается в энергетике образования глубинных разломов, а вторая – в движении по ним подземных флюидов. Обе причины обоснованы, однако в действительности выявляются скорее в порядке исключения. Во-первых, энергетика образования самих разломов сохраняется в течение всего нескольких миллионов лет. Во-вторых, не каждый разлом является флюидопроводящим – особенно маловероятно наличие активной флюидодинамики в разломах древнего возраста заложения. В связи с этим предлагается рассматривать взаимосвязь дизъюнктивной тектоники с тепловым потоком в несколько ином понимании.

Как известно, формирование разрывных нарушений связано с интенсивностью тектонических процессов, происходивших на разных этапах геологического развития территории. Наличие связи теплового потока с образованиями разновозрастных тектонических процессов не вызывает сомнения, такая связь была найдена и на исследуемой территории, чему посвящен предыдущий подраздел. В таком случае предлагается рассматривать разрывные нарушения как маркеры интенсивности тектонических процессов: чем больше разрывных нарушений в какой-либо области, тем выше, ожидаемое значение теплового потока.

Как отмечалось во втором разделе, мезозойско-кайнозойские тектонические процессы делятся на три этапа: раннеюрский, меловой и кайнозойский [58]. В соответствии с этими этапами выделяются три класса разрывных нарушений [58]. Сформированные в раннеюрский этап разрывные нарушения затухают в базальных горизонтах осадочного чехла. Раннемеловой этап привел в движение монолитные выступы доюрского основания, в которых толщина юрского покрова не превышала 200 м. Процесс их роста сопровождался формированием тектонических нарушений, проникающих в меловые горизонты. Разрывные нарушения первых двух классов характеризуются разнонаправленностью и протяженностью до 50 км. В кайнозойский этап в движение приходят блоки доюрского основания значительных размеров. Разрывные нарушения имеют четко выраженную северо-северо-восточную направленность и их протяженность достигает сотен километров.

Локализация разрывных нарушений принята согласно структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 (рис. 4) [58]. Наибольшее их сгущение наблюдается в консолидированных бортах грабен-рифтов. Определить возраст разрывных нарушений по карте

довольно сложно, учитывая унаследованность тектонических процессов, которые как омолаживали разломы, заложенные в предыдущие этапы, так и приводили к возникновению новых разрывных нарушений.

В первую очередь рассмотрим участки Криволучцкого и Сенькинского батолитов, характеризующиеся максимальными значениями теплового потока, которые ранее были обозначены как области самого молодого проявления магматизма, связанного с триасовым рифтогенезом. В течение последующих этапов тектонической активизации эти участки подвергаются вертикальным движениям. На это указывают минимальные мощности юрских отложений – накопление осадков начинается здесь с верхнеюрской баженовской свиты. Именно такие блоки приходят в движение в последующий меловой этап. Во время повторной активизации рифта в кайнозойский этап движение блоков продолжается. В районе Сенькинского батолита это подтверждается разрывными нарушениями северо-восточного простирания, секущими меловые отложения (рис. 4). На структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 в районе Криволучцкого вала сосредоточены разрывные нарушения северо-северо-западного простирания (рис. 4), которые можно отнести к меловому этапу тектонической активизации, однако на сейсмических разрезах видны нарушения секущие талицкую свиту (палеоген) (рис. 16) [58]. В данном случае, вероятно, в кайнозойский этап активизации движения происходили унаследованно по имеющимся разрывным нарушениям.

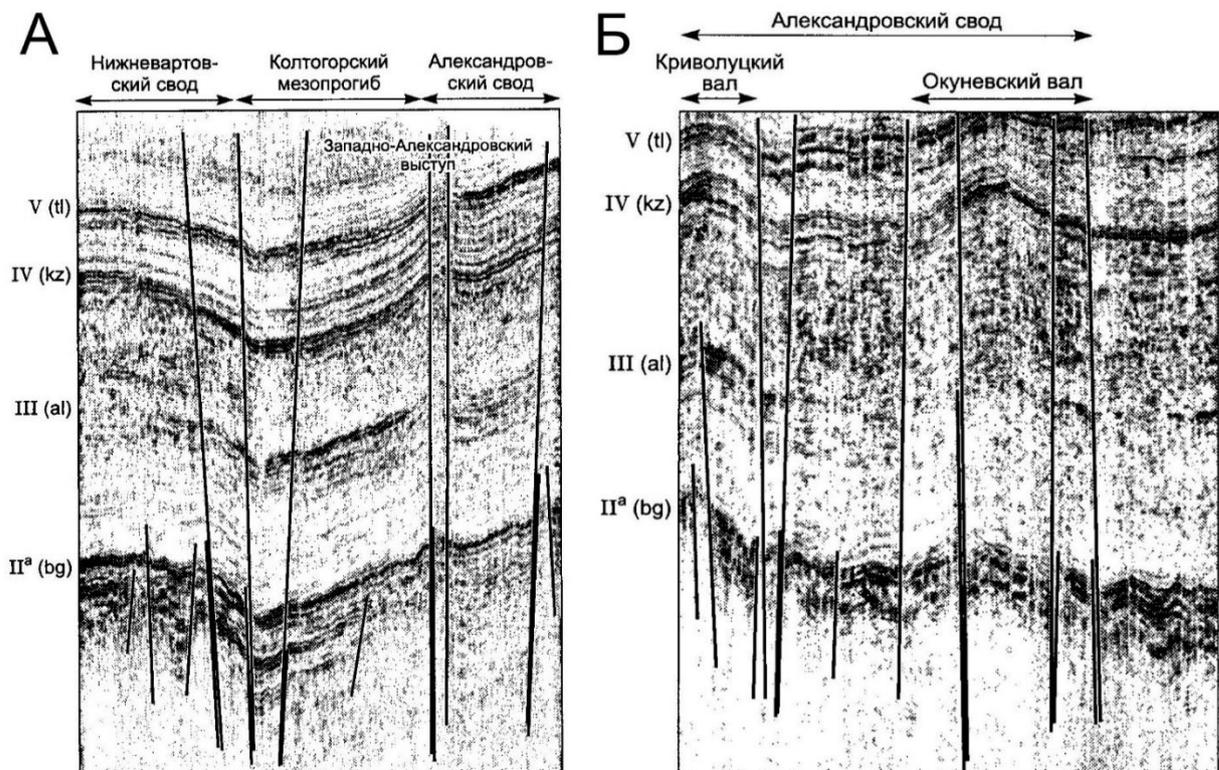


Рисунок 16 – А – Разрез по линии Нижневартровский свод–Колтогорский мезопрогиб–Александровский свод; Б – Разрез восточной части Александровского свода [58].

Для оценки количественной связи теплового потока с дизъюнктивной тектоникой был введен параметр *плотность разрывных нарушений*, который отражает длину разрывных нарушений на единицу площади [$\text{км}/\text{км}^2$]. Этот параметр характеризует суммарный эффект всех этапов тектонической активизации.

Территория исследования была разделена на единичные участки (ячейки) 20×20 км (рис. 17А). Для оптимального соотношения детализации и представительности корреляционных исследований шаг расчетов был выбран 10 км. Таким образом, расчеты выполнялись по четырем сеткам: исходная (x, y) , со сдвигом на 10 км по оси x $(x+10, y)$, по оси y $(x, y+10)$ и по осям x и y $(x+10, y+10)$.

Подсчет плотности разрывных нарушений в каждой ячейке сетки выполнялся с помощью программного кода, написанного автором на языке Python. Программный код основан на применении одного из инструментов машинного зрения – выделении контуров объектов. Код реализован посредством функций модуля OpenCV. Алгоритм заключается в выделении контуров разрывных нарушений и подсчете их суммарной длины в каждой отдельно взятой ячейке. 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 каждой ячейке соответствует точка в ее центре, характеризующаяся значением плотности теплового потока и плотностью разрывных нарушений (рис. 17Б).

Для удобства визуального анализа информации и демонстрации корректности проведенных вычислений построена схематическая карта плотности разрывных нарушений в изолиниях, на которой выделяются локальные максимумы (рис. 17В).

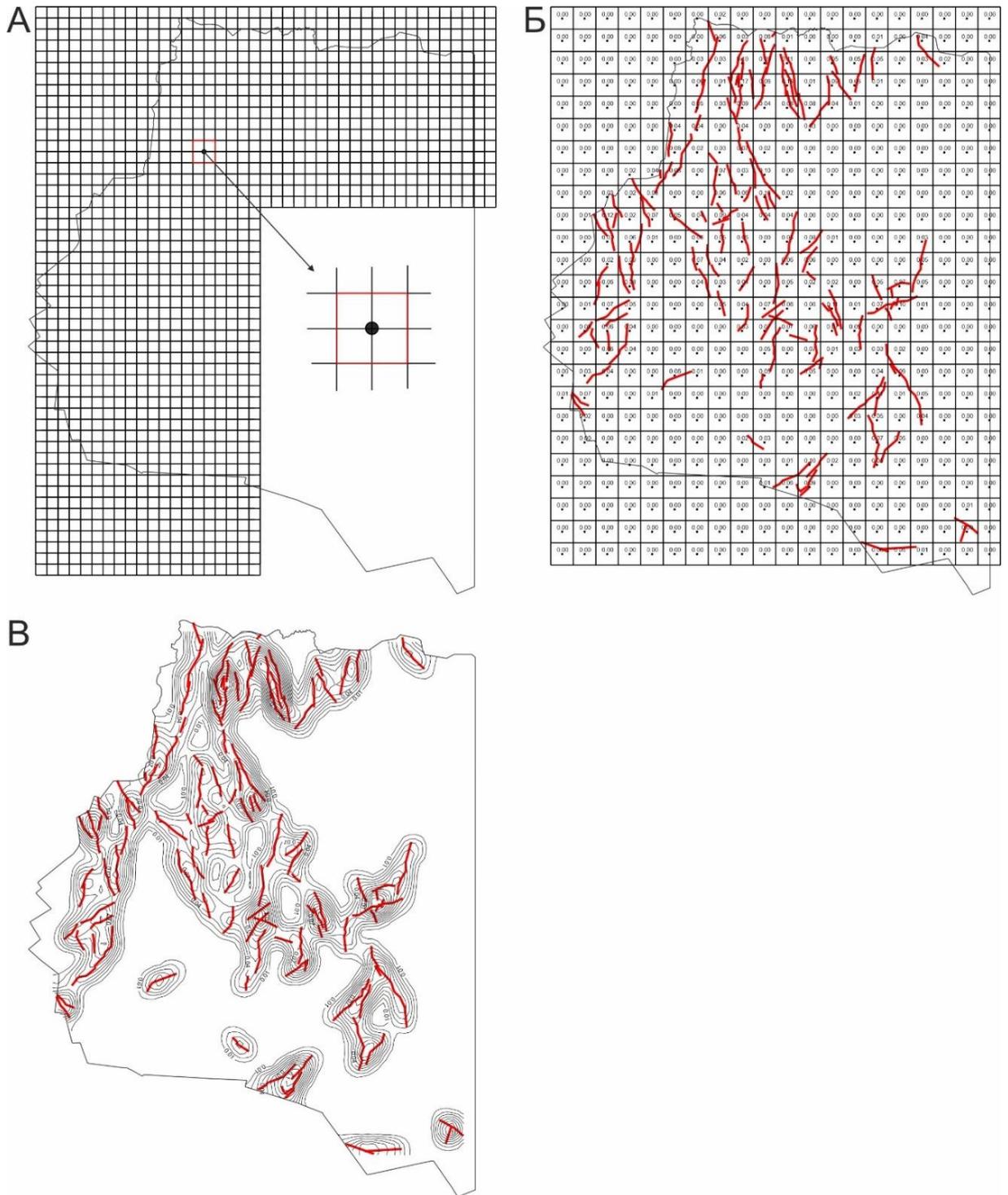


Рисунок 17 – А – Иллюстрация разбиения территории исследований сеткой 20x20 км, выполненной с перекрытием. Каждой ячейке 20x20 км соответствует точка в ее центре; Б – Схема дискретных значений плотности теплового потока, рассчитанных по одной из сеток; В – Схема изолиний плотности разрывных нарушений (сечение изолиний 0,01 км/км²).

Количественный анализ выполнялся путем сопоставления значений плотности теплового потока и плотности разрывных нарушений в соответствующих ячейках и нахождения численной корреляционной зависимости между этими параметрами. Оценка достоверности коэффициента

корреляции определялась по уровню его значимости p [86]: не значимый ($p \geq 0,100$), слабо значимый ($0,100 > p \geq 0,050$), статистически значимый ($0,050 > p \geq 0,010$), сильно значимый ($0,010 > p \geq 0,001$), высоко значимый ($0,001 > p$). Значения плотности разрывных нарушений меньше $0,025 \text{ км/км}^2$ были исключены из выборки.

Таким образом, для выборки $n = 475$ значений был получен высоко значимый коэффициент корреляции Пирсона равный $r = 0,35$, и построена диаграмма рассеяния (рис. 18). Для выборки такой величины граница высоко значимого коэффициента корреляции ($p < 0,0005$) начинается со значения $r = 0,16$. На диаграмме видна положительная линейная зависимость плотности теплового потока и плотности разрывных нарушений.

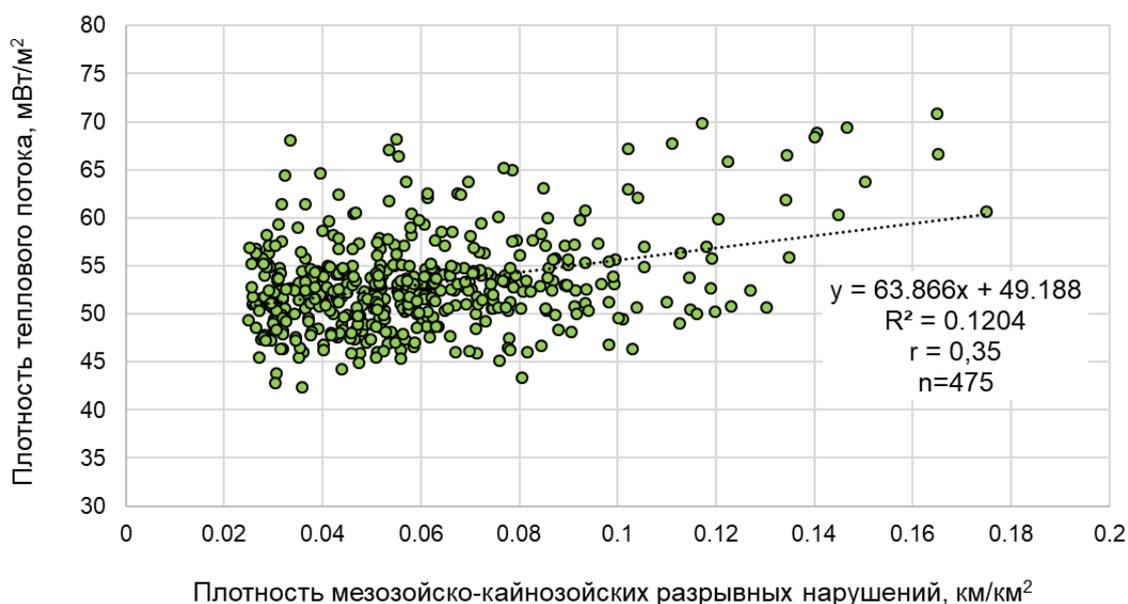


Рисунок 18 – Зависимость плотности теплового потока от плотности мезозойско-кайнозойских разрывных нарушений.

Воспользовавшись классификацией мезозойско-кайнозойских тектонических процессов, разделили разрывные нарушения по направлению на два типа: кайнозойские – ориентированные на северо-восток, то есть параллельно рифтовым долинам и мезозойские (раннеюрские и меловые) – разнонаправленные, преимущественно ориентированные по герцинским структурам (рис. 19).

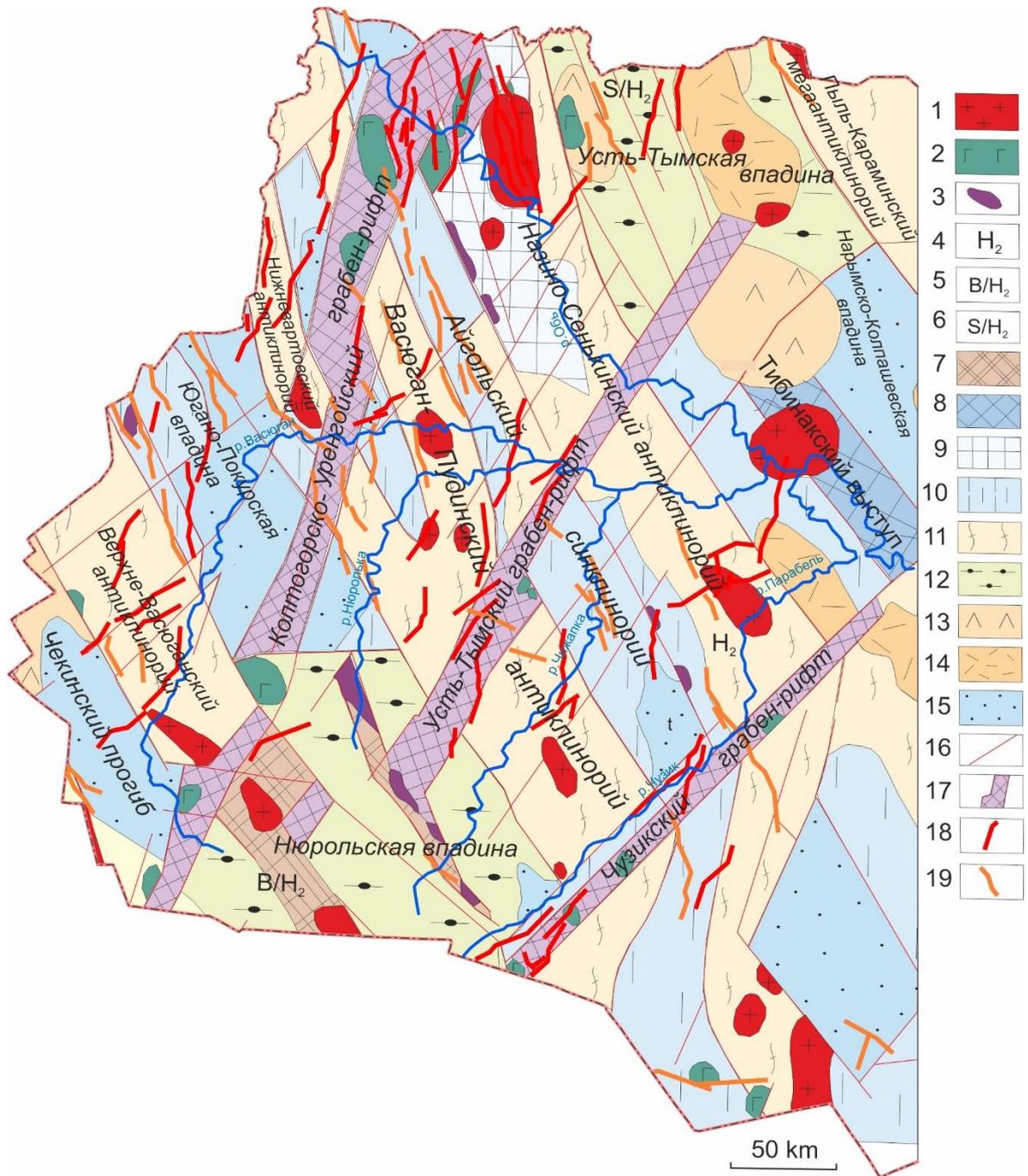


Рисунок 19 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (по [37]) с добавлением разрывных нарушений по отражающему горизонту Φ_2 двух типов (по [58]): 1–17 – те же, что и на рис. 2; 18–19 разрывные нарушения по отражающему горизонту Φ_2 : 18 – кайнозойские, 19 – мезозойские.

Для коньяк-кайнозойских разрывных нарушений коэффициент корреляции заметно вырос: для выборки величиной $n = 285$ значений он равен $r = 0,46$. Полученный коэффициент корреляции является высоко значимым ($p < 0,0005$, $r > 0,20$). На диаграмме рассеяния наблюдается уменьшение разброса значений и ярко выраженный линейный характер зависимости (рис. 20).

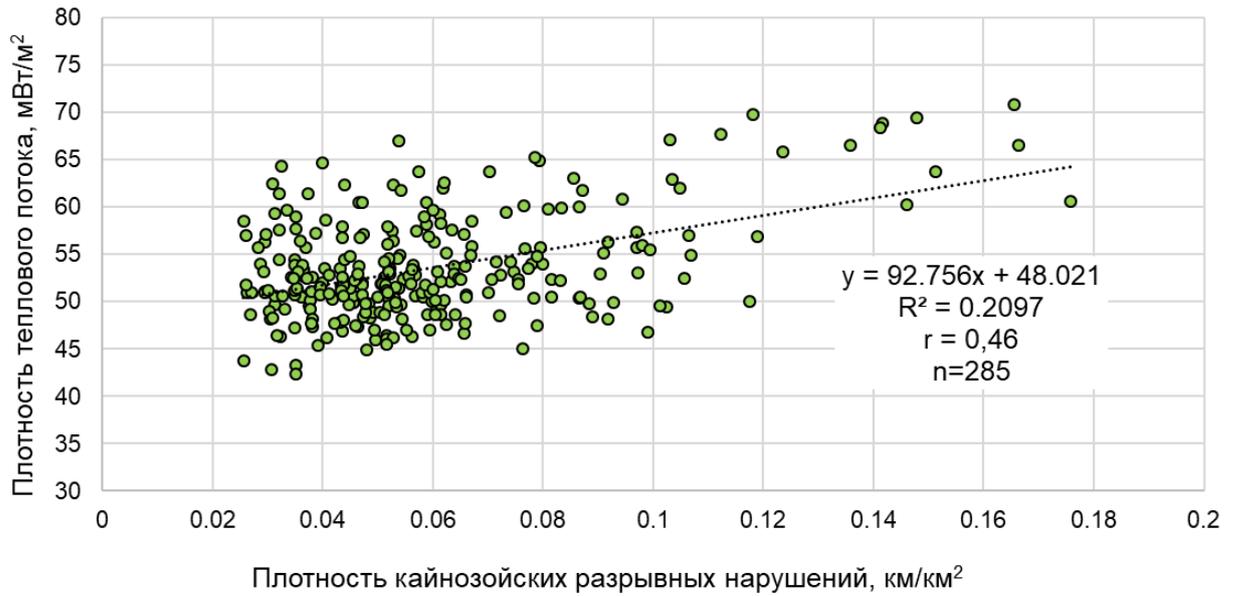


Рисунок 20 – Диаграмма рассеяния плотности теплового потока и плотности кайнозойских разрывных нарушений.

Напротив, для мезозойских разрывных нарушений $n = 207$ был получен незначимый коэффициент корреляции $r = -0,06$. На диаграмме рассеяния видно отсутствие зависимости (рис. 21).

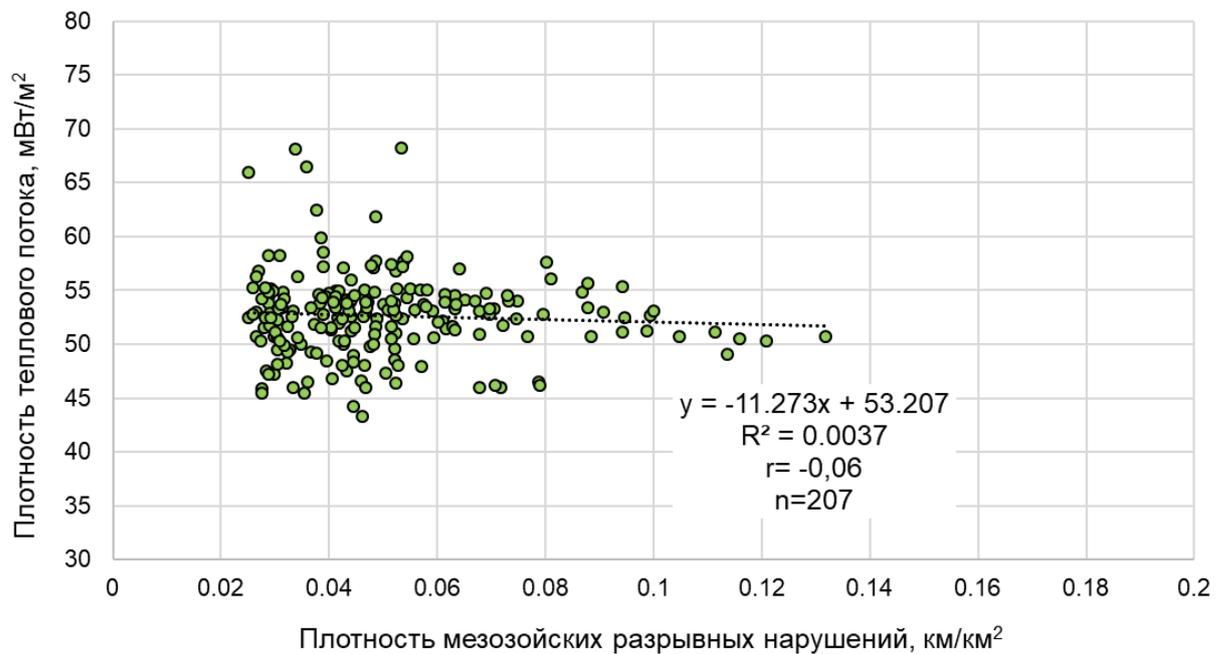


Рисунок 21 – Диаграмма рассеяния плотности теплового потока и плотности мезозойских разрывных нарушений.

Полученный результат свидетельствует о том, что плотность разрывных нарушений, как показатель суммарного эффекта интенсивности тектонических процессов, имеет прямую связь с

плотностью теплового потока. Далее было замечено, что эта связь наиболее отчетливо прослеживается для областей наибольшего проявления магматизма в консолидированных бортах рифтов и рифтовых долинах и становится максимальной с плотностью наиболее молодых кайнозойских разрывных нарушений. То есть опять проявляется закономерное усиление теплового потока по мере омоложения тектонической активизации, и именно такой видится причина наличия связи теплового потока с разрывными нарушениями, образованными от повторной активизации триасового рифта в коньяк-кайнозойский этап и отсутствия – с разрывными нарушениями, простирающимися по герцинским структурам.

4.3 Тепловой поток и вещественный состав фундамента

В отличие от мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, который имеет достаточно однородное строение по латерали, палеозойский фундамент дислоцирован на многочисленные блоки, различающиеся по вещественному составу. Вариативность вещественного состава является предпосылкой для поиска корреляции с тепловым потоком. Однако породы, слагающие блоки фундамента, отличаются как теплофизическими свойствами, так и тектонической и энергетической предысторией их образования. Наиболее вероятно, что связь теплового потока с вещественным составом может объясняться в первую очередь различиями в тектонической предыстории образования пород. Распространение петротипов по территории контролируется ее тектоническим строением и геодинамической обстановкой. Связь с тектоническими процессами, происходившими на изучаемой территории, уже была обнаружена, чему посвящены предыдущие подразделы. Поэтому сопоставление распределения теплового потока с петротипами фундамента будет во многом повторять ранее отмеченные особенности его поведения в пределах структур, вмещающих эти петротипы.

В кровле доюрского основания залегают магматические, метаморфические и осадочные породы. Рифтовые долины заполнены терригенно-вулканогенными отложениями: чередующимися туфами, долеритами, базальтами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Причем мощности пачек осадочных пород могут в несколько раз превышать мощности вулканитов [37]. В рифтовых долинах также встречаются интрузивные тела, вероятно, основного или ультраосновного состава, выявленные по гравитационным аномалиям. Гранитные интрузии и покровы эффузивов кислого состава в основном распространены в консолидированных бортах рифтов. Метаморфические породы представлены глинистыми сланцами, а осадочные – известняками, переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Закономерности распределения пород представлены на карте вещественного состава поверхности доюрского основания (рис. 22А), согласно которой на территории исследования выделено 9 основных петротипов: терригенные породы, терригенно-карбонатные, карбонатные, глинистые сланцы, глинисто-кремнистые породы, терригенно-вулканогенные, ультрабазиты, граниты и эффузивы кислого состава.

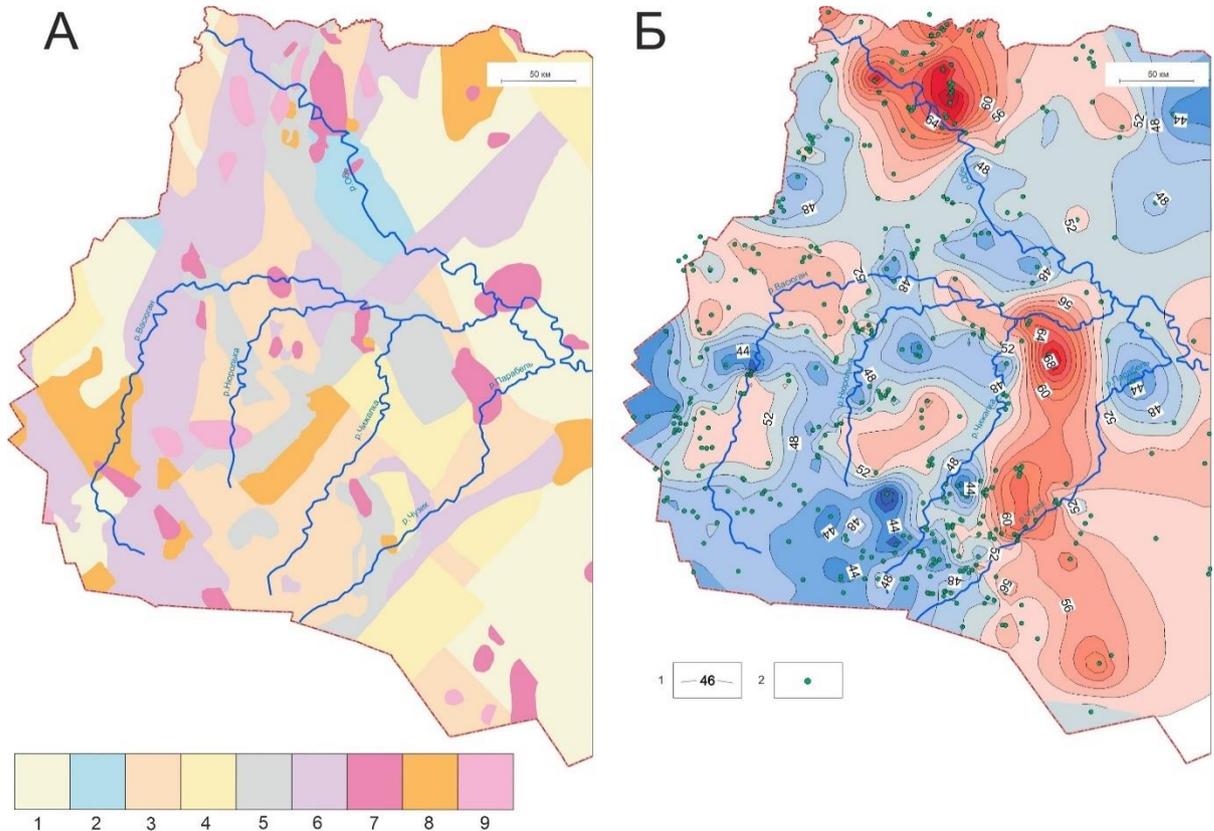


Рисунок 22 – Сопоставление схемы вещественного состава фундамента (на основе [64]) с изменениями (А) и схематической карты плотности теплового потока (Б): к А: 1 – терригенные породы; 2 – терригенно-карбонатные; 3 – карбонатные; 4 – глинистые сланцы; 5 – глинисто-кремнистые породы; 6 – терригенно-вулканогенные; 7 – граниты; 8 – эффузивы кислого состава; 9 – ультрабазиты; к Б: 1 – изолинии теплового потока, мВт/м²; 2 – скважина палеотемпературного моделирования.

Наиболее ярко в тепловом поле проявляются магматические породы, но не все. Гранитные интрузии и кислые эффузивы в консолидированных бортах рифтов отмечены положительными аномалиями теплового потока. При этом гранитные интрузии, расположенные в центральной части карты в районе Среднеvasюганского мегавала и в юго-западной части карты в районе Нюрольской мегавпадины не создают тепловых аномалий. Интрузии ультраосновного состава также тяготеют к областям с положительными аномалиями. Терригенно-вулканогенные отложения отмечаются преимущественно пониженными значениями теплового потока. В зоны повышенных значений попадают также метаморфизованные породы – глинистые сланцы. Что

касается осадочных пород, то карбонатные и терригенно-карбонатные выделяются отрицательными аномалиями, а терригенные и глинисто-кремнистые находят неоднозначное проявление в тепловом поле: они характеризуются как повышенными значениями, так и нормальным полем.

Таким образом, в целом наблюдается *визуальное отражение* различных по вещественному составу пород в поле теплового потока. Количественная оценка этой связи выполнялась с помощью однофакторного дисперсионного анализа.

Дисперсионный анализ – статистический метод, позволяющий анализировать влияние различных факторов на результаты эксперимента. Для проведения данного вида анализа независимая переменная должна быть категориальной, а зависимая – метрической. Плотность теплового потока – это зависимая переменная. Категориальной переменной будет вещественный состав доюрского основания (петротипы пород). Воспользовавшись разбиением территории сеткой так же, как и в подразделе 4.2, отнесли каждую ячейку к одному из 9 петротипов. Для каждого петротипа было определено среднее значение теплового потока (табл. 4, рис. 23).

Таблица 4 – Средние значения теплового потока для петротипов пород фундамента

| Петротипы | Количество ячеек | Среднее значение плотности теплового потока q , мВт/м ² |
|--------------------------|------------------|--|
| Терригенно-карбонатные | 39 | 50 |
| Карбонатные | 249 | 51 |
| Терригенно-вулканогенные | 321 | 51 |
| Эффузивы кислого состава | 105 | 52 |
| Терригенные | 305 | 52 |
| Глинистые сланцы | 128 | 53 |
| Глинисто-кремнистые | 144 | 54 |
| Ультрабазиты | 25 | 55 |
| Граниты | 84 | 55 |

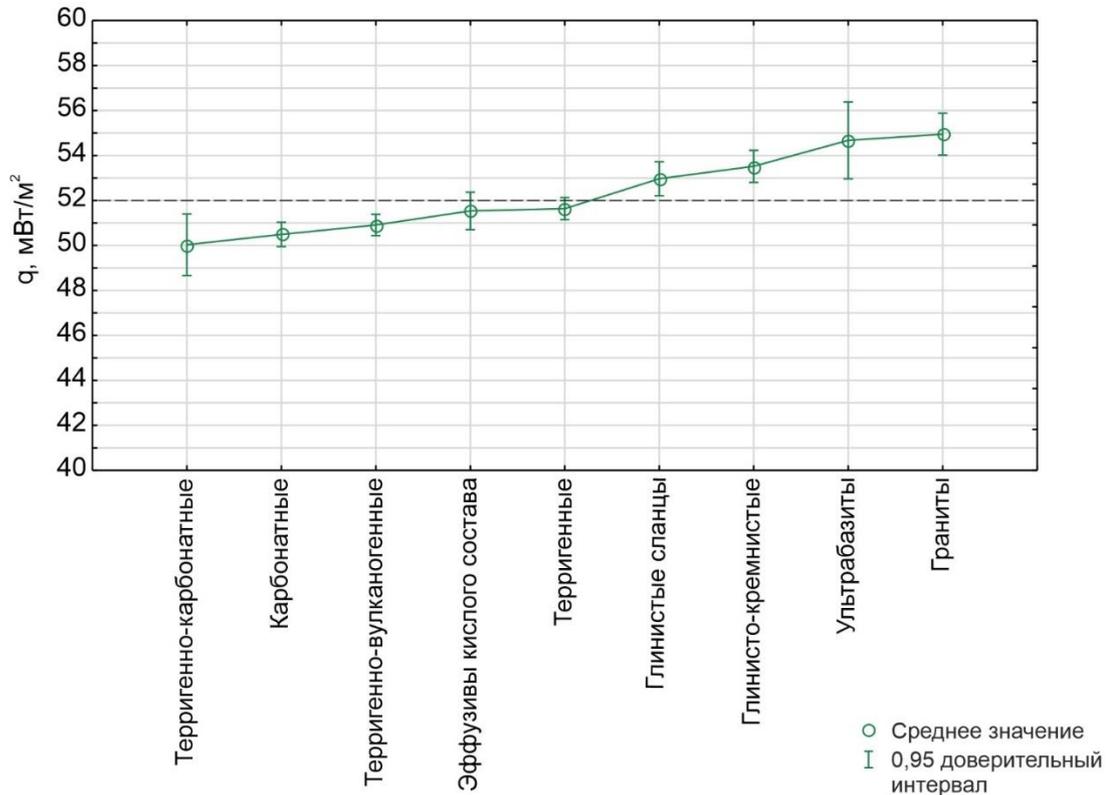


Рисунок 23 – График групповых средних теплового потока для петротипов.

Наименьшими значениями теплового потока выделяются терригенно-карбонатные породы, затем карбонатные и терригенно-вулканогенные. Фоновыми значениями теплового потока характеризуются кислые эффузивы и терригенные породы. Повышенными – глинистые сланцы и глинисто-кремнистые породы. Ультрабазитам и гранитам соответствуют наиболее высокие значения теплового потока.

Таким образом, однофакторный дисперсионный анализ показывает, что породы разного состава дифференцируются в поле теплового потока. Причем петротипы закономерно объединяются в группы в порядке увеличения теплового потока: карбонатные-эффузивы-терригенные-магматические.

Вместе с тем стоит отметить, что средние значения теплового потока для петротипов изменяются в довольно узком диапазоне от 50 до 55 мВт/м². Это может свидетельствовать о том, что изменение вещественного состава позволяет объяснять лишь небольшие колебания теплового потока.

Обнаруженная дифференцированность петротипов пород доюрского основания по величине теплового потока обуславливает необходимость более детального рассмотрения фактора «вещественный состав». Для того, чтобы оценить связь теплового потока с вещественным составом пород в связи с изменением их теплофизических свойств, каждому петротипу было присвоено значение теплопроводности и радиогенной теплогенерации.

Коэффициент теплопроводности пород зависит от их литолого-минералогического состава. Для осадочных пород характерен наиболее широкий диапазон колебаний теплопроводности вследствие их различия по пористости, влагонасыщенности и степени литификации [87].

Наименьшей теплопроводностью обладают глинистые сланцы. Содержание карбонатного материала значительно увеличивает теплопроводность в ряду терригенные – терригенно-карбонатные – карбонатные. Наличие кристаллических структур у плотных карбонатных пород сближает их по теплофизическим параметрам с магматическими образованиями. Среди магматических пород эффузивные разности обладают меньшей теплопроводностью, чем интрузивные. Повышенная теплопроводность интрузивных пород обусловлена повышенной плотностью и меньшими пористостью и содержанием воды по сравнению с осадочными и эффузивными породами. При этом среди интрузивных ультраосновные породы характеризуются большей теплопроводностью, чем кислые, поскольку она увеличивается с ростом основности [88]. Теплопроводность интрузивных образований не зависит от возраста пород и времени складчатости, в отличие от осадочных отложений [87].

Фактические сведения о теплопроводности пород доюрского основания (табл. 5) были получены из базы данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона [89]. Измерения, сделанные непосредственно на территории исследования, представлены в малом количестве. В связи с этим представляет интерес сравнить экспериментальные сведения о теплопроводности с литературными [28].

Таблица 5 – Сведения о теплопроводности петротипов

| Петротипы | Теплопроводность, Вт/К·м | |
|--------------------------|--------------------------|---------|
| | по [89] | по [28] |
| Глинистые сланцы | 2,15 | 1,60 |
| Глинисто-кремнистые | 2,27 | 1,90 |
| Терригенные | 2,54 | 2,10 |
| Терригенно-вулканогенные | 2,74 | 1,90 |
| Терригенно-карбонатные | 2,83 | 2,30 |
| Эффузивы кислого состава | 2,92 | 2,60 |
| Карбонатные | 3,04 | 3,00 |
| Граниты | 3,81 | 2,60 |
| Ультрабазиты | 5,45 | 3,80 |

В обоих случаях карбонатным породам, гранитам и ультрабаазитам соответствуют наибольшие значения теплопроводности, а глинисто-кремнистым породам и глинистым сланцам – наименьшие. Следовательно, наблюдается хороший уровень согласованности между экспериментальными и литературными данными.

Продемонстрируем график групповых средних значений теплового потока для петротипов в порядке увеличения их теплопроводности по [28] (рис. 24). Ожидаемой зависимости получить не удалось. Петротипы, характеризующиеся близкими величинами теплопроводности, могут обладать существенно различающимися средними значениями теплового потока. Как упоминалось выше, карбонатные породы по значению теплопроводности близки к гранитам (табл. 5), при этом им соответствуют минимальные значения теплового потока, а гранитам – максимальные.

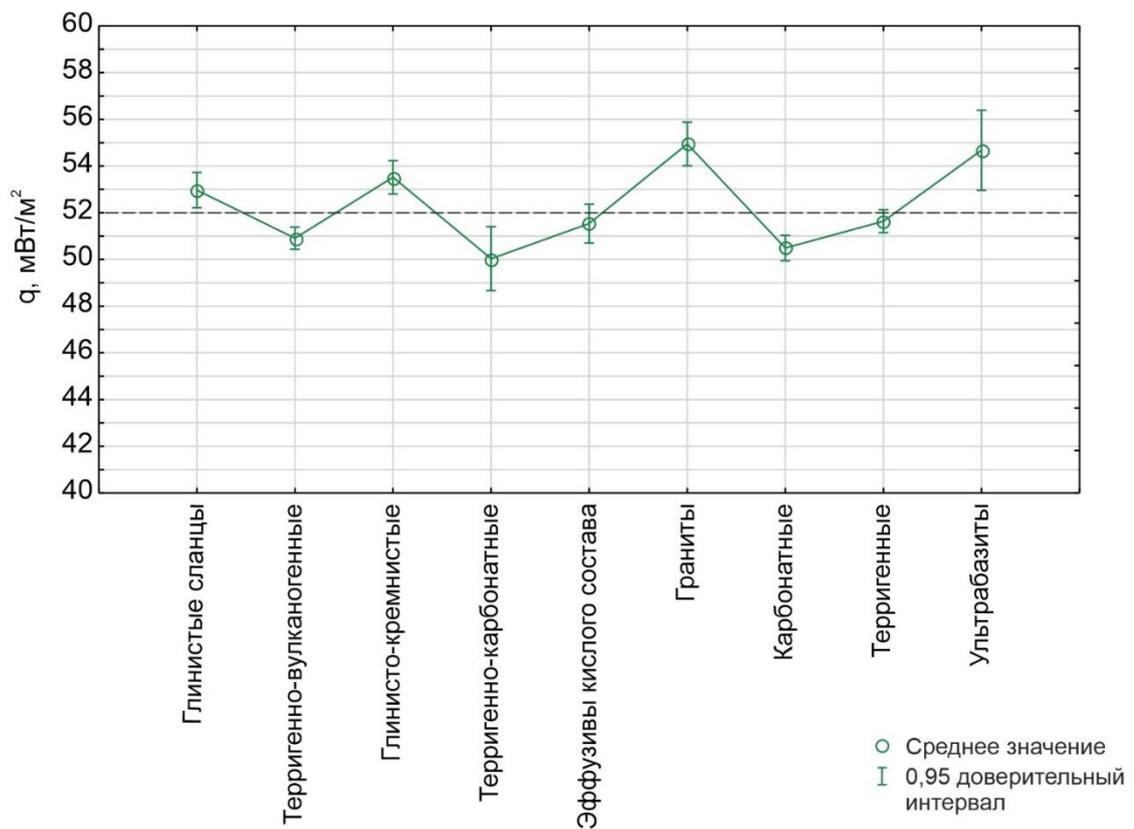


Рисунок 24 – График групповых средних теплового потока в порядке увеличения теплопроводности петротипов.

Величины радиогенной теплогенерации зависят от содержания радиоактивных элементов в горной породе. На территории исследования выделяются следующие группы осадочных пород по радиоактивным свойствам: терригенные, кремнистые, карбонатные. Наиболее высокое содержание урана и тория характерно для терригенных осадков и глинистых сланцев. В терригенных породах отмечается зависимость содержания урана и тория от гранулометрического

состава пород. Так радиоактивность пород увеличивается с уменьшением размера зерен в ряду песчаники – алевролиты – аргиллиты. Глинисто-кремнистые отложения содержат значительно меньше урана, тория и калия [87]. Примерно таким же количеством радиоактивных элементов обладают терригенно-карбонатные породы. В ряду терригенно-карбонатные – карбонатные, соответственно, радиоактивность снижается.

Радиоактивность магматических пород постепенно возрастает в ряду ультраосновные – основные – кислые породы пропорционально росту содержания кремнезема и калия [87]. В вулканогенных породах возрастание радиоактивности с увеличением кислотности пород проявляется еще отчетливее. Это связано с более устойчивым содержанием урана в однотипных по составу вулканогенных породах [87].

Экспериментальные определения радиогенной теплогенерации пород доюрского основания территории исследования отсутствуют. Поэтому было проведено сопоставление значений радиогенной теплогенерации из нескольких литературных источников [28, 87, 90, 91]. Результаты сопоставления сведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сведения о радиогенной теплогенерации петротипов

| Петротипы | Генерация радиогенного тепла, мкВт/м ³ | | | |
|--------------------------|---|---------|---------|---------|
| | по [87] | по [28] | по [91] | по [90] |
| Ультрабазиты | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| Карбонатные | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,6 |
| Терригенно-вулканогенные | 0,9 | 0,8 | 0,8 | 1,4 |
| Глинисто-кремнистые | 1,0 | 1,0 | 0,8 | 1,6 |
| Терригенно-карбонатные | 1,0 | 0,9 | 0,7 | 1,4 |
| Глинистые сланцы | 1,4 | 2,0 | 1,5 | 2,9 |
| Терригенные | 1,5 | 1,0 | 1,0 | 2,3 |
| Граниты | 2,1 | 3,3 | 3,0 | 2,7 |
| Эффузивы кислого состава | 2,4 | 2,5 | 3,6 | 2,5 |

Сопоставляя величины радиогенной теплогенерации по нескольким источникам, можно заметить, что численные значения для одних и тех же петротипов изменяются в довольно широких пределах. Соотношение значений между различными петротипами в разных источниках также может отличаться, однако описанные выше закономерности изменения радиогенной

теплогенерации в породах прослеживаются во всех четырех источниках. Для построения графика групповых средних теплового потока для петротипов в порядке увеличения их радиогенной теплогенерации использовались данные [28] (рис. 25).

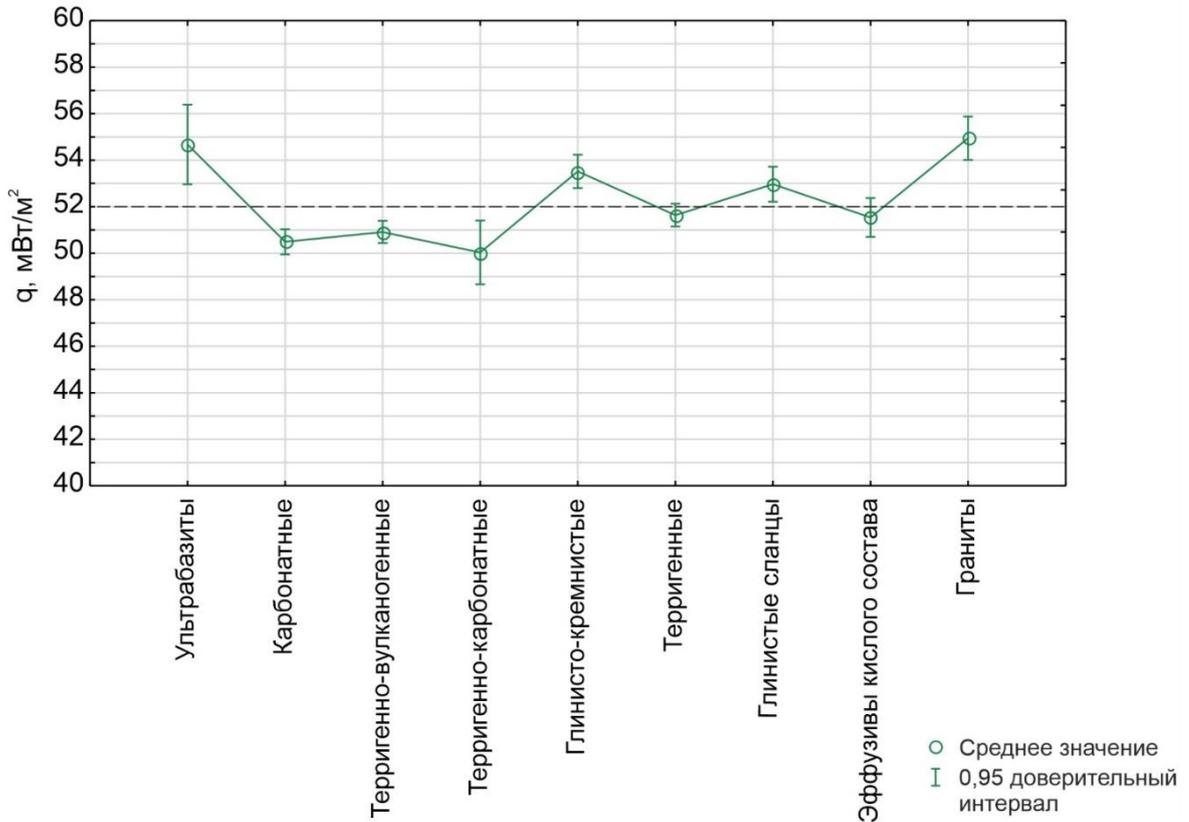


Рисунок 25 – График групповых средних теплового потока в порядке увеличения радиогенной теплогенерации петротипов.

На графике отчетливо прослеживается прямой характер зависимости – с ростом радиогенной теплогенерации увеличивается и тепловой поток. Обнаруженная зависимость нарушается для ультрабазитов. Граниты и ультрабазиты, имеющие близкие значения теплопроводности и значительно отличающиеся величинами радиогенной теплогенерации, характеризуются практически равными значениями теплового потока.

Выявленная закономерность позволяет допустить, что положительные аномалии теплового потока в районах локализации гранитных интрузий формируются за счет их повышенной радиогенной теплогенерации. Но, тогда над всеми участками распространения гранитов должны фиксироваться повышенные значения теплового потока. Напомним, что гранитные интрузии, расположенные в центральной части карты в районе Среднеvasюганского мегавала и в юго-западной части карты в районе Нюрольской мегавпадины, характеризуются пониженными значениями теплового потока. Самое простое этому объяснение – различие в радиогенной теплогенерации гранитов разного возраста. Однако согласно [28], граниты

возрастом 150 млн лет обладают величиной радиогенной теплогенерации $3,3 \text{ мкВт/м}^3$, а возрастом более 1 млрд лет – $2,3 \text{ мкВт/м}^3$, что все равно больше значений радиогенной теплогенерации всех остальных петротипов (табл. 6). Следовательно, такое незначительное колебание в радиогенной теплогенерации гранитов не может объяснить значительное различие в тепловых потоках.

Исходя из этих рассуждений и полученных результатов, можно сделать вывод о том, что наличие связи теплового потока с вещественным составом объясняется главным образом тектонической предисторией образования пород, а затем их радиогенной теплогенерацией.

Этот вывод подтверждается и диаграммами рассеяния плотности теплового потока и теплофизических свойств пород доюрского основания (рис. 26, 27). Диаграммы строились следующим образом. Для каждой ячейки сетки определялось значение теплофизического параметра (теплопроводности или радиогенной теплогенерации) путем нахождения его средневзвешенного от значений всех петротипов, попадающих внутрь ячейки. С помощью кода, написанного автором на языке Python, в пределах каждой ячейки выделялся контур распространения петротипов и рассчитывалась их площадь. Вклад каждого петротипа в значение теплофизического параметра оценивается в соответствии с занимаемой им площадью внутри ячейки.

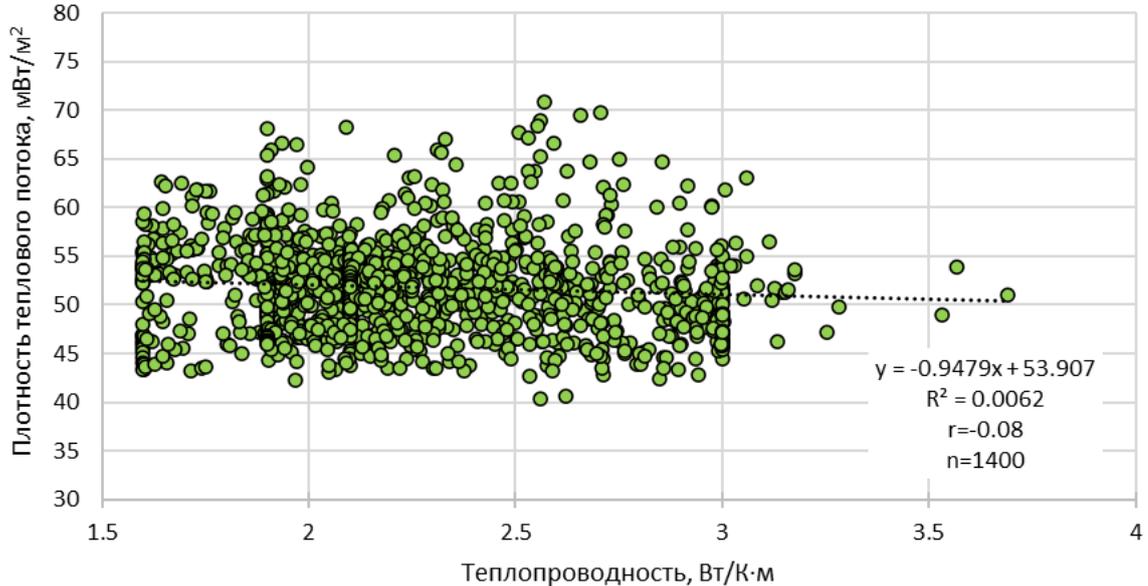


Рисунок 26 – Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока от теплопроводности пород доюрского основания.

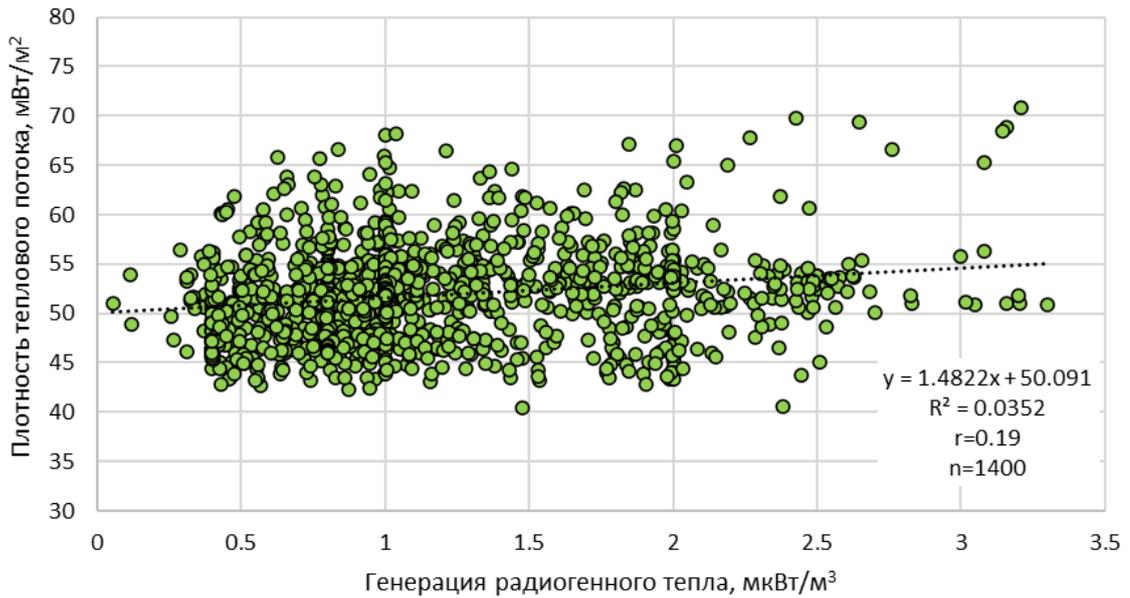


Рисунок 27 – Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока от радиогенной теплогенерации пород доюрского основания.

На диаграмме рассеяния плотности теплового потока и радиогенной теплогенерации видна линейная прямая зависимость, для теплопроводности – обратная, более слабонаклонная. Для выборок $n = 1400$ значений рассчитывались коэффициенты корреляции Пирсона. В случае зависимости теплового потока и теплопроводности был получен коэффициент корреляции величиной $r = -0,08$, а для радиогенной теплогенерации более существенный $r = 0,19$.

Наклон линии тренда наиболее представительной диаграммы рассеяния (рис. 27) заключен в диапазоне теплового потока от 50 до 55 мВт/м². Возможно, что на исследуемой территории некие локальные аномалии, наблюдаемые на карте, можно объяснить латеральным изменением теплофизических свойств пород, распространенных в зоне аномалии. Однако сделать это можно только имея большой массив экспериментальных измерений теплопроводности и радиогенной теплогенерации пород. Объяснить наблюдаемые на исследуемой территории вариации теплового потока амплитудой 10–20 мВт/м² изменением радиогенной теплогенерации или теплопроводности пород не представляется возможным.

Выводы:

А. На территории исследования существует зависимость плотности теплового потока от возраста последней тектоно-магматической активизации. Блоки разного возраста активизации дифференцируются в поле теплового потока следующим образом: области байкальской складчатости характеризуются средним значением теплового потока 46 мВт/м², салаирской – 50 мВт/м², герцинской – 52 мВт/м², триасового рифтогенеза – 57 мВт/м². Самые высокоамплитудные положительные аномалии тяготеют к областям проявления интенсивного

триасового магматизма в консолидированных бортах рифтов и в отдельных частях рифтовых долин. Своей большей частью рифтовые долины, заполненные мощной толщей терригенно-вулканогенных пород, выделяются пониженными значениями теплового потока 48–50 мВт/м².

Б. Связь теплового потока с плотностью разрывных нарушений прослеживается в зонах, подвергавшихся интенсивным тектоно-магматическим процессам в эпоху триасового рифтогенеза и с последующей активизацией на более поздних этапах.

В. Связь теплового потока с вещественным составом пород, слагающих блоки доюрского основания, возникает в первую очередь из-за тектонической и энергетической предыстории их образования, а во вторую – за счет изменения теплофизических свойств. Латеральным изменением радиогенной теплогенерации пород можно объяснить вариации теплового потока $\pm 2,5$ мВт/м².

Содержание раздела и выводы обосновывают второе защищаемое положение: *«Главным фактором, влияющим на величину теплового потока в отдельных блоках, является возраст их тектоно-магматической активизации: по мере его омоложения установлено закономерное усиление теплового потока. Все основные аномалии связаны с зонами триасовых рифтов и их последующим тектоническим подновлением. Положительные аномалии тяготеют к областям проявления интенсивного рифтогенного магматизма и повышенной плотности тектонических нарушений коньяк-кайнозойского возраста. Сами же рифтовые долины, заполненные мощной толщей терригенно-вулканогенных пород, выделяются преимущественно пониженными значениями теплового потока. Локальные слабоамплитудные аномалии внутри одновозрастных блоков объясняются изменением теплофизических свойств пород».*

Материалы раздела опубликованы в [78, 92, 93].

5 ПЛОТНОСТЬ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ

Ранее уже обсуждалась дискуссионность взаимосвязи вариаций теплового поля с нефтегазоносностью. Некоторыми исследователями высказываются предположения о том, что процессы, сопровождающие формирование залежей УВ, являются причинами возникновения неоднородностей теплового поля.

В предыдущем разделе была наиболее полно рассмотрена природа вариаций теплового потока на исследуемой территории. В связи с этим становится предельно ясно, что формирование залежей углеводородов не вызывает аномалии теплового потока.

Тепловой поток является параметром, влияющим не только на геодинамические и тектонические процессы, но и на процессы преобразования органического вещества, протекание нефтегазообразования, условия формирования и сохранения залежей углеводородов, размещение зон их аккумуляции [21, 70]. Следовательно, изучение взаимосвязи теплового потока с нефтегазоносностью – установление закономерностей между поведением поля теплового потока и размещением месторождений углеводородов, имеет прямое практическое значение и может в дальнейшем использоваться в качестве прогнозных критериев.

К настоящему времени уже существуют положительные примеры применения геотермических исследований для оценки перспектив нефтегазоносности [94]. При этом прогноз может выполняться на региональном и локальном уровнях. На региональном уровне критерием служит характеристика геотермического режима бассейна. Данный вывод был подтвержден Х. Дугласом Клеммом, который установил приуроченность многих месторождений-гигантов к зонам тепловых потоков, повышенных относительно фоновых значений [95].

Задачи локального прогноза сводятся к выявлению аномалий теплового поля и установлению их связи со скоплениями УВ [95]. По некоторым оценкам, залежи нефти и газа находятся преимущественно в зонах значительных неоднородностей глубинного теплового потока, частным случаем которых являются положительные геотемпературные аномалии [39]. Томская группа геотермиков в результате изучения поля теплового потока Останинской группы месторождений Томской области и полуострова Ямал подтвердила, что месторождения углеводородов тяготеют к градиентным зонам теплового потока [84].

Настоящее исследование проводится для более крупной зоны нефтенакпления на основе детализированной карты теплового потока (рис. 28), что выгодно отличает данную работу от проведенных ранее исследований по Западной Сибири.

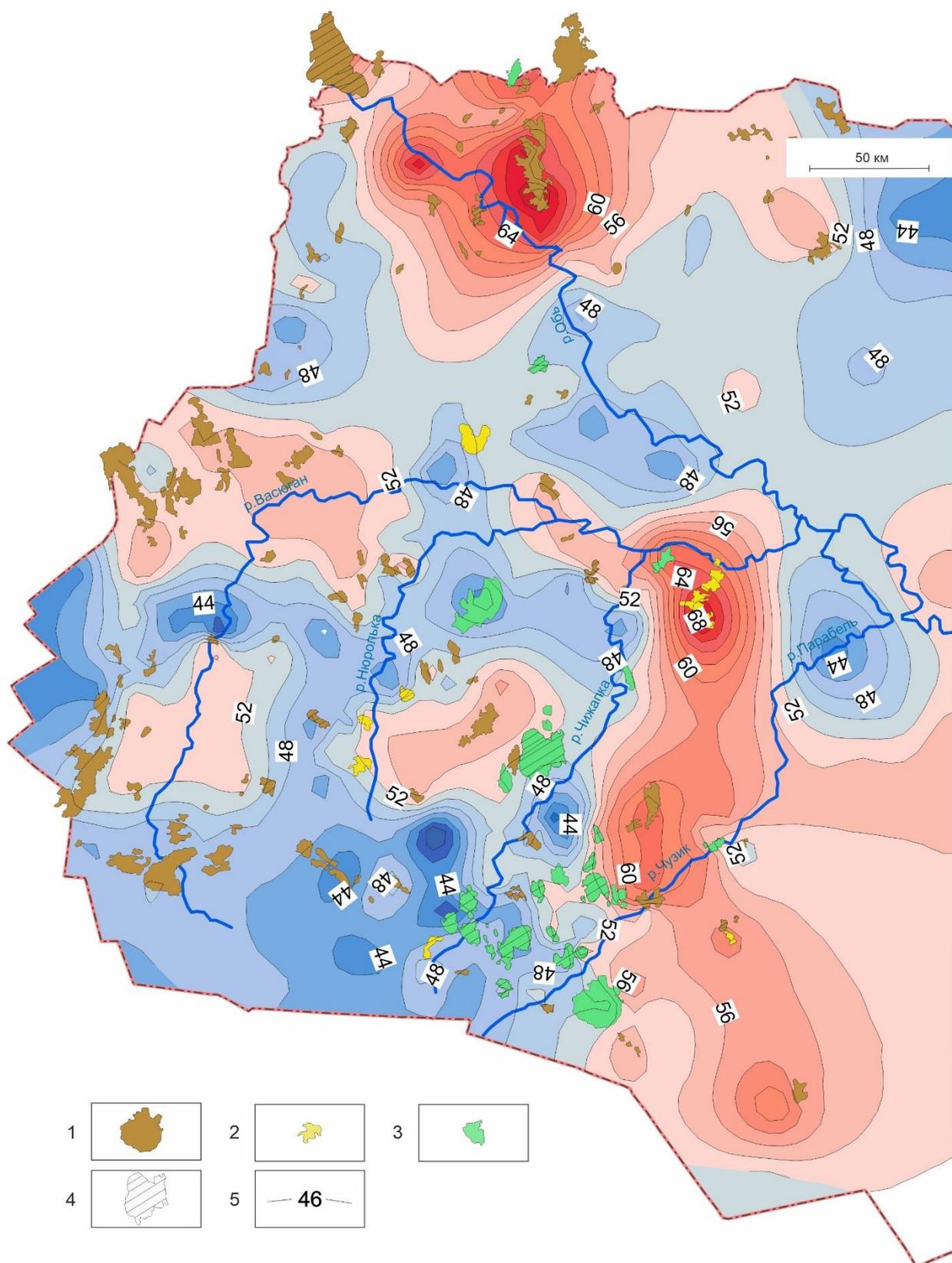


Рисунок 28 – Схематическая карта распределения плотности теплового потока территории исследования: 1–4 месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежами в доюрском основании; 5 – изолинии теплового потока, мВт/м².

В северной части карты крупная положительная аномалия величиной 52–74 мВт/м² сформировалась в районе Александровского свода. Ее максимальные значения приходятся на Трайгородско-Кондаковское месторождение. На западе территории положительная аномалия до 55 мВт/м² находится в зоне Каймысовского свода (Первомайское месторождение). На юго-востоке карты в районе Парабельского мегавыступа и Пудинского мегавала локализована еще одна крупная положительная аномалия со значениями теплового потока 52–68 мВт/м², максимум которой приходится на Белоярское и Рыбальное месторождения. Кроме того, положительная аномалия величиной 52–56 мВт/м² сформировалась между Среднеवासюганским и Пудинским мегавалами – в ее центре находится Шингинское месторождение.

Отрицательные аномалии находятся в зоне распространения отрицательных структур первого порядка: Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин, а также Северо-Межовской мегамоноклинали. Самая высокоамплитудная из них (40–46 мВт/м²) находится вблизи Урманского месторождения и севернее. Отрицательные аномалии амплитудой 44–48 мВт/м² находятся в районе Пыль-Караминского мегавала (Сибкраевское месторождение) и в восточной части территории исследования, в зоне сочленения Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали. Небольшая отрицательная аномалия со значениями теплового потока 46–48 мВт/м² наблюдается также в северо-западной части карты.

5.1 Связь теплового потока с содержанием органического вещества волжских отложений

В данной работе было выявлено, что все основные аномальные зоны теплового потока на территории исследования связаны с триасовым рифтогенезом, который в свою очередь предопределил заложение всего седиментационного бассейна. Формированию рифта предшествовало длительное проплавление континентальной коры и ее растяжение [57]. В это время происходило увеличение теплового потока, максимальные значения которого приурочены к моменту активизации плюма. В дальнейшем произошел лавинообразный снос осадков в долину рифта, вследствие чего тепловой поток резко снизился, и наступила фаза охлаждения литосферы. Сложно оценить, в какой момент времени эта фаза закончилась. Предположительно, это произошло к моменту максимального погружения плиты к началу формирования баженовской свиты в волжском (титонском) веке. Судя по полученным в предыдущем разделе результатам, на территории исследования до сих пор существуют участки аномальных значений теплового потока, возникшие в результате рифтогенеза. Эти «долгоживущие» аномалии сохранились вследствие повторных тектонических активизаций в последующие периоды. Поэтому, вероятно, современная структура поля во многом должна повторять палеоструктуру, сопровождающую

формирование баженовской свиты – основной нефтематеринской свиты территории исследования.

Карбонатно-глинисто-кремнистые черные битуминозные аргиллиты баженовской свиты формировались в условиях глубокого (порядка 400 м) моря [58]. В восточном и юго-восточном направлении происходит замещение отложений баженовской свиты аргиллитами марьяновской и песчанисто-глинисто-алевритистыми породами максимоярской свит соответственно. Формирование марьяновской свиты происходило на глубинах порядка 200 м, максимоярской – 60–80 м. Содержание органического вещества в породах баженовской свиты колеблется в пределах от 5 до 12 %, марьяновской – 1–3 %, максимоярской – 0,3–0,5 % [58].

Породы баженовской свиты обладают повышенными удельным электрическим сопротивлением и содержанием урана. Это находит отражение и по данным геофизических исследований скважин, и по анализу кернового материала [96]. По мере замещения свиты изохронными аналогами снижаются и радиоактивность, и удельное электрическое сопротивление (рис. 29В, 29Г).

В общем виде характер поведения теплового поля хорошо соотносится с изменением содержания органического вещества в волжских отложениях (рис. 29). Высокоамплитудные положительные аномалии теплового потока в районе Александровского свода и в юго-восточной части карты между Пудинским и Горелоярским мезоподнятиями совпадают с увеличением в этих местах содержания $C_{орг}$ до 12 %. Участок в северо-западной части территории с повышенными значениями $C_{орг}$ до 12 % на карте теплового потока не охарактеризован скважинами. В центральной, западной и юго-западной частях карты положительные аномалии теплового потока величиной 52–54 мВт/м² соотносятся с повышением $C_{орг}$ в волжских отложениях в пределах 10–12 %. Снижение содержания органического вещества в южной и юго-западной частях карты, а также в районе юго-восточной оконечности Каймысовского свода и Средневасюганского мегавала совпадают с понижением теплового потока.

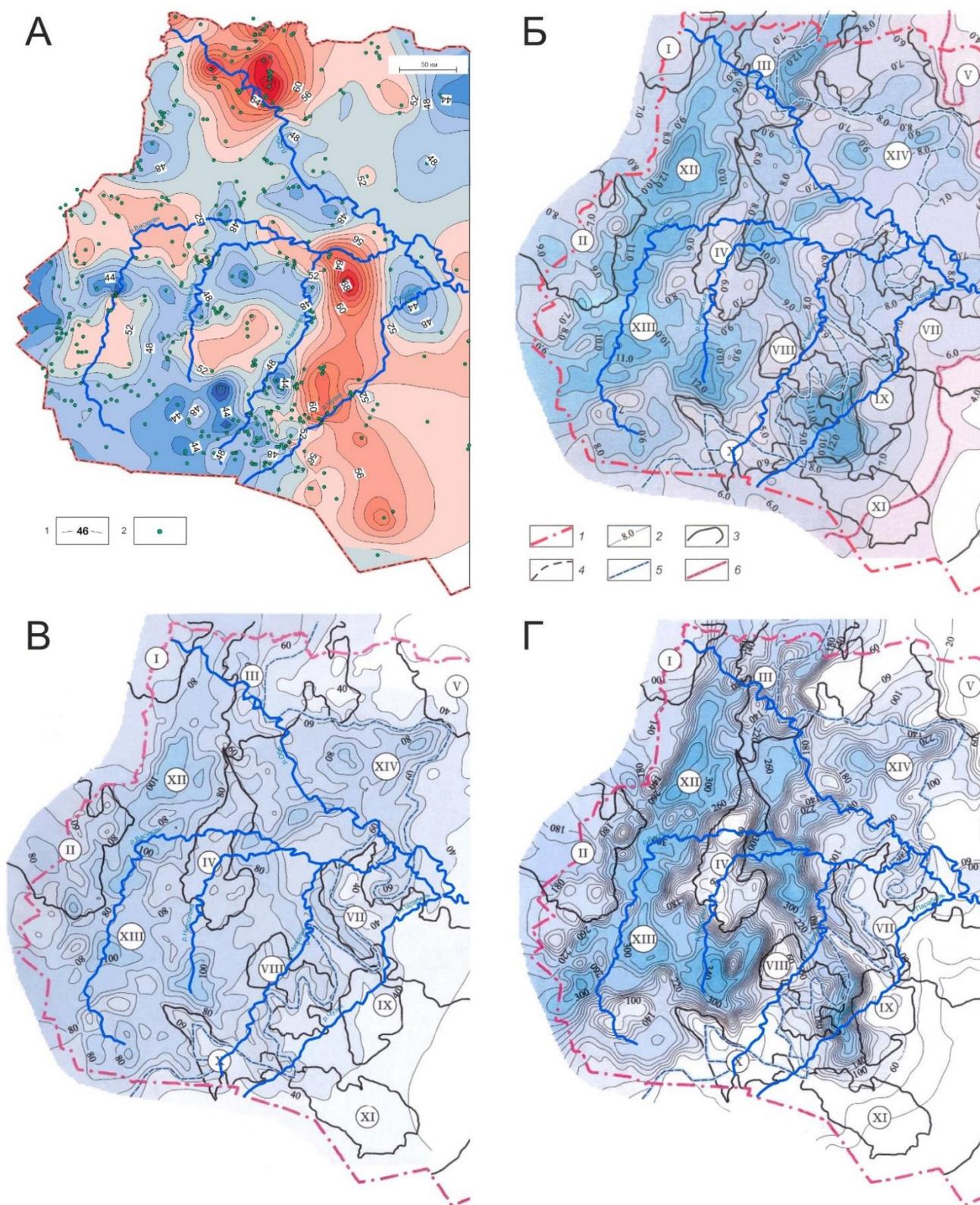


Рисунок 29 – Сопоставление схематической карты плотности теплового потока (А) с картами содержания органического вещества (Б), средних значений гамма-каротажа (ГК) (В) и каротажа сопротивлений (КС) (Г) волжских отложений (по [58] с изменениями): к А: 1 – изолинии теплового потока, мВт/м², 2 – скважина палеотемпературного моделирования; к Б, В, Г: 1 – граница Томской области, 2 – изолинии значений C_{org} , %, ГК и КС соответственно, 3 – контуры

крупных положительных структур: I – Нижневартровский свод, II – Каймысовский свод, III – Александровский свод, IV – Средневасюганский мегавал, V – Пыль-Караминский мегавал, VII – Парабельский мегавыступ, VIII – Пудинское мезоподняtie, IX – Горелоярское мезоподняtie, X – Лавровский мезовыступ, XI – Калгачский мезовыступ, XII – Колтогорский мезопрогиб, XIII – Нюрольская мегавпадина, XIV – Усть-Тымская мегавпадина; 4 – граница распространения юры, 5 – граница «переходной» зоны, 6 – западная граница распространения марьяновской свиты.

Чем обусловлена пространственная связь положительных аномалий теплового потока с участками концентрирования органического вещества и повышения естественной радиоактивности в волжских отложениях?

В бассейны осадконакопления в обстановках рифтогенеза происходит поступление эндогенного глубинного флюида [97], источник которого связан с процессами дегазации жидкого ядра или мантии Земли. Вследствие этого в осадки привносится уран, фосфор, эндогенные углеводороды и другие элементы, а также тепло [98, 99]. Токсические свойства и радиоактивность урана вызывают стремительное вымирание высокоорганизованных форм жизни, одновременно с этим отмечается бурное размножение фитопланктона, связанное с выделением тепла и обилием углеводов [99, 100]. Отмирание и седиментация планктоногенной биомассы в донные отложения приводит к концентрированию урана в иле ввиду ее аномальной адсорбционной способности, которая не раз отмечалась и в современных условиях техногенного заражения водоемов [101].

С.Г. Неручевым показано совпадение в циклических эпохах интенсивного накопления урана и планктоногенного органического вещества [100]. При изучении высокотемпературных гидротермальных построек современных зон рифтогенеза и пострифтогенных обстановок отмечается их насыщение термически преобразованным биогенным органическим веществом – нефтью [97, 102]. Таким образом, и в современных условиях наблюдается приуроченность биомассы к зонам поступления глубинных флюидов.

Выявленные положительные аномалии теплового потока, названные выше «долгоживущими», являются индикаторами областей вероятного поступления эндогенного флюида. Этим и объясняется концентрирование органического вещества и урана в областях повышенных тепловых потоков.

При этом существование участков повышенных тепловых потоков и содержания органического вещества на фоне невысокой радиоактивности может объясняться увеличением вклада гумусового органического вещества за счет близости континентальных источников сноса. Отмечается, что нефти, полученные на месторождениях, расположенных к востоку от

Александровского свода и Среднеvasюганского мегавала, отличаются от классических баженовских нефтей, получивших распространение в западных районах области [58, 103].

5.2 Тепловой поток и месторождения углеводородов

Отмечается, что залежам нефти и газа часто соответствуют зоны неоднородностей теплового потока. В связи с этим представляет интерес выявление закономерностей распределения теплового поля над месторождениями с различным типом флюидов.

Для того, чтобы проанализировать, как месторождения углеводородов проявляются в тепловом поле, были построены гистограммы распределения (рис. 30, 31) плотности теплового потока в пределах нефтяных (Н), нефтегазоконденсатных (НГК) и газоконденсатных (ГК) месторождений. По оси абсцисс расположены интервалы теплового потока через 4 мВт/м², а по оси ординат количество месторождений, которые характеризуются данным значением теплового потока. Если месторождению углеводородов на карте соответствует большой диапазон значений теплового потока, то это месторождение включается в несколько интервалов на гистограмме.

Наибольшее количество нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений находится в пределах 52–56 мВт/м² (рис. 30). В зонах со значениями теплового потока выше 56 мВт/м² локализовано крайне малое количество месторождений. Также они практически не встречаются в зонах с тепловым потоком ниже 44 мВт/м². Таким образом, большинство нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений на территории исследования локализованы в пределах 44–56 мВт/м². При этом на гистограммах можно увидеть, что количество месторождений увеличивается по мере увеличения теплового потока до 56 мВт/м².

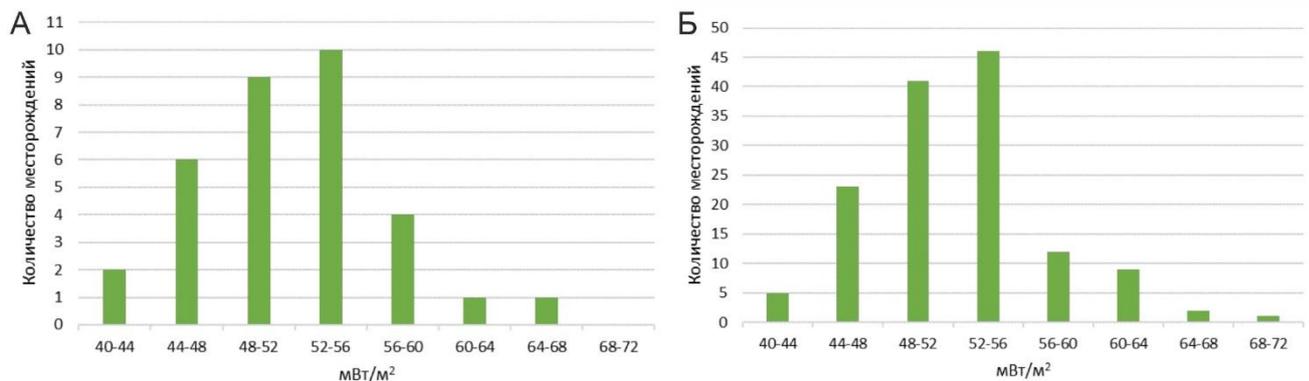


Рисунок 30 – Гистограммы распределения теплового потока в пределах нефтегазоконденсатных (А) и нефтяных (Б) месторождений.

Зависимости, полученные для нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, не прослеживаются для газоконденсатных. Наибольшее их количество на территории исследования распределено в зонах со значениями теплового потока 48–52 мВт/м² и 64–68 мВт/м² (рис. 31). Таким образом, газоконденсатные месторождения тяготеют как к зонам среднего теплового потока, так и к его повышенным значениям. Предположительно, бимодальность распределения можно объяснить различием в основном источнике (т.е. генерирующей нефтегазоматеринской свите), формирующем газоконденсатные залежи.

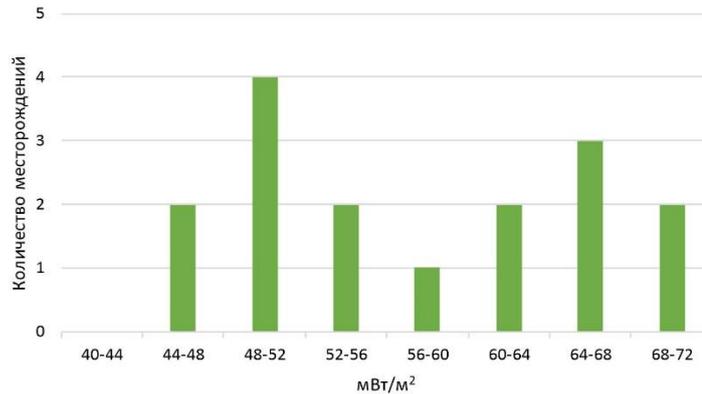


Рисунок 31 – Гистограммы распределения теплового потока в пределах газоконденсатных месторождений.

Далее для оценки диапазонов средних значений для разного типа месторождений (газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных) был проведен однофакторный дисперсионный анализ – определены средние значения теплового потока для каждой группы.

Среднее значение теплового потока по территории запада Томской области равно 52 мВт/м². Примерно такое же среднее значение теплового потока соответствует нефтяным и нефтегазоконденсатным месторождениям. Средний тепловой поток для газоконденсатных месторождений 57 мВт/м². На графике групповых средних переменной «Тепловой поток» (рис. 32) видна зависимость между тепловым потоком и типом месторождений.

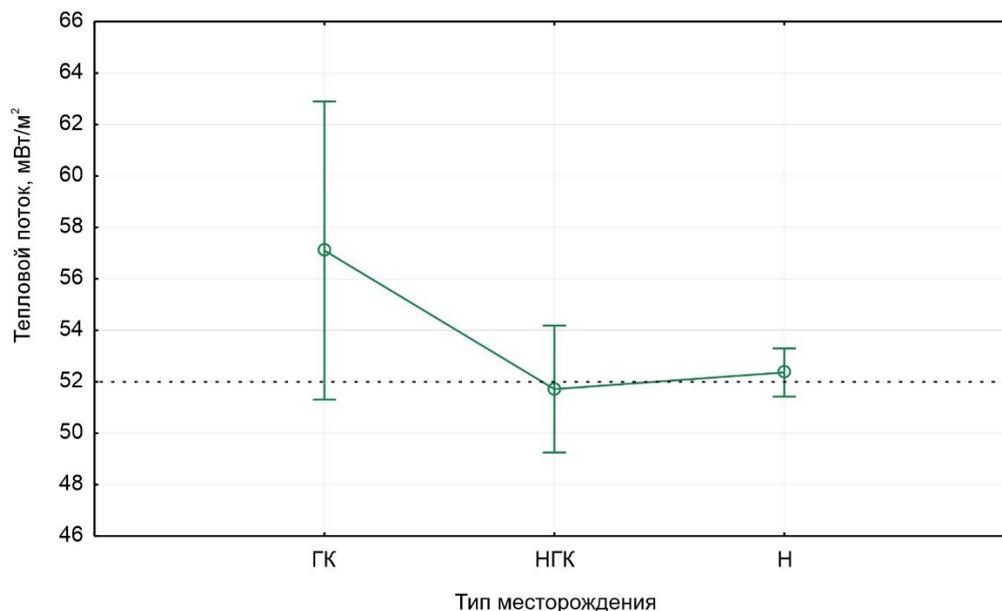


Рисунок 32 – График групповых средних переменной «Тепловой поток» с усаями 95% доверительных интервалов. Пунктирной линией показан средний тепловой поток на территории исследования.

Можно увидеть следующую тенденцию: большинство нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений сосредоточены в зонах среднего теплового потока 52 ± 3 мВт/м², а газоконденсатные месторождения в среднем тяготеют к более высоким тепловым потокам. К похожему заключению пришли авторы [104]: ими было выявлено, что газовые месторождения расположены в областях повышенных и высоких тепловых потоков, а нефтяные – на их периферии.

Для определения количественного параметра нефтегазоносности был введен параметр плотность нефтегазоносности (%). Он показывает, какой процент площади ячейки занимает месторождение углеводородов. Алгоритм подсчета реализован с помощью программного кода, написанного автором на языке Python, и основан на выделении контуров месторождений и определении доли их площади в каждой ячейке сетки. Для демонстрации правильности расчетов построена схематическая карта плотности нефтегазоносности западной части Томской области в изолиниях (рис. 33)

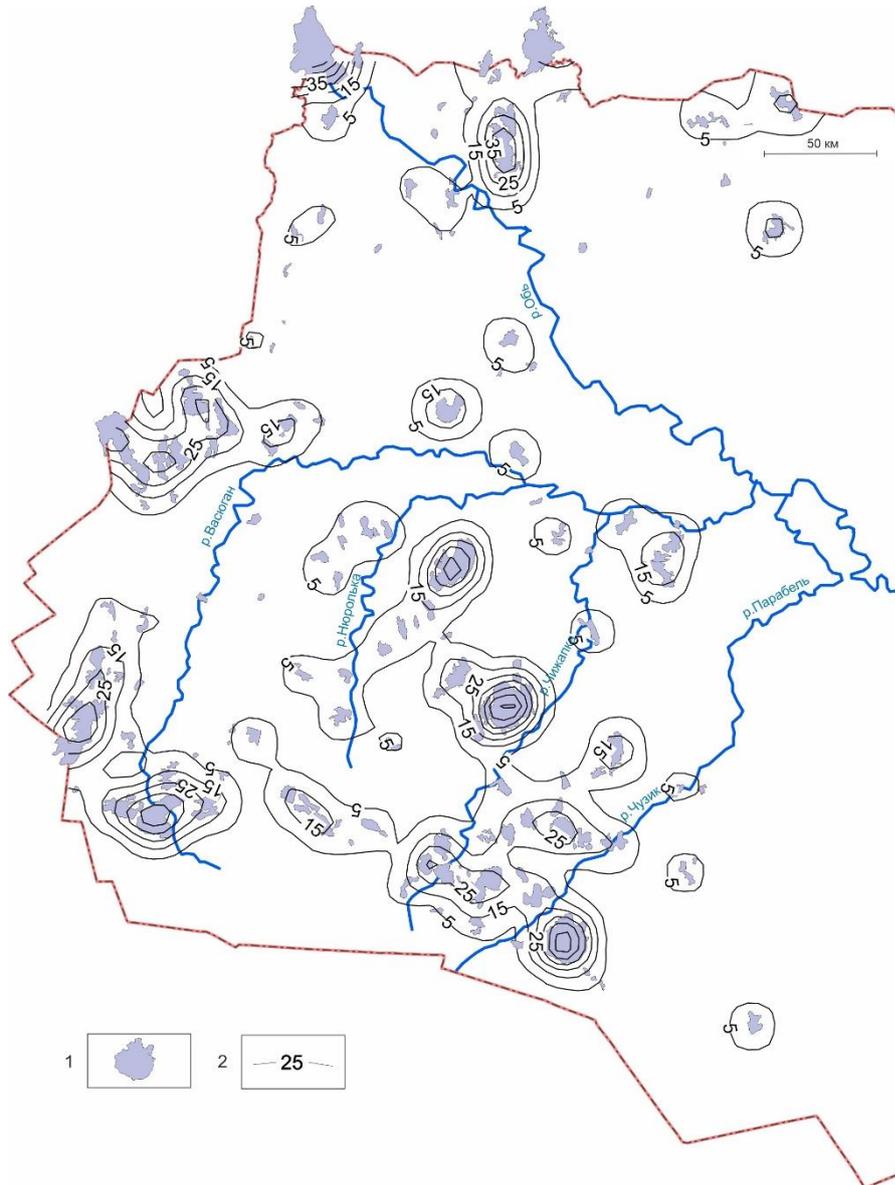


Рисунок 33 – Схематическая карта плотности нефтегазоносности: 1 – месторождения УВ; 2 – изолинии плотности нефтегазоносности, %.

Для проверки гипотезы о наличии корреляционной связи плотности теплового потока и плотности нефтегазоносности был рассчитан коэффициент корреляции Пирсона. По результатам расчета установлено, что теснота связи параметров для выборки $n = 333$ находится на уровне 4 %. Коэффициент корреляции является незначимым ($r = -0,04$). Таким образом, можно говорить об отсутствии корреляции.

Для визуализации регрессионной зависимости построена диаграмма рассеяния (рис. 34). По виду диаграммы можно заметить наличие двух тенденций распределения точек.

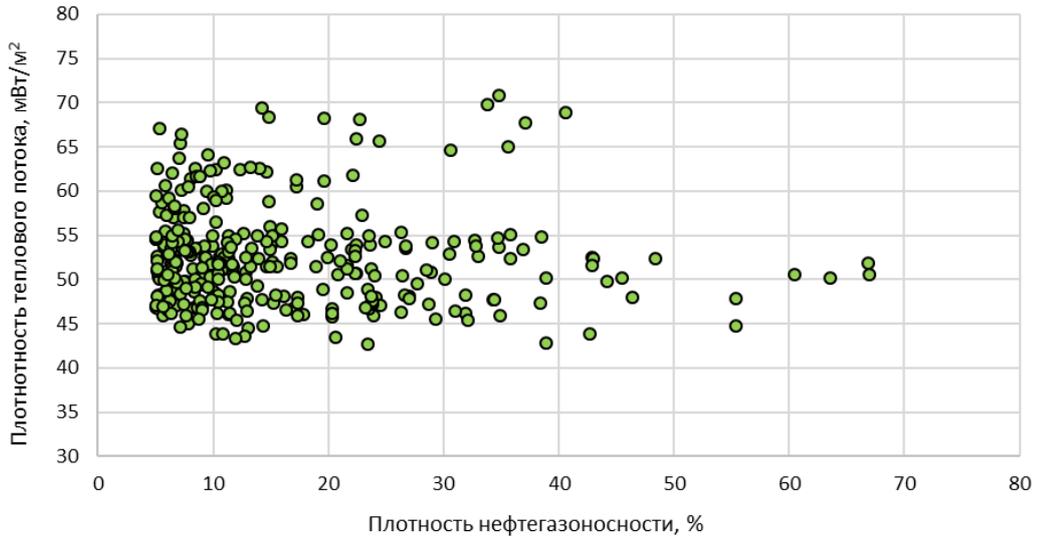


Рисунок 34 – Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока от плотности нефтегазоносности.

Если отдельно построить диаграмму рассеяния зависимости плотности теплового потока выше 55 мВт/м^2 от плотности нефтегазоносности, то можно увидеть прямую зависимость линейного характера: с увеличением теплового потока увеличивается плотность нефтегазоносности (рис. 35). Рассчитав коэффициент корреляции Пирсона для выборки ($n = 68$), получили высоко значимый коэффициент корреляции $r = 0,49$.

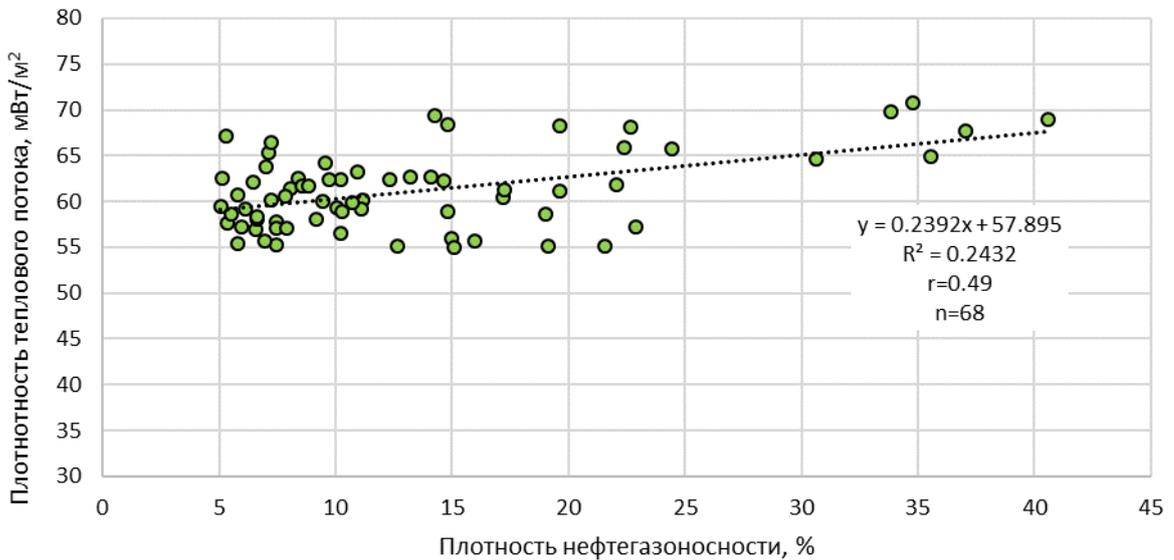


Рисунок 35 – Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока со значениями выше 55 мВт/м^2 от плотности нефтегазоносности.

Для выборки размером $n = 263$, образующую нижнюю ветвь ($< 55 \text{ мВт/м}^2$), получили более низкий, незначимый коэффициент корреляции $r = -0.06$. На диаграмме рассеяния видна слабая обратная зависимость – наблюдается практически горизонтальная линия тренда (рис. 36)

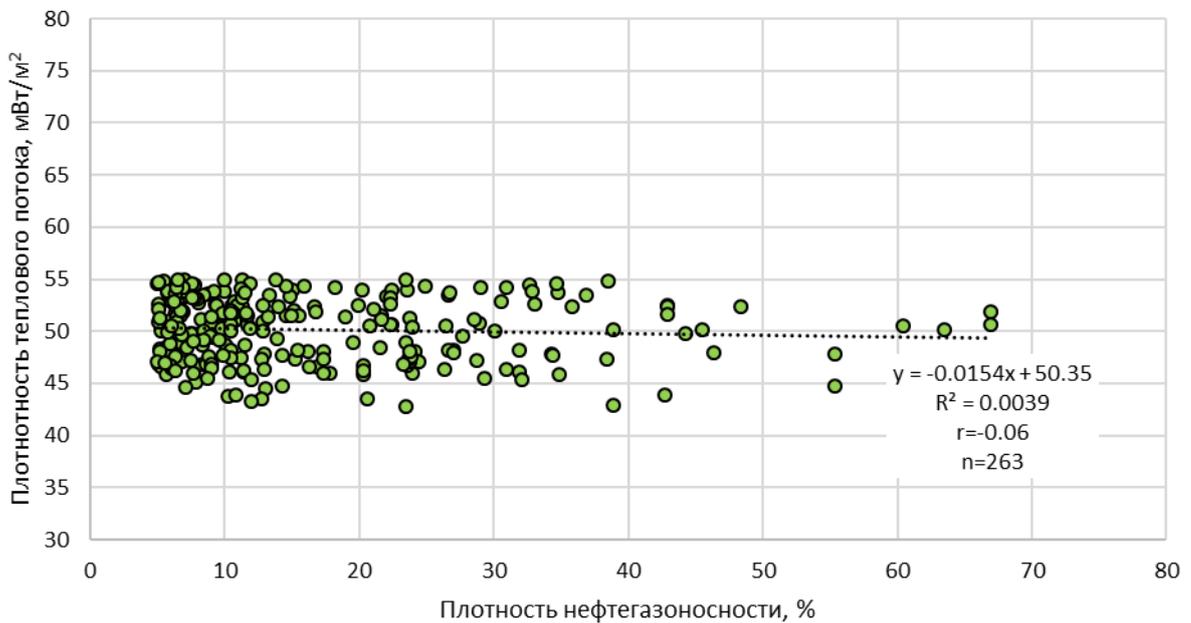


Рисунок 36 – Диаграмма рассеяния зависимости плотности теплового потока со значениями ниже 55 мВт/м^2 от плотности нефтегазоносности.

Корреляция с плотностью нефтегазоносности начинает проявляться только для высоких значений плотности теплового потока. Полученный результат является противоречивым, так как выше упоминалось, что большинство месторождений расположены в областях со значениями теплового потока $48\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$. Таким образом, полученная зависимость связана с относительно небольшим количеством месторождений, которые не отличаются по типу флюида. Это требует дальнейшего изучения.

5.3 Горизонтальный градиент теплового потока и месторождения углеводородов

Как упоминалось выше, существует мнение, что залежи нефти и газа находятся преимущественно в зонах значительных неоднородностей глубинного теплового потока [39, 52, 84 и др.]. Наличие связи неоднородностей теплового поля с нефтегазоносностью можно оценить путем анализа такого параметра, как горизонтальный градиент теплового потока.

Расчет модуля горизонтального градиента теплового потока (далее градиент) производился с использованием карты теплового потока по формулам (7–9) [105]:

$$Q'_i = \sqrt{Q'_{x_i}{}^2 + Q'_{y_i}{}^2} \quad (7)$$

$$Q'_{x_i} = \frac{\frac{2}{3} \cdot (Q_{x_{i+1}} - Q_{x_{i-1}}) - \frac{1}{12} (Q_{x_{i+2}} - Q_{x_{i-2}})}{q} \quad (8)$$

$$Q'_{y_i} = \frac{\frac{2}{3} \cdot (Q_{y_{i+1}} - Q_{y_{i-1}}) - \frac{1}{12} (Q_{y_{i+2}} - Q_{y_{i-2}})}{q} \quad (9)$$

где Q_i – значение теплового потока в каждой ячейке сетки, мВт/м², q – шаг сетки, км, Q'_i – модуль горизонтального градиента теплового потока в каждой ячейке сетки, (мВт/м²)/км.

Иллюстрация расчетов представлена на рисунке 37.

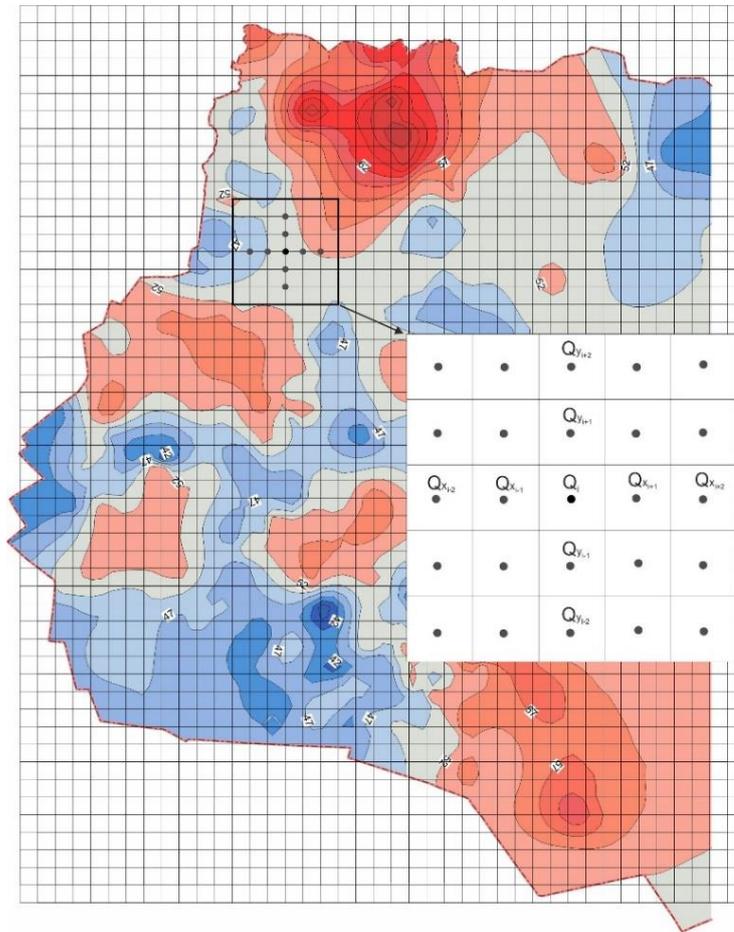


Рисунок 37 – Иллюстрация расчета модуля горизонтального градиента теплового потока по карте теплового потока.

По результатам проведенных расчетов была построена схематическая карта модуля горизонтального градиента теплового потока (рис. 38). На карте подкрашены участки с величиной градиента выше среднего значения по территории исследования 0,2 (мВт/м²)/км.

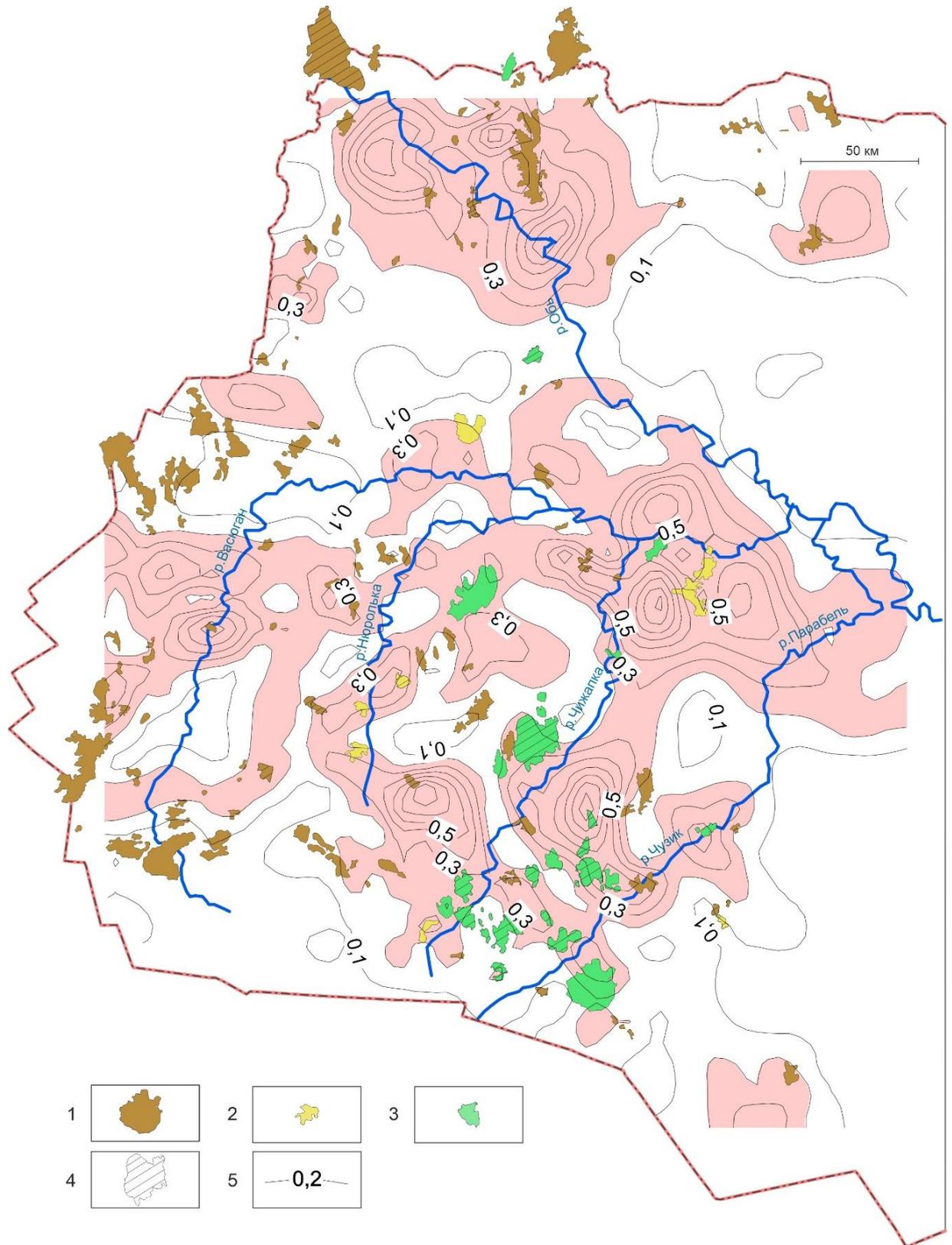


Рисунок 38 – Схематическая карта модуля горизонтального градиента теплового потока: 1–4 – месторождения углеводородов: 1 – нефтяные, 2 – газоконденсатные, 3 – нефтегазоконденсатные, 4 – месторождения с залежами в доюрском основании; 5 – изолинии модуля горизонтального градиента теплового потока, ($\text{мВт}/\text{м}^2$)/км.

Проанализировав построенную карту, можно сделать следующие выводы:

А. Газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения тяготеют к зонам повышенного градиента теплового потока: из 10 газоконденсатных месторождений 9 находятся в поле градиента теплового потока со значениями выше $0,2 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$, а из 21 нефтегазоконденсатных 20 находятся в зонах повышенного градиента (5 находятся частично).

Б. Нефтяные месторождения не коррелируют с зонами повышенного градиента.

В. Месторождения с залежами в доюрском основании в основном находятся в поле повышенного градиента: из 23 месторождений 18 попадают в зоны со значениями выше $0,2 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$.

Гистограммы на рис. 39 и 40 наглядно иллюстрируют распределение градиента в пределах месторождений углеводородов. Если месторождению углеводородов на карте соответствует большой диапазон значений градиента, то это месторождение включается в несколько интервалов на гистограмме.

Большинство газоконденсатных месторождений охарактеризовано значениями градиента $0,2\text{--}0,5 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$ (рис. 39). Нефтегазоконденсатные месторождения распространены в пределах $0,1\text{--}0,4 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$, а нефтяные – $0,1\text{--}0,3 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$ (рис. 40). В зонах со значениями градиента выше $0,7$ практически отсутствуют месторождения всех типов.

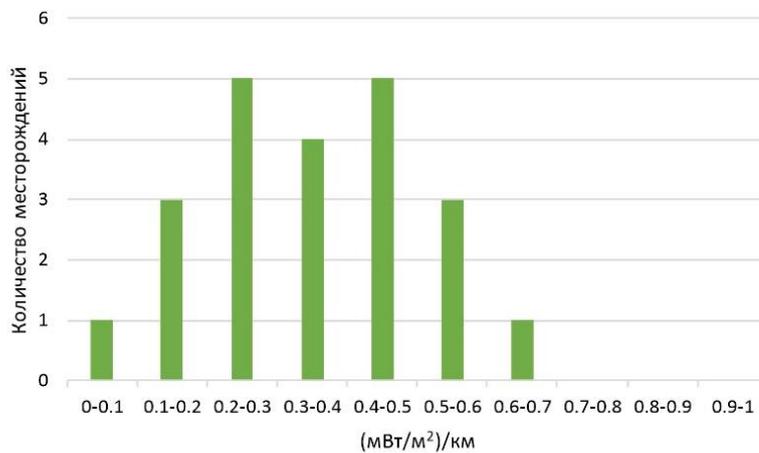


Рисунок 39 – Гистограмма распределения горизонтального градиента теплового потока в пределах газоконденсатных месторождений.

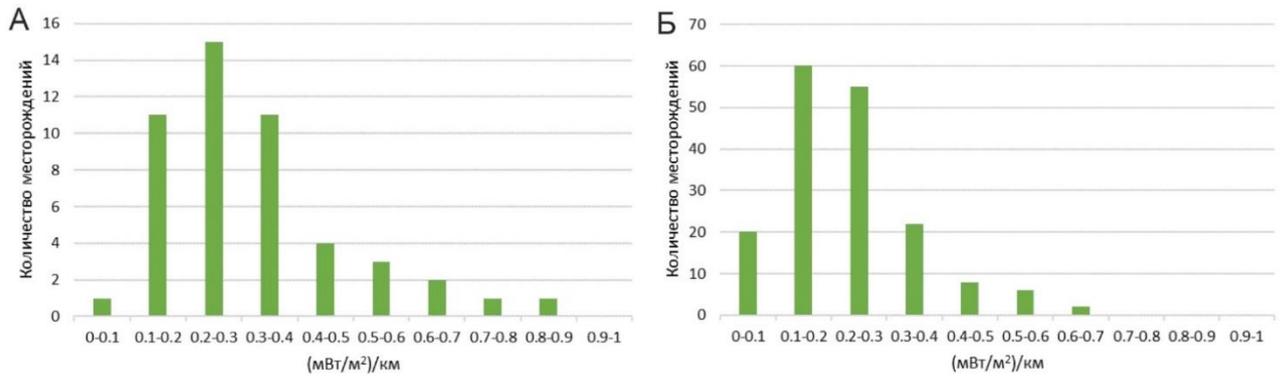


Рисунок 40 – Гистограммы распределения горизонтального градиента теплового потока в пределах нефтегазоконденсатных (А) и нефтяных (Б) месторождений.

Различие средних значений модуля горизонтального градиента теплового потока для трех групп месторождений оценивалось в ходе однофакторного дисперсионного анализа. Среднее значение модуля градиента теплового потока на территории исследования равно $0,2 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$. Примерно такое же значение соответствует нефтяным месторождениям. Среднее значение градиента для нефтегазоконденсатных месторождений $0,3$, а для газоконденсатных – $0,35 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$.

На графике групповых средних переменной «Горизонтальный градиент теплового потока» видно существование зависимости между величиной градиента и типом месторождения (рис. 41).

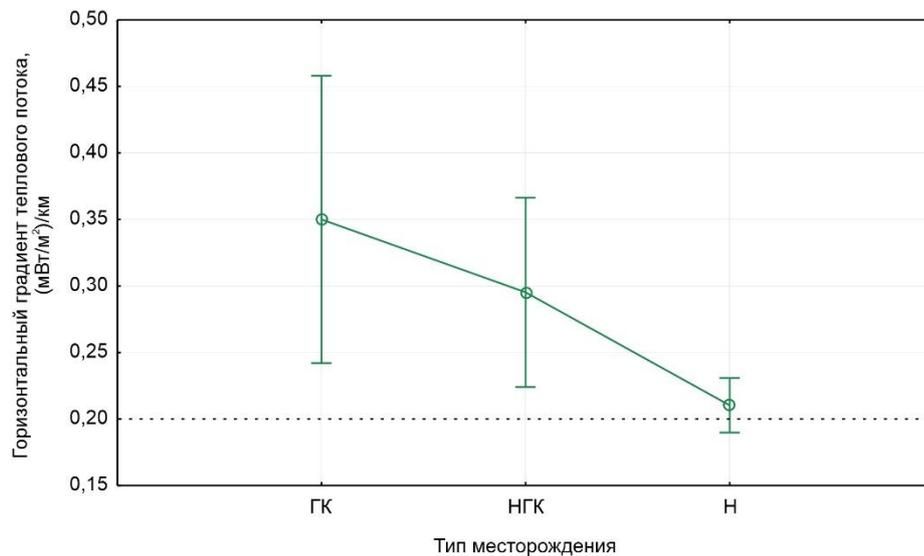


Рисунок 41 – График групповых средних переменной «Горизонтальный градиент теплового потока» с усами 95 % доверительных интервалов. Пунктирной линией показан средний градиент теплового потока на территории исследования.

Таким образом, разные типы месторождений углеводородов характеризуются различающимися средними значениями градиента. В ряду месторождений нефтяные –

нефтегазоконденсатные – газоконденсатные величина модуля горизонтального градиента теплового потока увеличивается.

В ходе дальнейшего изучения полученной связи была сделана попытка выявить количественную зависимость между горизонтальным градиентом теплового потока и плотностью нефтегазоносности. Рассчитанный коэффициент корреляции равен $r = -0,12$. При данном объеме выборки ($n = 333$ измерений) полученный коэффициент корреляции является значимым.

Результат регрессионного анализа представлен на диаграмме рассеяния зависимости горизонтального градиента теплового потока от плотности нефтегазоносности (рис. 42). На диаграмме не видно отчетливой зависимости, точки имеют большой разброс значений относительно линии тренда.

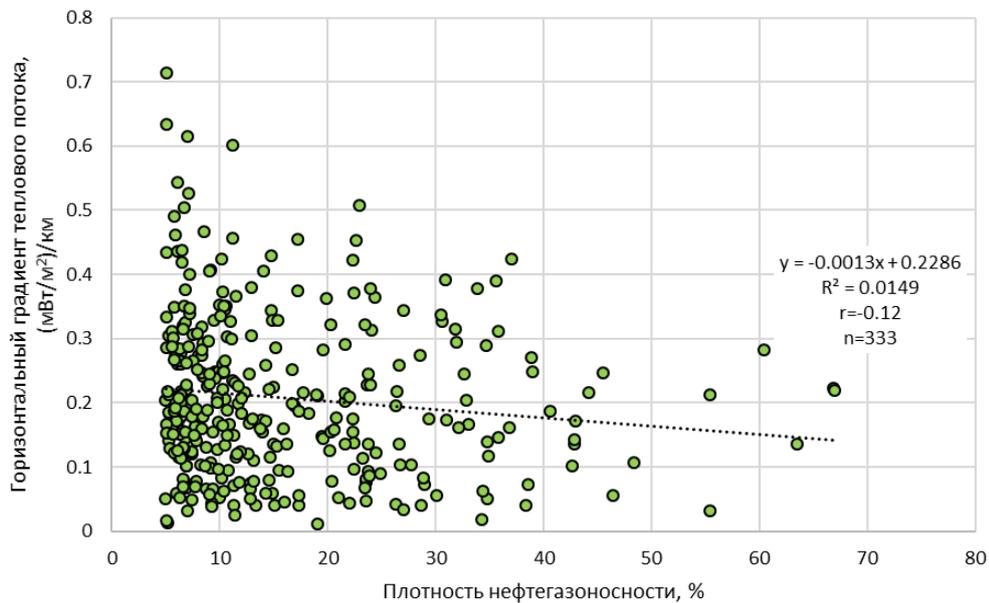


Рисунок 42 – Диаграмма рассеяния зависимости горизонтального градиента теплового потока от плотности нефтегазоносности.

5.4 Обобщение результатов

В результате проведенного исследования была установлена связь теплового потока с содержанием органического вещества и естественной радиоактивностью волжских отложений. В современной структуре поля теплового потока выделяются участки положительных аномалий, которые возникли вследствие триасового рифтогенеза и сохранились до сих пор за счет подновления в последующие эпохи. По всей видимости, эти аномалии являются индикаторами поступления в волжское время глубинных флюидов, которые привносили уран и эндогенные

углеводороды, а также множество других элементов. Под воздействием рифтогенного тепла и в условиях обилия углеводородов происходило накопление планктоногенной биомассы, которая концентрировала в себе уран. В связи с этим в областях повышенных тепловых потоков наблюдается увеличение содержания и органического вещества, и урана.

Кроме того, были получены закономерности распределения теплового поля над месторождениями с различным типом флюида. Нефтяные месторождения тяготеют к средним значениям плотности глубинного теплового потока на территории исследования (52 мВт/м^2). Наибольшее количество месторождений этого типа сосредоточено в пределах $52\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$. Они также преимущественно находятся в областях среднего горизонтального градиента теплового потока $0,2 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$. Таким образом, нефтяные месторождения преобладают в областях спокойного теплового потока со средними значениями по территории.

Нефтегазоконденсатные месторождения, как и нефтяные, тяготеют к средним значениям плотности глубинного теплового потока на территории исследования. Большая их часть находится в пределах $52\text{--}56 \text{ мВт/м}^2$. В поле горизонтального градиента они преимущественно сосредоточены в окрестностях значения $0,3 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$. Отсюда следует, что нефтегазоконденсатные месторождения преобладают в областях среднего теплового потока с повышенным градиентом.

Наиболее ярко в тепловом поле проявляются газоконденсатные месторождения. Они тяготеют к областям повышенной плотности теплового потока 57 мВт/м^2 , а также к высоким значениям градиента $0,35 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$.

Отдельный интерес представляют месторождения с залежами в доюрском основании. В основном они находятся в поле градиента со значениями выше среднего $0,2 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$.

Выводы:

А. На территории исследования существует пространственная связь положительных аномалий теплового потока с участками повышенного содержания органического вещества в волжских отложениях.

Б. Нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения тяготеют к периферийным участкам положительных аномалий и преимущественно охарактеризованы фоновым тепловым потоком равным 52 мВт/м^2 . При этом нефтегазоконденсатным месторождениям соответствуют повышенные градиенты теплового потока $0,3 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$.

В. Газоконденсатные месторождения тяготеют к эпицентральной частям положительных аномалий и преимущественно охарактеризованы повышенными тепловым потоком 57 мВт/м^2 и градиентом $0,35 \text{ (мВт/м}^2\text{)/км}$.

Содержание раздела и выводы обосновывают третье защищаемое положение: *«Выявлена тесная пространственная связь положительных аномалий теплового потока с участками концентрирования органического вещества в волжских отложениях. Установлены закономерности локализации месторождений углеводородов с различным типом флюида по отношению к зонам с аномальной плотностью теплового потока. К их периферии тяготеют нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения, при этом последним свойственны повышенные градиенты. Газоконденсатным месторождениям соответствуют самые высокие значения и градиенты теплового потока».*

Материалы раздела опубликованы в [84, 106–108].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Известно, что месторождения углеводородов тяготеют к аномальным особенностям распределения глубинного теплового потока, преимущественно к градиентным зонам положительных аномалий. Скопление месторождений нефти и газа в зонах повышенных значений теплового потока можно объяснить достаточной степенью прогрева нефтематеринских пород для генерации углеводородов. Однако вопрос о причинах, вызывающих появление таких аномальных зон в распределении теплового потока, до сих пор является дискуссионным.

В рамках настоящей работы решались научные задачи картирования плотности глубинного теплового потока и выявления связей аномалий теплового поля на поверхности доюрского фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской плиты с образованиями главных тектоно-магматических событий длительной истории его развития, включая продукты процессов, предшествующих, сопутствующих волжскому времени накопления нефтематеринских отложений, и происходящих позднее.

Построена схематическая карта глубинного теплового потока из основания осадочного разреза по результатам моделирования в 433 глубоких скважинах. Выявлены зоны аномального теплового потока, расположение которых согласуется с менее детальными картопостроениями предыдущих лет.

В качестве основного фактора, контролирующего величину теплового потока в отдельных блоках, определен возраст их тектоно-магматической активизации: по мере его омоложения установлено закономерное усиление теплового потока. Локальные аномалии в пределах одновозрастных блоков можно объяснить латеральным изменением теплофизических свойств пород.

Установлена связь теплового потока с распределением органического вещества волжских отложений и локализацией месторождений углеводородов с различным фазовым составом флюида. Полученные результаты хорошо согласуются с главенствующей осадочно-миграционной теорией и роли в ней геотермического режима как главного фактора реализации нефтегенерационного потенциала.

Накопление достоверных представлений о причинах появления аномалий теплового поля способствует более полному выяснению их связи с месторождениями углеводородов, что позволит повысить эффективность прогноза по данным геотермии в самом Западно-Сибирском бассейне, а также перенести сделанные выводы и обобщения на другие нефтегазоносные бассейны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2. Западная Сибирь / Гл. ред. В. П. Орлов. Ред. 2-ого тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков // Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
2. Поляк, Б. Г. Связь глубинного теплового потока с тектоническим строением континентов / Б. Г. Поляк, Я. Б. Смирнов // Геотектоника. – 1968. – № 4. – С. 3–19.
3. Lee, W. Review of heat flow data / W. Lee, S. Uyeda // Terrestrial heat flow. – Washington, DC: Amer. Geophys. Union, 1965. – P. 87–190.
4. Langseth, M. Heat flow through the floor of the world ocean / M. Langseth, R. Von Herzen // The Sea. – 1971. – Vol. 4. – P. 299–352.
5. Хуторской, М. Д. Роль радиогенной теплогенерации в формировании поверхностного теплового потока / М. Д. Хуторской, Б. Г. Поляк // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 43–61.
6. Кутас, Р. И. Поле тепловых потоков и термическая модель земной коры / Р. И. Кутас. – Киев: Наукова Думка, 1978. – 148 с.
7. Cermak, V. Heat flow investigations in Czechoslovakia / V. Cermak // Geophysical syntheses in Czechoslovakia. – 1981. – P. 427–439.
8. Vitorello, I. On the variation of continental heat flow with age and the thermal evolution of continents / I. Vitorello, H. N. Pollack // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1980. – Vol. 85. – № B2. – P. 983–995.
9. Sclater, J. G. The heat flow through oceanic and continental crust and the heat loss of the Earth / J. G. Sclater, C. Jaupart, D. Galson // Reviews of Geophysics. – 1980. – Vol. 18. – № 1. – P. 269–311.
10. Sclater, J. G. Oceans and continents: similarities and differences in the mechanisms of heat loss / J. G. Sclater, B. Parsons, C. Jaupart // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1981. – Vol. 86. – № B12. – P. 11535–11552.
11. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – Москва: Недра, 1992. – 231 с.
12. Кутас, Р. И. Тепловое поле Украины / Р. И. Кутас, В. В. Гордиенко. – Киев: Наукова Думка, 1971. – 142 с.
13. Тепловой поток Сибири / А. Д. Дучков, В. Т. Балобаев, С. В. Лысак, Л. С. Соколова, В. Н. Девяткин, Б. В. Володько, А. Н. Левченко // Геология и геофизика. – 1982. – № 1. – С. 42–51.

14. Веселов, О. В. Тепловой поток и неотектоника района впадины Дерюгина (Охотское море) / О. В. Веселов, В. П. Семакин, А. В. Кочергин // Геосистемы переходных зон. – 2018. – Т. 2. – № 4. – С. 312–322.
15. Предтеченская, Е. А. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты / Е. А. Предтеченская, А. С. Фомичев. – Текст электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/4/2_2011.pdf (дата обращения 29.05.2024).
16. Левашкевич, В. Г. Закономерности распределения геотермического поля окраин Восточно-Европейской платформы (Баренцевоморский и Беларусско-Прибалтийский регионы): автореф. дис. ... д. геол.-минер. наук: 25.00.10 / Левашкевич Владимир Георгиевич; Институт геохимии и геофизики Национальной академии наук Беларуси, Геологический институт Кольского научного центра РАН. – Москва, 2005. – 44 с.
17. Geothermal gradients and terrestrial heat flow along a south-north profile in the Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago / F. W. Jones, J. A. Majorowicz, A. F. Embry, A. M. Jessop // Geophysics. – 1990. – Т. 55. – № 8. – С. 1105–1107.
18. Majorowicz, J. A. Geothermics of the Williston Basin in Canada and in relation to hydrodynamics and hydrocarbon occurrences / J. A. Majorowicz, F. W. Jones, A. M. Jessop // Geophysics. – 1986. – Т. 51. – № 3. – С. 767–779.
19. Thermal history of Canadian Williston basin from apatite fission-track thermochronology – implications for petroleum systems and geodynamic history / K. G. Osadetz, B. P. Kohn, S. Feinstein, P. B. O'Sullivan // Tectonophysics. – 2002. – Vol. 349. – № 1–4. – P. 221–249. URL: [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(02\)00055-0](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(02)00055-0). (дата обращения 27.05.2024).
20. Голованова, И. В. О роли теплового климатического сигнала в верхней части земной коры в формировании аномалий теплового потока на Урале / И. В. Голованова, Р. Ю. Сальманова, Д. Ю. Демежко // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2009. – № 2. – С. 46–52.
21. Хуторской, М. Д. Введение в геотермию: курс лекций / М. Д. Хуторской. – Москва: Изд-во РУДН, 1996. – 328 с.
22. Кутас, Р. И. Тепловой поток и геотермические модели земной коры Украинских Карпат / Р. И. Кутас // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 6. – С. 3–27.
23. Косарев, А. М. Особенности распределения оксида калия, урана и тория в вулканитах Южного Урала в связи с проблемой генезиса минимума теплового потока / А. М. Косарев, И. В. Голованова, Г. Т. Шафигуллина // Литосфера. – 2009. – № 6. – С. 17–32.

24. Новые данные о тепловом потоке Западной Сибири / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, В. И. Лебедев, И. В. Молчанов, Г. Н. Новиков, В. И. Растворов, Л. Ф. Фризен // Геология и геофизика. – 1989. – № 1. – С. 140–144.
25. Goutorbe, B. Surface heat flow and the mantle contribution on the margins of Australia / B. Goutorbe, F. Lucazeau, A. Bonneville // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. – 2008. – Vol. 9. – № 5. – P. 1–14. – DOI: 10.1029/2007GC001924 (дата обращения 29.05.2024).
26. Macgregor, D. S. Regional variations in geothermal gradient and heat flow across the African plate / D. S. Macgregor // *Journal of African Earth Sciences*. – 2020. – Vol. 171. – P. 1–17. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103950> (дата обращения 29.05.2024).
27. Distribution Characteristics of the Deep Geothermal Field in the Sichuan Basin and its Main Controlling Factors / C. Zhu, T. Xu, N. Qiu, T. Chen, M. Xu, R. Ding // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – Vol. 10. – P. 1–11. DOI: 10.3389/feart.2022.824056 (дата обращения 29.05.2024).
28. Hantschel, T. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
29. Горнов, П. Ю. Сейсмичность, границы и тепловое поле литосферных плит северо-востока Евразии / П. Ю. Горнов // Геодинамические процессы и природные катастрофы. Опыт Нефтегорска. Всероссийская научная конференция с международным участием: сборник материалов. В 2-х томах, Южно-Сахалинск, 26–30 мая 2015 года / под ред. Б. В. Левина, О. Н. Лихачевой. Том 2. – Южно-Сахалинск: Федеральное государственное унитарное предприятие "Издательство Дальнаука", 2015. – С. 55–59.
30. Геотермические разрезы земной коры области сочленения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского поясов и смежных платформ / П. Ю. Горнов, М. В. Горошко, Ю. Ф. Малышев, В. Я. Подгорный // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 5. – С. 630–647.
31. Pollack, H. N. Heat flow from the Earth's interior: analysis of the global data set / H. N. Pollack, S. J. Hurter, J. R. Johnson // *Reviews of Geophysics*. – 1993. – Vol. 31. – № 3. – P. 267–280.
32. Thermal regime of the lithosphere in the Canadian Shield / C. Perry, C. Rosieanu, J. C. Mareschal, C. Jaupart // *Canadian Journal of Earth Sciences*. – 2010. – Vol. 47. – № 4. – P. 389–408.
33. Hamza, V. M. Anomalous heat flow belt along the continental margin of Brazil / V. M. Hamza, F. P. Vieira, R. T. A. Silva // *International Journal of Earth Sciences*. – 2018. – Vol. 107. – № 1. – P. 19–33.
34. Variations and controls on crustal thermal regimes in Southeastern Australia / B. Mather, S. McLaren, D. Taylor, S. Roy, L. Moresi // *Tectonophysics*. – 2018. – Vol. 723. – P. 261–276.
35. Nyblade, A. A. A global analysis of heat flow from Precambrian terrains: implications for the thermal structure of Archean and Proterozoic lithosphere / A. A. Nyblade, H. N. Pollack // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 1993. – Vol. 98. – № B7. – P. 12207–12218.

36. dos Santos Gomes, J. L. Reappraisal of Heat Flow Variations in Mainland Africa / J. L. dos Santos Gomes, F. P. Vieira, V. M. Hamza // *International Journal of Terrestrial Heat Flow and Applied Geothermics*. – 2021. – Vol. 4. – № 1. – P. 26–78.
37. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – Москва: Недра, 1981. – 143 с.
38. Курчиков, А. Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири / А. Р. Курчиков // *Геология и геофизика*. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1846–1853.
39. Курчиков, А. Р. Тепловой режим нефтегазоносных областей Западной Сибири: автореф. дис. ... д. геол.-минер. наук: 04.00.17 / Курчиков Аркадий Романович. – Новосибирск, 1995. – 61 с.
40. Дучков, А. Д. Температура литосферы Сибири по геотермическим данным / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова // *Геология и геофизика*. – 1985. – № 12. – С. 60–71.
41. Sass, J. S. Thermal regime of the Australian continental crust / J. S. Sass, A. H. Lachenbruch // *The Earth: Its Origin, Structure and Evolution*. – 1979. – Vol. 10. – P. 301–351.
42. Pollack, H. N. The Heat Flow from the Continents / H. N. Pollack // *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*. – 1982. – Vol. 10. – № 1. – P. 459–481.
43. Lachenbruch, A. H. Crustal temperature and heat production: Implications of the linear heat-flow relation / A. H. Lachenbruch // *Journal of Geophysical Research*. – 1970. – Vol. 75. – № 17. – P. 3291–3300.
44. Roy, R. F. Heat generation of plutonic rocks and continental heat flow provinces / R. F. Roy, D. D. Blackwell, F. Birch // *Earth and Planetary Science Letters*. – 1968. – Vol. 5. – P. 1–12.
45. Лунева, Т. Е. Зональное районирование доюрского нефтегазоносного комплекса с использованием данных геотермии (промысловые районы Томской области): автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук: 25.00.10 / Лунева Татьяна Евгеньевна; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2020. – 24 с.
46. Guimaraes, S. N. P. Heat flow variations in the Antarctic Continent / S. N. P. Guimaraes, F. P. Vieira, V. M. Hamza // *International Journal of Terrestrial Heat Flow and Applied Geothermics*. – 2020. – Vol. 3. – № 1. – P. 1–10.
47. Majorowicz, J. A. Heat flow–heat production relationship not found: what drives heat flow variability of the Western Canadian foreland basin? / J. A. Majorowicz // *International Journal of Earth Sciences*. – 2018. – Vol. 107. – № 1. – С. 5–18.
48. Лагутинская, Л. П. Геоэлектрическая и тепловая модель глубинного строения юга Туранской плиты / Л. П. Лагутинская, К. Непесов, Я. Б. Смирнов // *Известия Академии наук СССР: Физика земли*. – 1981. – № 7–12. – С. 15–28.

49. Ермаков, В. И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В. И. Ермаков, В. А. Скоробогатов. – Москва: Недра, 1986. – 222 с.
50. The thermal history in sedimentary basins: A case study of the central Tarim Basin, Western China / D. Li, J. Chang, N. Qiu, J. Wang, M. Zhang, X. Wu, J. Han, H. Li, A. Ma // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2022. – Vol. 229. – P. 1–17. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105149> (дата обращения 05.06.2022).
51. Surface Heat Flow, Deep Formation Temperature, and Lithospheric Thickness of the Different Tectonic Units in Tarim Basin, Western China / Y. Liu, B. Liu, J. Fu, L. Kang, S. Li, E. Grosch // *Lithosphere*. – 2022. – Vol. 2022. – № 1. – P. 1–17. – URL: <https://doi.org/10.2113/2022/3873682> (дата обращения 04.06.2022).
52. Meyer, H. J. Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region / H. J. Meyer, H. W. McGee // *AAPG bulletin*. – 1985. – Vol. 69. – № 6. – P. 933–945.
53. Yusoff, W. I. W. Thermal Characterization of Eastern Offshore Sarawak Basin: Variation of Heat Flow and Implication to Hydrocarbon Prospectivity / W. I. W. Yusoff, W. N. A. W. Abd Muhaimi, N. M. Hanapiah // *Platform: A Journal of Science and Technology*. – 2019. – Vol. 2. – № 2. – P. 19–32.
54. Zhao, Y. Characteristics of a geothermal anomaly in the Fushan Sag, Beibuwan Basin, China, and its effects on oil and gas reservoirs / Y. Zhao, K. Bai, Y. Zhao // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2019. – Vol. 12. – № 22. – P. 1–12. – URL: <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4889-8> (дата обращения 02.04.2023).
55. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович, А. Э. Конторович, Д. В. Аюнова, С. М. Ибрагимова, Л. М. Бурштейн, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина, К. И. Канакова, Е. А. Костырева, М. В. Соловьев, Ю. Ф. Филиппов // *Геология и геофизика*. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 72–100.
56. Шеин, В. С. Геология и нефтегазоносность России / В. С. Шеин. – Москва: ВНИГНИ, 2006. – 776 с.
57. Аплонов, С. В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов / С. В. Аплонов. – Санкт-Петербург: ЦГИ ТЕТИС, 2000. – 210 с.
58. Конторович, В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
59. Исаев, Г. Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты / Г. Д. Исаев // *Литосфера*. – 2010. – № 4. – С. 52–68.

60. Новые данные о строении фундамента Западно-Сибирской плиты / К. С. Иванов, Ю. В. Ерохин, В. Писецкий, В. С. Пономарев, О. Э. Погромская // Литосфера. – 2012. – № 4. – С. 91–106.
61. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье. – Москва: Недра, 1975. – 680 с.
62. Крылов, Н. А. Переходные комплексы платформ / Н. А. Крылов // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 181–198.
63. Смирнов, Л. В. Структурные комплексы фундамента южной части Западно-Сибирской плиты / Л. В. Смирнов // Труды СНИИГГИМСа. – 1977. – С. 84–95.
64. Карта вещественного состава докембрийского основания. Масштаб 1:1 000 000 / под ред. А.Э. Конторовича. – 2001.
65. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск: Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, 2004. – 148 с.
66. Ulmishek, G. F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia / G. F. Ulmishek. – Reston, Virginia, USA: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. – 49 p.
67. Исаев, В. И. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации / В. И. Исаев, Н. А. Волкова, Т. В. Ним // Тихоокеанская геология. – 1995. – Т. 14. – № 3. – С. 73–80.
68. Исаев, В. И. Нефтегазоносность Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии: дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 25.00.10 / Исаев Валерий Иванович; Томский политехнический университет. – Томск, 2002. – 194 с.
69. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В. И. Исаев, Р. Ю. Гуленок, О. В. Веселов, А. В. Бычков, Ю. Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
70. Исаев, В. И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование / В. И. Исаев // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.
71. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири / В. И. Исаев, А. А. Искоркина, Г. А. Лобова, А. Н. Фомин // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 4. – С. 3–25.
72. Искоркина, А. А. Влияние факторов мезозойско-кайнозойского климата на реконструкции геотермического режима нефтематеринских свит месторождений юго-востока и

севера Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.16 / Искоркина Альбина Альбертовна; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2017. – 119 с.

73. Богачев, С. Ф. Гравиразведка в комплексе с геологическими и сейсмическими исследованиями Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.00.12 / Богачев Сергей Федорович; Томский политехнический институт. – Томск, 1987. – 173 с.

74. Кларк, С. Справочник физических констант горных пород / С. Кларк. – Москва, 1969. – 543 с.

75. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

76. Isaev, V. I. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyuroł'ka Megadepression / V. I. Isaev, A. N. Fomin // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – № 6. – P. 734–745.

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

78. Крутенко, Д. С. Тепловой поток и вещественный состав палеозойского фундамента (юго-восток Западной Сибири) / Д. С. Крутенко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/32_2022.html (дата обращения 29.05.2024).

79. Стоцкий, В. В. Нефтегазоносность сланцевой формации и нижнемелового комплекса Колтогорского мезопрогиба (на основе моделирования геотермического режима баженовской свиты): автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10 / Стоцкий Виталий Валерьевич. – Томск, 2018. – 21 с.

80. Лобова, Г. А. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири) / Г. А. Лобова, А. С. Меренкова, С. Г. Кузьменков // Геофизический журнал. – 2020. – Т. 42. – № 2. – С. 14–28.

81. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) / Г. А. Лобова, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков, Т. Е. Лунева, Е. Н. Осипова // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.

82. Тепловой поток и термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопрогиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта) / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунева, В. И. Исаев, Ю. В. Коржов, М. Ф. Галиева, Д. С. Крутенко // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 5. – С. 128–155.
83. Электронный геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока [Электронный ресурс] / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов // ИнтерЭкспо Гео-Сибирь. – 2013. – Вып. 3. – Т. 2. – URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/elektronnyu-geotermicheskiy-atlas-sibiri-i-dalnego-vostoka> (дата обращения 21.01.2019).
84. Тепловой поток и нефтегазоносность (п-ов Ямал, Томская обл.) / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, А. Н. Фомин, В. И. Булатов, С. Г. Кузьменков, М. Ф. Галиева, Д. С. Крутенко // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 3. – С. 125–135.
85. Картирование теплового потока Западной Сибири (юго-восток) / В. И. Исаев, Д. С. Крутенко, Г. А. Лобова, Е. Н. Осипова, В. И. Старостенко // Геофизический журнал. – 2021. – Т. 43. – № 6. – С. 173–195.
86. Боровиков, В. П. STATISTICA: искусство анализа данных на компьютере / В. П. Боровиков. – Санкт-Петербург: Питер, 2003. – 688 с.
87. Смыслов, А. А. Тепловой режим и радиоактивность Земли / А. А. Смыслов, У. И. Моисеенко, Т. З. Чадович. – Ленинград: Недра, 1979. – 191 с.
88. Петрофизика: Справочник. В трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые / Под ред. Н. Б. Дортман. – Москва: Недра, 1992. – 391 с.
89. Дучков, А. Д. РИД «База данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона РФ». Регистрационное свидетельство № 2017621489 от 15.12.2017 г. / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов – 2017.
90. Hasterok, D. On the radiogenic heat production of metamorphic, igneous, and sedimentary rocks / D. Hasterok, M. Gard, J. Webb // Geoscience Frontiers. – 2018. – Vol. 9. – № 6. – P. 1777–1794.
91. Physical properties of rocks / V. Cermak, H. G. Huckenholz, L. Rybach, R. Schmid, J. R. Schopper, M. Schuch, D. Stoffler, J. Wohlenberg // Landolt-Boernstein, Numerical data and functional relationships in Science and Technology, Group V: Geophysics and Space Research. – 1982. – P. 305–370.
92. Крутенко, Д. С. Тепловой поток, триасовая рифтовая система и мезозойско-кайнозойские разломы (юго-восток Западной Сибири) / Д. С. Крутенко, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков. – Текст электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. – С. 1–24. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/19_2021.html (дата обращения 07.06.2024).

93. Крутенко, Д. С. Выявление связи глубинного теплового потока со структурами фундамента / Д. С. Крутенко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы. В 2 томах. Том 1. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2023. – С. 114–115.
94. Хуторской, М. Д. Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федьинского) / М. Д. Хуторской, С. Ю. Соколов // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 99–113.
95. Бурлин, Ю. К. Бассейновый анализ / Ю. К. Бурлин, Ю. И. Галушкин, Г. Е. Яковлев. – Москва: Изд-во МГУ, 2007. – 112 с.
96. Саитов, Р. М. Условия формирования разрезов баженовской свиты в пределах Малобалыкского куполовидного поднятия / Р. М. Саитов, М. А. Фомин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2024. – Т. 56. – № 1. – С. 45–56.
97. Гидротермальный рудогенез океанского дна / Ю. А. Богданов, А. П. Лисицын, А. М. Сагалевиц, Е. Г. Гурвич. – Москва: Наука, 2006. – 527 с.
98. Глобальные аспекты эндогенного рудообразования / А. А. Маракушев, В. Л. Русинов, И. А. Зотов, Н. А. Панеях, Н. Н. Перцев // Геология рудных месторождений. – 1997. – Т. 39. – № 6. – С. 483–501.
99. Сидоров, А. А. Рудоносность черносланцевых толщ: сближение альтернативных концепций / А. А. Сидоров, И. Н. Томсон // Вестник РАН. – 2000. – Т. 70. – № 8. – С. 719–724.
100. Неручев, С. Г. Уран и жизнь в истории Земли / С. Г. Неручев. – Ленинград: Недра, 1982. – 208 с.
101. Роль фитопланктона в самоочищении водоемов с радионуклидным загрязнением / А. В. Сафонов, А. В. Огнистая, К. А. Болдырев, Д. А. Зеленина, Л. Г. Бондарева, И. Г. Тананаев // Радиохимия. – 2022. – Т. 64. – № 2. – С. 120–132.
102. Simoneit, B. R. T. Hydrothermal petroleum: genesis, migration, and deposition in Guaymas Basin, Gulf of California / B. R. T. Simoneit // Earth and Planet. Sci. Lett. – 1985. – Vol. 22. – P. 1919–1925.
103. Конторович, А. Э. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты: Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – Вып. 255. – С. 46–62.
104. Kutas, R. I. The thermal regime of the southern margin East-European craton / R. I. Kutas, V. P. Kobolev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 249. – P. 1–

4. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/249/1/012034/pdf> (дата обращения 06.04.2023).

105. Маловичко, А. К. Высшие производные гравитационного потенциала и их применение при геологической интерпретации аномалий / А. К. Маловичко, О. Л. Тарунина. – Москва: Недра, 1972. – 151 с.

106. Крутенко, Д. С. Плотность нефтегазоносности и глубинного теплового потока территории (юго-восток Западной Сибири) / Д. С. Крутенко, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 7. – С. 148–163.

107. Galieva, M. F. The Correlation Between Earth Heat Flow and Oil and Gas Potential / M. F. Galieva, D. S. Krutenko, G. A. Lobova // *Fundamental Pattern of Western Siberia Heat-Mass Transfer and Geodynamics of the Lithosphere*. – New York: Springer Nature, 2021. – P. 179–190.

108. Исаев, В. И. Геотермические критерии нефтегазоносности Останинской группы месторождений / В. И. Исаев, Д. С. Крутенко, М. Ф. Галиева // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2019. – № 22. – С. 14–18.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Каталог расчетных значений плотности теплового потока (юго-восток Западной Сибири)

Таблица А.1 – Расчетные значения плотности теплового потока (юго-восток Западной Сибири)

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Нюрольская мегавпадина | | | |
| Айсазская 1 | 3153 | ±2 | 45 |
| Глуховская 2 | 3110* | ±1 | 53 |
| Гордеевская 1 | 3285 | ±0 | 52 |
| Западно-Крапивинская 222 | 2846 | ±1 | 49 |
| Западно-Крапивинская 223 | 2830* | ±0 | 49 |
| Зимняя 1 | 2680 | ±1 | 46 |
| Игольская 2 | 3186 | ±2 | 48 |
| Игольская 15 | 2870 | ±0 | 48 |
| Карайская 1 | 3233 | ±2 | 47 |
| Карайская 2 | 2880* | ±0 | 48 |
| Карайская 3 | 3258 | ±1 | 46 |
| Майская 1 | 3187 | ±0 | 41 |
| Майская 390 | 3044 | ±2 | 45 |
| Майская 391 | 2860* | ±0 | 46 |
| Налимья 1 | 2986* | ±0 | 48 |
| Налимья 3 | 3481 | ±3 | 47 |
| Нововилкинская 11 | 3125 | ±0 | 47 |
| Нюльгинская 1 | 3272 | ±2 | 36 |
| Пешеходная 1 | 2926 | ±1 | 45 |
| Поньжевая 300 | 3320 | ±1 | 51 |
| Поньжевая 302 | 3351 | ±1 | 50 |
| Северо-Айсазская 1 | 3235 | ±0 | 48 |
| Северо-Фестивальная 1 | 3237 | ±0 | 55 |
| Северо-Фестивальная 2 | 3253 | ±1 | 47 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Северо-Черталинская 400 | 3264* | ±0 | 46 |
| Северо-Черталинская 402 | 3252 | ±0 | 48 |
| Таловая 1 | 2909* | ±0 | 46 |
| Таловая 7 | 2866* | ±0 | 48 |
| Тальянская 1 | 3457 | ±0 | 47 |
| Тамратская 1 | 3276 | ±0 | 55 |
| Федюшкинская 4 | 3286 | ±0 | 47 |
| Фестивальная 250 | 2835 | ±0 | 51 |
| Фестивальная 253 | 3207 | ±0 | 44 |
| Фестивальная 255 | 3222 | ±1 | 48 |
| Чворовая 1 | 2940* | ±1 | 50 |
| Чворовая 3 | 3130 | ±0 | 53 |
| Черталинская 1 | 3456 | ±1 | 48 |
| Черталинская 2 | 3396 | ±0 | 47 |
| Южно-Фестивальная 1 | 3175 | ±3 | 45 |
| Южно-Фестивальная 3 | 3137 | ±2 | 52 |
| Южно-Фестивальная 4 | 3246 | ±0 | 47 |
| Усть-Тымская мегавпадина | | | |
| Вертолетная 360 | 3080 | ±2 | 48 |
| Вертолетная 362 | 3206 | ±0 | 47 |
| Западно-Тымская 1 | 3267 | ±0 | 50 |
| Северо-Мыльджинская 1 | 3027 | ±1 | 50 |
| Толпаровская 1 | 3237 | ±0 | 53 |
| Каймысовский свод | | | |
| Аэросейсмическая 100 | 2674 | ±3 | 53 |
| Аэросейсмическая 101 | 2735 | ±2 | 53 |
| Верховая 1 | 2820 | ±0 | 43 |
| Весенняя 250 | 2600* | ±1 | 49 |
| Весенняя 255 | 2668 | ±1 | 54 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|----------------------------|------------------------------|--|--|
| Весенняя 258 | 2701* | ±1 | 55 |
| Волковская 1 | 2711 | ±1 | 54 |
| Волковская 2 | 2641 | ±1 | 56 |
| Дальняя 1 | 2798 | ±3 | 46 |
| Дальняя 2 | 2627* | ±0 | 47 |
| Двуреченско-Мелимовская 29 | 2800* | ±1 | 47 |
| Дуклинская 1 | 2877 | ±0 | 53 |
| Западно-Карайская 1 | 3240 | ±1 | 47 |
| Западно-Карайская 3 | 3323 | ±0 | 45 |
| Западно-Карасевская 70 | 2962 | ±1 | 47 |
| Западно-Карасевская 73 | 2784* | ±0 | 50 |
| Карандашовская 1 | 2668 | ±2 | 44 |
| Карандашовская 3 | 2724 | ±1 | 43 |
| Катыльгинская 91 | 2640 | ±0 | 54 |
| Корсевая 35 | 2779 | ±0 | 55 |
| Корсево-Мелимовская 1 | 2960 | ±0 | 52 |
| Крапивинская 225 | 2787* | ±1 | 52 |
| Крапивинская 226 | 2800* | ±1 | 51 |
| Лесмуровская 26 | 2800* | ±0 | 49 |
| Лонтынь-Яхская 59 | 2655 | ±0 | 55 |
| Лонтынь-Яхская 63 | 2624 | ±0 | 56 |
| Мельничная 15 | 2812 | ±0 | 54 |
| Моисеевская 2 | 2710 | ±0 | 54 |
| Моисеевская 6 | 2869 | ±0 | 53 |
| Нижнепервомайская 1 | 2700* | ±1 | 49 |
| Нововасюганская 1 | 3004* | ±1 | 39 |
| Нововасюганская 51 | 2854 | ±1 | 42 |
| Озерная 71 | 2891 | ±3 | 53 |
| Озерная 73 | 2826* | ±1 | 54 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Оленья 121 | 2833 | ±2 | 53 |
| Оленья 133 | 2745* | ±0 | 55 |
| Оленья 136 | 2728* | ±0 | 55 |
| Павловская 3 | 2705* | ±0 | 50 |
| Первомайская 2281 | 2614* | ±0 | 53 |
| Первомайская 2287 | 2646* | ±0 | 53 |
| Поселковая 2 | 2823* | ±1 | 55 |
| Поселковая 4 | 3049 | ±0 | 53 |
| Разрывно-Моисеевская 1 | 2700* | ±1 | 54 |
| Северо-Карасевская 66 | 2736* | ±0 | 47 |
| Северо-Мелимовская 28 | 2800* | ±3 | 50 |
| Северо-Моисеевская 30 | 2873 | ±0 | 50 |
| Соломбальская 1 | 2833* | ±2 | 53 |
| Соломбальская 2 | 3079 | ±3 | 53 |
| Столбовая 93 | 3053 | ±0 | 56 |
| Тагайская 2 | 2762* | ±2 | 52 |
| Тагайская 9 | 2895* | ±3 | 52 |
| Шахматная 1 | 2546 | ±0 | 52 |
| Шахматная 2 | 2658 | ±3 | 46 |
| Южно-Моисеевская 8 | 2745 | ±0 | 52 |
| Среднеvasюганский мегавал | | | |
| Айгольская 11 | 2512 | ±3 | 50 |
| Ай-Куланская 1 | 3130 | ±0 | 43 |
| Верхнесалатская 21 | 2625 | ±1 | 52 |
| Верхнесалатская 30 | 2555* | ±1 | 53 |
| Верхнесалатская 31 | 2525* | ±2 | 52 |
| Глухариния 1 | 2920 | ±1 | 56 |
| Кильсинская 380 | 2692 | ±0 | 51 |
| Кильсинская 381 | 2655 | ±2 | 45 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Колотушная 262 | 2735* | ±0 | 51 |
| Колотушная 266 | 2650* | ±0 | 53 |
| Мыльджинская 1 | 2520 | ±1 | 44 |
| Мыльджинская 3 | 2505* | ±0 | 44 |
| Мыльджинская 11 | 2691 | ±0 | 45 |
| Мыльджинская 62 | 2508* | ±0 | 42 |
| Перкатская 9 | 2658 | ±1 | 47 |
| Пологая 1 | 2610 | ±2 | 49 |
| Пуглалымская 86 | 2669 | ±3 | 52 |
| Пуглалымская 88 | 2528* | ±0 | 52 |
| Пуглалымская 89 | 2550* | ±0 | 47 |
| Пуглалымская 90 | 2705 | ±0 | 56 |
| Северо-Васюганская 1 | 2423 | ±2 | 50 |
| Северо-Васюганская 2 | 2515 | ±0 | 53 |
| Северо-Васюганская 5 | 2437* | ±2 | 52 |
| Северо-Васюганская 6 | 2360* | ±2 | 49 |
| Северо-Васюганская 7 | 2435* | ±3 | 51 |
| Сельская 1 | 2693 | ±0 | 43 |
| Средневасюганская 4 | 2370* | ±2 | 53 |
| Средневасюганская 19 | 2281* | ±3 | 53 |
| Средненюрольская 41 | 2495* | ±1 | 55 |
| Средненюрольская 44 | 2501* | ±0 | 51 |
| Средненюрольская 45 | 2599 | ±0 | 55 |
| Усть-Пуглалымская 51 | 2591 | ±1 | 49 |
| Чарымовская 80 | 2759 | ±1 | 47 |
| Южно-Ельцовая 1 | 2892 | ±2 | 53 |
| Южно-Ельцовая 2 | 2900 | ±1 | 52 |
| Южно-Мыльджинская 24 | 2733 | ±1 | 53 |
| Южно-Мыльджинская 27 | 2855 | ±2 | 48 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Южно-Мыльджинская 28 | 2602 | ±2 | 52 |
| Парабельский мегавыступ | | | |
| Белоярская 5 | 2304 | ±3 | 70 |
| Белоярская 6 | 2314 | ±2 | 70 |
| Боковая 1 | 2837 | ±0 | 44 |
| Двойная 2 | 2705 | ±0 | 55 |
| Ельцовская 1 | 2510 | ±0 | 50 |
| Инкинская 11 | 2371 | ±0 | 56 |
| Каргасокская 1 | 2879 | ±2 | 51 |
| Каргинская 1 | 2581* | ±0 | 53 |
| Киндальская 440 | 2732 | ±0 | 52 |
| Колчанская 1 | 2524 | ±0 | 42 |
| Можанская 1 | 2949 | ±2 | 50 |
| Нарымская 3 | 2691 | ±2 | 55 |
| Овражная 16 | 2610 | ±2 | 55 |
| Снежная 133 | 2576 | ±5 | 65 |
| Снежная 135 | 2630 | ±0 | 64 |
| Торцовая 140 | 2779 | ±0 | 54 |
| Тростниковая 281 | 2815 | ±0 | 48 |
| Тростниковая 282 | 2613* | ±0 | 44 |
| Ураловская 303 | 3028 | ±2 | 51 |
| Шудельская 211 | 2390 | ±0 | 55 |
| Александровский свод | | | |
| Вахская 82 | 2540 | ±0 | 61 |
| Горстовая 90 | 2721 | ±0 | 63 |
| Горстовая 91 | 2501 | ±0 | 57 |
| Григорьевская 7 | 2470 | ±2 | 62 |
| Западно-Назинская 95 | 2341 | ±0 | 64 |
| Ильякская 1 | 2712 | ±2 | 55 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|-----------------------------|------------------------------|--|--|
| Кондаковская 31 | 2165 | ±0 | 72 |
| Кондаковская 32 | 2071 | ±1 | 74 |
| Кондаковская 33 | 2260 | ±0 | 70 |
| Кондаковская 34 | 2263 | ±0 | 68 |
| Обская 1 (Конторовичевская) | 2515 | ±0 | 62 |
| Обская 2 (Конторовичевская) | 2388* | ±0 | 62 |
| Обская 3 (Конторовичевская) | 2400 | ±0 | 63 |
| Круглоозерная 1 | 2482 | ±0 | 54 |
| Надеждинская 14 | 2679 | ±1 | 55 |
| Назинская 1 | 2592 | ±0 | 55 |
| Назинская 2 | 2289 | ±0 | 67 |
| Назинская 4 | 2303 | ±0 | 69 |
| Назинская 7 | 2116 | ±0 | 66 |
| Поисковая 1 | 2390 | ±1 | 58 |
| Поисковая 2 | 2432 | ±0 | 58 |
| Полуденная 221 | 2407 | ±4 | 60 |
| Приграничная 5 | 2410 | ±2 | 64 |
| Приграничная 6 | 2400* | ±0 | 64 |
| Приграничная 8 | 2352* | ±1 | 65 |
| Трайгородская 3 | 2352 | ±1 | 66 |
| Трайгородская 5 | 2349 | ±0 | 72 |
| Чапаевская 1 | 2466 | ±0 | 59 |
| Чебачья 219 | 2211 | ±0 | 65 |
| Чебачья 220 | 2380 | ±1 | 65 |
| Южно-Охтеурская 411 | 2438 | ±2 | 65 |
| Южно-Охтеурская 415 | 2249* | ±0 | 64 |
| Южно-Охтеурская 419 | 2250* | ±3 | 66 |
| Нижевартровский свод | | | |
| Аленкинская 101 | 2494* | ±2 | 49 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---|------------------------------|--|--|
| Аленкинская 103 | 2747 | ±5 | 49 |
| Кедровская 35 | 2940 | ±1 | 53 |
| Малореченская 117 | 2593 | ±0 | 53 |
| Малореченская 121 | 2645 | ±1 | 50 |
| Малореченская 122 | 2500* | ±0 | 52 |
| Советская 20 | 2735 | ±0 | 61 |
| Стрежевская 13 | 2792 | ±0 | 52 |
| Южно-Матюшкинская 40 | 3017 | ±0 | 44 |
| Пудинский мегавал | | | |
| Амурская 1 | 2940 | ±0 | 49 |
| Армичская 1 | 2900 | ±1 | 61 |
| Боровая 2 | 2545 | ±0 | 59 |
| Верхнекомбарская 290 | 2791 | ±1 | 59 |
| Верхнекомбарская 294 | 2764 | ±1 | 56 |
| Герасимовская 444 (Западно-Останинская) | 2860* | ±4 | 52 |
| Герасимовская 12 | 2840 | ±1 | 54 |
| Герасимовская 18 | 2890 | ±4 | 49 |
| Герасимовская 6 | 2870 | ±2 | 52 |
| Герасимовская 7 | 2740 | ±3 | 51 |
| Горелоярская 1 (Средне-Парабельская) | 2435 | ±2 | 53 |
| Горелоярская 4 | 2531 | ±2 | 52 |
| Горелоярская 5 | 2574 | ±0 | 55 |
| Западно-Лугинецкая 180 | 2630 | ±0 | 51 |
| Западно-Лугинецкая 181 | 2710 | ±0 | 54 |
| Западно-Лугинецкая 182 | 2624 | ±0 | 51 |
| Западно-Лугинецкая 183 | 2685 | ±3 | 52 |
| Западно-Останинская 440 | 2750 | ±1 | 51 |
| Западно-Останинская 447 | 2790 | ±0 | 51 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Мирная 413 | 2810 | ±0 | 59 |
| Мирная 414 | 2650* | ±2 | 53 |
| Мирная 415 | 2690* | ±2 | 62 |
| Ново-Сомовская 1 | 2823 | ±0 | 52 |
| Останинская 424 | 2880 | ±3 | 54 |
| Останинская 425 | 2825 | ±3 | 53 |
| Останинская 428 | 2750 | ±2 | 52 |
| Останинская 438 | 2750 | ±1 | 54 |
| Останинская 452 | 2895 | ±2 | 52 |
| Останинская 453 | 2576* | ±0 | 55 |
| Пинджинская 1 | 2890 | ±0 | 61 |
| Пинджинская 4 | 2595* | ±0 | 63 |
| Пинджинская 5 | 2885 | ±2 | 53 |
| Рыбальная 405 | 2590 | ±0 | 60 |
| Рыбальная 406 | 2550* | ±0 | 62 |
| Рыбальная 407 | 2601* | ±0 | 60 |
| Рыбальная 408 | 2590 | ±2 | 64 |
| Рыбальная 410 | 2618 | ±0 | 61 |
| Северо-Калиновая 21 | 2916 | ±1 | 54 |
| Северо-Калиновая 30 | 3056 | ±2 | 51 |
| Северо-Лугинецкая 189 | 2528 | ±1 | 53 |
| Северо-Останинская 1 | 2645 | ±2 | 58 |
| Северо-Останинская 11 | 2790 | ±0 | 47 |
| Северо-Останинская 7 | 2790 | ±2 | 54 |
| Северо-Останинская 8 | 2840 | ±1 | 55 |
| Северо-Останинская 9 | 2800 | ±0 | 56 |
| Селимхановская 2 | 2430 | ±2 | 57 |
| Селимхановская 4 | 2649 | ±0 | 51 |
| Селимхановская 5 | 2480 | ±2 | 59 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Сельвейкинская 2 | 2900 | ±0 | 41 |
| Сельвейкинская 3 | 2800 | ±4 | 44 |
| Сельвейкинская 4 | 2810 | ±0 | 40 |
| Чинжарская 2 | 2462 | ±2 | 50 |
| Юбилейная 404 | 2511 | ±0 | 57 |
| Переходная зона | | | |
| Александровская 1 | 2592 | ±2 | 60 |
| Александровская 10 | 2800 | ±0 | 71 |
| Амбарская 2 | 2909 | ±0 | 46 |
| Арчинская 45 | 3061 | ±0 | 48 |
| Арчинская 50 | 3080 | ±2 | 46 |
| Арчинская 51 | 3057 | ±2 | 49 |
| Арчинская 54 | 3134 | ±1 | 47 |
| Болтная 1 | 2645 | ±1 | 58 |
| Болтная 3 | 2750 | ±1 | 55 |
| Вартовская 330 | 2651 | ±1 | 53 |
| Вартовская 335 | 2550 | ±0 | 49 |
| Водораздельная 1 | 3003 | ±1 | 44 |
| Водораздельная 2 | 2976 | ±0 | 46 |
| Головная 352 | 2823 | ±2 | 55 |
| Грушевая 211 | 3208 | ±0 | 54 |
| Грушевая 212 | 2802* | ±3 | 53 |
| Грушевая 217 | 3219 | ±0 | 51 |
| Двуреченская 12 | 2750* | ±1 | 47 |
| Двуреченская 13 | 2753* | ±0 | 43 |
| Двуреченская 15 | 2750* | ±2 | 43 |
| Еллей-Игайская 1 | 2970 | ±3 | 46 |
| Еллей-Игайская 3 | 2994 | ±0 | 45 |
| Еллейская 1 | 3010 | ±0 | 47 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|-----------------------------------|------------------------------|--|--|
| Еллейская 2 | 2729* | ±0 | 47 |
| Западно-Крыловская 1 | 3115 | ±0 | 52 |
| Западно-Моисеевская 24 | 2751* | ±0 | 49 |
| Западно-Моисеевская 25 | 2750* | ±1 | 48 |
| Западно-Моисеевская 30 | 2765* | ±1 | 48 |
| Западно-Моисеевская 31 | 2780* | ±0 | 46 |
| Западно-Сомовская 9 | 2870 | ±1 | 58 |
| Заячья 50 | 3329* | ±3 | 50 |
| Казанская 2 | 2836 | ±2 | 49 |
| Казанская 3 | 2800 | ±3 | 50 |
| Казанская 9 | 2857 | ±2 | 50 |
| Калиновая 1 | 2870 | ±3 | 47 |
| Калиновая 2 | 2907 | ±0 | 59 |
| Калиновая 3 | 2985 | ±2 | 46 |
| Калиновая 4 | 2972 | ±0 | 45 |
| Калиновая 10 | 2830 | ±0 | 47 |
| Калиновая 12 | 2905 | ±0 | 47 |
| Калиновая 17 | 3006 | ±0 | 46 |
| Калиновая 22 | 2985 | ±0 | 46 |
| Квартовая 3 | 2988 | ±2 | 49 |
| Квартовая 4 | 3016 | ±0 | 47 |
| Квартовая 7 | 3020 | ±1 | 47 |
| Квартовая 9 | 3053 | ±0 | 48 |
| Киев-Еганская 350 | 2920* | ±0 | 51 |
| Киев-Еганская 354 | 2664* | ±1 | 57 |
| Колтогорская 1 (на Куль-Еганской) | 3024 | ±0 | 54 |
| Колтогорская 2 (на Куль-Еганской) | 3303 | ±1 | 52 |
| Крыловская 1 | 2885 | ±0 | 52 |
| Крыловская 2 | 2926 | ±2 | 54 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Кулгинская 141 | 3078 | ±2 | 46 |
| Кулгинская 144 | 3071 | ±0 | 46 |
| Кулгинская 145 | 3071 | ±1 | 49 |
| Кыкинская 1 | 2814 | ±0 | 57 |
| Ледовая 1 | 3044 | ±1 | 48 |
| Ледовая 2 | 2901* | ±2 | 49 |
| Ледовая 3 | 2850* | ±1 | 48 |
| Ледовая 6 | 2825* | ±0 | 46 |
| Ледовая 7 | 2750* | ±0 | 46 |
| Ледовая 8 | 2752* | ±0 | 46 |
| Лесная 206 | 2897 | ±2 | 55 |
| Линейная 1 | 2702 | ±0 | 54 |
| Линейная 2 | 2709* | ±0 | 54 |
| Линейная 3 | 2779 | ±0 | 52 |
| Линейная 5 | 2700* | ±2 | 54 |
| Ломовая 200 | 2910 | ±2 | 55 |
| Ломовая 203 | 2805* | ±0 | 57 |
| Ломовая 204 | 2853* | ±0 | 54 |
| Лосинская 1 | 3001 | ±1 | 45 |
| Лымжинская 1 | 2987 | ±1 | 47 |
| Матюшкинская 31 | 2858 | ±1 | 51 |
| Матюшкинская 36 | 2842 | ±2 | 51 |
| Мурасовская 20 | 2700* | ±3 | 50 |
| Мурасовская 21 | 2953 | ±3 | 52 |
| Нижнетабаганская 1 | 2990 | ±3 | 44 |
| Нижнетабаганская 4 | 2990 | ±1 | 47 |
| Нижнетабаганская 5 | 3005 | ±2 | 44 |
| Нижнетабаганская 7 | 3000 | ±2 | 47 |
| Нижнетабаганская 8 | 2971 | ±2 | 46 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Нижнетабаганская 9 | 3007 | ±2 | 44 |
| Никольская 1 | 2649 | ±5 | 55 |
| Никольская 2 | 2714 | ±0 | 55 |
| Никольская 3 | 2713 | ±1 | 51 |
| Ново-Никольская 1 | 2948 | ±1 | 43 |
| Олимпийская 151 | 2765 | ±0 | 53 |
| Олимпийская 156 | 2500* | ±0 | 52 |
| Парбигская 1 | 2742 | ±3 | 57 |
| Парбигская 2 | 2590 | ±0 | 63 |
| Пельгинская 1 | 3020 | ±0 | 50 |
| Пельгинская 2 | 3040 | ±0 | 45 |
| Пельгинская 3 | 2970 | ±1 | 50 |
| Передовая 190 | 2815 | ±0 | 47 |
| Передовая 192 | 2736 | ±0 | 52 |
| Пионерская 265 | 3198 | ±0 | 55 |
| Приколтогорская 1 | 3197 | ±0 | 53 |
| Приколтогорская 2 | 3290 | ±0 | 51 |
| Приколтогорская 3 | 3232 | ±0 | 55 |
| Проточная 1 | 2500* | ±0 | 61 |
| Проточная 2 | 2766 | ±0 | 57 |
| Проточная 7 | 2570* | ±0 | 57 |
| Рабочая 1 | 2791* | ±0 | 54 |
| Речная 280 | 2906 | ±1 | 44 |
| Речная 282 | 2862 | ±0 | 51 |
| Саймовская 1 | 3437 | ±3 | 48 |
| Северо-Сутыгинская 2 | 3150 | ±0 | 52 |
| Северо-Юлжавская 1 | 3112 | ±0 | 45 |
| Северо-Юлжавская 2 | 3119 | ±3 | 41 |
| Сенькинская 37 | 3048 | ±1 | 49 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Склоновая 21 | 3322 | ±1 | 55 |
| Смоляная 1 | 3040 | ±0 | 47 |
| Смоляная 3 | 2850* | ±1 | 43 |
| Смоляная 6 | 2850* | ±0 | 45 |
| Соболиная 171 | 2220* | ±1 | 51 |
| Соболиная 172 | 2923 | ±2 | 50 |
| Соболиная 173 | 2863 | ±2 | 50 |
| Солоновская 43 | 2960 | ±0 | 50 |
| Среднесоболиная 181 | 2628* | ±2 | 53 |
| Среднеюлжавская 10 | 3045 | ±0 | 44 |
| Ступенчатая 5 | 2900 | ±1 | 44 |
| Сутыгинская 1 | 3142 | ±0 | 50 |
| Таволгинская 1 | 2545 | ±1 | 50 |
| Тамбаевская 1 | 3046 | ±3 | 48 |
| Тамбаевская 2 | 3025 | ±0 | 53 |
| Трассовая 315 | 2972 | ±3 | 47 |
| Трассовая 316 | 2903 | ±0 | 46 |
| Трассовая 317 | 2920 | ±0 | 52 |
| Тунгольская 1 | 2760* | ±0 | 54 |
| Урманская 1 | 3061 | ±0 | 44 |
| Урманская 2 | 3086 | ±2 | 46 |
| Усть-Тымская 1 | 2960 | ±2 | 48 |
| Хвойная 6 | 2865* | ±0 | 51 |
| Хылькинская 1 | 3060 | ±1 | 50 |
| Чагвинская 1 | 2905 | ±3 | 50 |
| Чкаловская 5 | 2977 | ±1 | 49 |
| Чкаловская 7 | 2989 | ±0 | 50 |
| Чкаловская 9 | 2954 | ±0 | 50 |
| Шингинская 296 | 2800* | ±1 | 55 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|---------------------------|------------------------------|--|--|
| Шингинская 297 | 2875 | ±0 | 56 |
| Широтная 51 | 3058 | ±2 | 45 |
| Широтная 53 | 3070 | ±0 | 47 |
| Эмторская 300 | 2774 | ±0 | 53 |
| Эмторская 303 | 2605* | ±1 | 54 |
| Южно-Александровская 4 | 2801 | ±1 | 59 |
| Южно-Александровская 6 | 2600* | ±2 | 57 |
| Южно-Пионерская 263 | 3033 | ±1 | 54 |
| Южно-Табаганская 130 | 3000 | ±2 | 51 |
| Южно-Гамбаевская 78 | 3038 | ±0 | 46 |
| Южно-Урманская 1 | 3147 | ±2 | 46 |
| Южно-Урманская 2 | 3200 | ±0 | 38 |
| Южно-Черемшанская 337 | 3081 | ±0 | 53 |
| Южно-Черемшанская 346 | 2800* | ±1 | 53 |
| Южно-Юганская 17 | 3086 | ±2 | 50 |
| Ясная 20 | 3042 | ±1 | 51 |
| Ясная 21 | 2870 | ±1 | 52 |
| Ясная 22 | 3074 | ±1 | 55 |
| За пределами карты | | | |
| Ажарминская 450 | 2941 | ±2 | 34 |
| Береговая 1 | 2571 | ±1 | 50 |
| Верхнекенгская 1 | 2051 | ±0 | 50 |
| Громовская 1 | 2955 | ±0 | 34 |
| Западная 1 | 2981 | ±1 | 32 |
| Кананакская 2 | 2527 | ±0 | 38 |
| Кананакская 3 | 2176* | ±2 | 39 |
| Колпашевская 3 | 2778 | ±2 | 52 |
| Колпашевская 5 | 2760 | ±2 | 51 |
| Колпашевская 7 | 2724 | ±2 | 47 |

| Название и номер скважины | Мощность осадочного чехла, м | Невязка расчетных и наблюдаемых температур, °С | Расчетный тепловой поток, мВт/м ² |
|-------------------------------------|------------------------------|--|--|
| Колпашевская 10 | 2900 | ±2 | 48 |
| Малочимулякская 1 | 2680 | ±0 | 46 |
| Мартовская 430 | 2895 | ±1 | 44 |
| Мартовская 431 | 2899 | ±1 | 36 |
| Няргинская 1 | 2667 | ±2 | 36 |
| Пайдугинская 1 | 2487 | ±3 | 41 |
| Песочно-Дубровская 2 | 992 | ±0 | 50 |
| Пульсецкая 40 | 2757 | ±1 | 43 |
| Северо-Колпашевская 81 | 2585 | ±0 | 51 |
| Семиречная 1 | 2674 | ±1 | 37 |
| Сибкраевская 370 | 2865 | ±1 | 49 |
| Тымская 1 | 2916 | ±2 | 50 |
| Чимулякская 1 | 2494 | ±0 | 46 |
| *вскрытая мощность осадочного чехла | | | |