

ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ



На правах рукописи

Герасимова Анна Сергеевна

ТЕПЛОЙ ПОТОК И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ
БАКЧАРСКОЙ И ВОСТОЧНО-ПАЙДУГИНСКОЙ ВПАДИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(ВОСТОК ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

1.6.9 – Геофизика

Томск - 2024

Диссертация выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель:

Исаев Валерий Иванович,

доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

Лобова Галина,

доктор геолого-минералогических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Хуторской Михаил Давыдович,**

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Федеральное государственное бюджетное учреждение
науки «Геологический институт РАН», заведующий
лабораторией теплопереноса (г. Москва)

Галушкин Юрий Иванович,

доктор технических наук,

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Московский государственный университет имени
М.В. Ломоносова», ведущий научный сотрудник
сектора геодинамики Научно-учебного музея
землеведения (г. Москва)

Защита диссертации состоится «14» марта 2024 г. в 14-00 на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.27 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.



С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 53 и на сайте dis.tpu.ru.

Автореферат разослан «___» января 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета ДС.ТПУ.27
К.Г.-М.Н.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Осипова', located at the bottom right of the page.

Е.Н. Осипова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Томская область – один из важных региональных центров нефтегазового комплекса Западной Сибири и Российской Федерации, характеризующийся в последние годы падающей добычей нефти. Актуальной становится проблема восполнения ресурсной базы углеводородов на основе поисков и освоения новых перспективных территорий и стратиграфических уровней на востоке Томской области, куда относится недоизученное правобережье Оби. Наибольший интерес представляют Бакчарская, Восточно-Пайдугинская впадины и структуры их обрамления, перспективные для проведения прогнозно-поисковых исследований на доюрские нефтегазоносные комплексы, в связи с широким распространением здесь тогурской свиты, которая является для них основной материнской формацией. Исследования проводятся также и с целью привлечения инвесторов для освоения земель, находящихся в нераспределённом фонде.

Объектами диссертационных исследований являются нефтематеринская тогурская свита и коллекторы доюрских резервуаров. **Предмет исследований** – история реализации генерационного потенциала тогурской свиты и емкостные свойства резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания.

Степень разработанности темы. В доюрском комплексе открытие залежей УВ возможно при условии наличия ловушек нефти и/или газа в отложениях фундамента и потенциально нефтематеринских отложений с высоким содержанием органического вещества. Исследования в данном направлении с целью поиска резервуаров нефти и газа в венд-кембрийской части разреза проводились А. Э. Конторовичем и др. (2012), А. Е. Ковешниковым и В.А. Конторовичем (2014), И. В. Тумашовым (2013), Ю. Ф. Филлиповым (2016). Подтверждено наличие обширной зоны рифовых построек в кембрийском осадочном комплексе, а также высокоперспективных вендских карбонатных отложений в пределах территории исследований, при условии благоприятных для развития вторичных процессов.

В 2014 году инициативной научной группой сотрудников Томского политехнического университета и Югорского государственного университета под руководством В. И. Исаева разработана стратегия поисков УВ в доюрском основании Западной Сибири. Стратегия основана на двух концептуальных положениях –

предположении о том, что РОВ тогурской свиты является основным источником УВ для нижнеюрских и доюрских ловушек нефти и газа (И. В. Гончаров, 1987; Е. А. Костырева, 2005; А. Н. Фомин, 2011), а также преимущественно вертикальной миграции УВ (Ю. В. Коржов и др., 2013; Г.А. Лобова и др., 2014). Такой методический подход зонального районирования с ранжированием по уровню перспективности применен ранее в пределах западной части Томской области для Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадин (Г. А. Лобова, 2015), Колтогорского мезопргиба (Т. Е. Лунёва, 2020).

Цель исследований – на основе палеотемпературного моделирования и зонального районирования оценить перспективы доюрского нефтегазоносного комплекса и дать рекомендации к поискам залежей углеводородов в пределах Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мегавпадины и структур их обрамления.

В диссертационной работе решались следующие задачи – изучить геотермический режим и катагенетическую зональность нефтематеринской тогурской свиты, оценить плотность генерации тогурской нефти, аккумулирующего потенциала резервуаров коры выветривания и верхних горизонтов палеозоя, а также определить первоочередность перспективных участков для проведения комплекса геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Научная новизна работы

А. Для территории востока Томской области построена карта распределения плотности теплового потока – ключевого геодинамического параметра процессов нефтидогенеза.

Б. На территории Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин выполнена оценка и зональный прогноз нефтегазоносности резервуара коры выветривания.

В. На территории Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин выполнена оценка и зональный прогноз нефтегазоносности резервуара внутреннего палеозоя.

Теоретическая и практическая значимость работы

А. Реализована методика зонального прогнозирования на примере трудноизвлекаемой нефти в пределах Нюрольской, Колпашевской и Вездеходной палеозойских СФЗ.

Б. Для территорий Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин рекомендованы первоочередные участки для планирования поисков доюрских залежей углеводородов.

Методология и методы исследования. Диссертационные исследования осуществляются с использованием методологии осадочно-миграционной теории нефтидогенеза и историко-геологического анализа (А. Э. Конторович и др., 1967; 2013), цифрового палеотемпературного моделирования (В.И. Исаев, 2002, В. И. Старостенко и др., 2006) и концепции о преимущественно вертикальной миграции углеводородов (В. А. Конторович, 2002; В.И. Исаев и др., 2014). **Методы диссертационных исследований** – хорошо апробированное математическое моделирование глубинного теплового потока и палеотемпературного моделирования в приложении к нефтяной геологоразведке (В. И. Исаев и др., 2018).

Положения, выносимые на защиту

Первое положение. Для территорий Бакчарской и Восточно-Пайдугинской впадин, на базе геотермических расчетов 66 параметрических, опорных и поисково-разведочных скважин, впервые подготовлена схематическая карта плотности теплового потока из основания осадочного разреза (в изолиниях через 2 мВт/м²). На карте проявляются ярко-выраженные зоны повышенных значений теплового потока (до 64 мВт/м²), зона с низкими значениями теплового потока (до 33 мВт/м²), а также градиентные зоны, окаймляющие крупные аномалии. Полученное дискретное распределение (по скважинам) и карта значений теплового потока из доюрского фундамента служат «каркасной» основой моделирования катагенетической истории нефтематеринской тогурской свиты.

Второе положение. Для Восточно-Пайдугинской впадины выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соотносится с кузнецовским временем (92 млн лет назад), максимальные значения палеотемператур (до 140 °С) достигаются в талицкое (62 млн лет назад) и в некрасовское (24 млн лет назад) времена на Колпашевском мезовале, Пыжинском и Варгатском мезопргибе. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течение 31 млн лет (55-24 млн лет назад). С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров картированы, районированы и ранжированы зоны и участки максимальных и высоких перспектив. Первоочередным для поисков углеводородов в

палеозойском резервуаре предлагается участок в северной части области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, для резервуара коры выветривания – западный борт Варгатского мезопрогиба. Высокая перспективность этих зон подтверждается установленной нефтегазоносностью.

Третье положение. Для Бакчарской впадины выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соответствует кузнецовскому времени, максимальные значения палеотемператур (до 150 °С) достигаются в талицкое и некрасовское времена на Колпашевском мезовале, в Бакчарской мезовпадине и в зоне ее сочленения с Калгачским мезовыступом. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течение последних 86 млн лет. С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров картированы, ранжированы и районированы зоны и участки максимальных и высоких перспектив. Первоочередными для поисков углеводородов в палеозойском резервуаре предлагаются участки на северо-восточном склоне Калгачского мезовыступа, на южном борту Бакчарской мезовпадины и в зоне их сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, для резервуара коры выветривания – южная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа. Высокая перспективность этих зон подтверждается установленной нефтегазоносностью.

Характеристика исходных данных. Исследования опираются на тектонические схемы и классификации структур палеозойского фундамента В. С. Суркова (1981) и юрского структурного яруса В. А. Конторовича (2002); петрологической основой является геологическая карта петротипов пород доюрского основания, разработанная В.С. Сурковым и В.И. Лотышевым (2007); данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО») и каталога литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин В. И. Волкова (2001); входными параметрами геотемпературной модели служат экспериментальные определения теплопроводности А. Д. Дучкова (2013), пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, и термограммы выстоявшихся скважин (ОГГ) из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»); палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита, представлены А. Н. Фоминым (ИНГГ СО РАН); для стратиграфической и геохронологической

привязки свит использована шкала геологического времени У. Харленда (1985); стратиграфия и геологическое строение палеозоя уточнялось по трудам Г. Д. Исаева (2009, 2010); данные по испытаниям глубоких скважин сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

Степень достоверности результатов

А. Достоверность результатов выполненного палеотемпературного моделирования в глубоких скважинах аргументируется получением оптимальной «невязки» при расчете значений плотности теплового потока.

Б. Полученные расчетные значения плотности теплового потока хорошо согласуются с экспериментальными значениями, полученными ранее (А. Д. Дучков и др., 2013).

В. Сопоставление и согласованность прогнозируемых перспективных районов на уровне 70 % для резервуара внутреннего палеозоя, на уровне 85 % – для резервуара коры выветривания.

Апробация результатов исследования. Результаты исследований многократно докладывались на Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск, 2017-2022 гг.), на 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов (Новосибирск, 2019 г.), на XXIV Уральской молодежной научной школе по геофизике (Пермь, 2023 г.). Основные положения диссертационной работы изложены в 22 публикациях, в том числе 8 статей в журналах перечня ВАК, из них 3 индексируемых в Scopus и Web of Sciences, 1 статья опубликована в международном журнале, индексируемом в Web of Sciences.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из 5 разделов, введения и заключения, общим объемом 171 страниц, 50 иллюстраций, 26 таблиц, 123 источника литературы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д.г.-м.н. Г. Лобовой за продуктивные совместные исследования и многочисленные консультации, доценту Югорского государственного университета Ю. В. Коржову, а также доценту Томского политехнического университета Е. Н. Осиповой, ассистенту Д. С. Крутенко за обсуждение работы. Автор благодарит главных научных сотрудников ИНГГ им. А. А. Трофимука СО РАН А. Д. Дучкова и А. Н. Фомина, руководителя Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО» О. С. Исаеву за

предоставление геолого-геофизической информации, советника НАН Украины В. И. Старостенко и председателя Совета по геотермии РАН М. Д. Хуторского за внимание к работе.

Отдельно автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность преподавателю и научному руководителю, д. г.-м. н. В. И. Исаеву, за помощь на всех этапах подготовки диссертации и неоценимый вклад в проделанную работу, за объективную оценку и комментарии, позволившие глубже понять значение данного диссертационного исследования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1 Состояние и перспективы сырьевой базы нефтегазового комплекса Томской области

Земли Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мегавпадины отличаются по структурно-фациальному районированию палеозойских отложений. Восточно-Пайдугинская территория находится в пределах Колпашевской и Вездеходной СФЗ, а Бакчарская – в пределах Нюрольской СФЗ. По региональной оценке теплового потока, диапазон плотности теплового потока Восточно-Пайдугинской территории составляет 50-70 мВт/м², а для Бакчарской территории – 50-90 мВт/м².

Бакчарская мезовпадина и структуры ее обрамления (рисунок 1) в основании осадочного чехла лежат на межгорном прогибе, где преимущественно развиты аспидная и глинисто-сланцевая геосинклинальные формации.

Территория *Восточно-Пайдугинской мегавпадины* в своем основании охватывает обширную территорию, включающую структуры позднегерцинской складчатости – Нарымско-Колпашевскую внутреннюю впадину, и салаирского диастрофизма – Ажарминский и Алипский прогибы, к которым приурочены терригенные и терригенно-карбонатные породы. Границы распространения карбонатных, доломитовых и эффузивно-карбонатных пород по В. С. Суркову и В.И. Лотышеву (2007) четко соотносятся с границами контуров салаирских и каледонских выступов-горстов западнее Алипского прогиба и на Улююльско-Среднечулымском выступе, а также в зонах распространения байкальских выступов-горстов на северо-востоке.

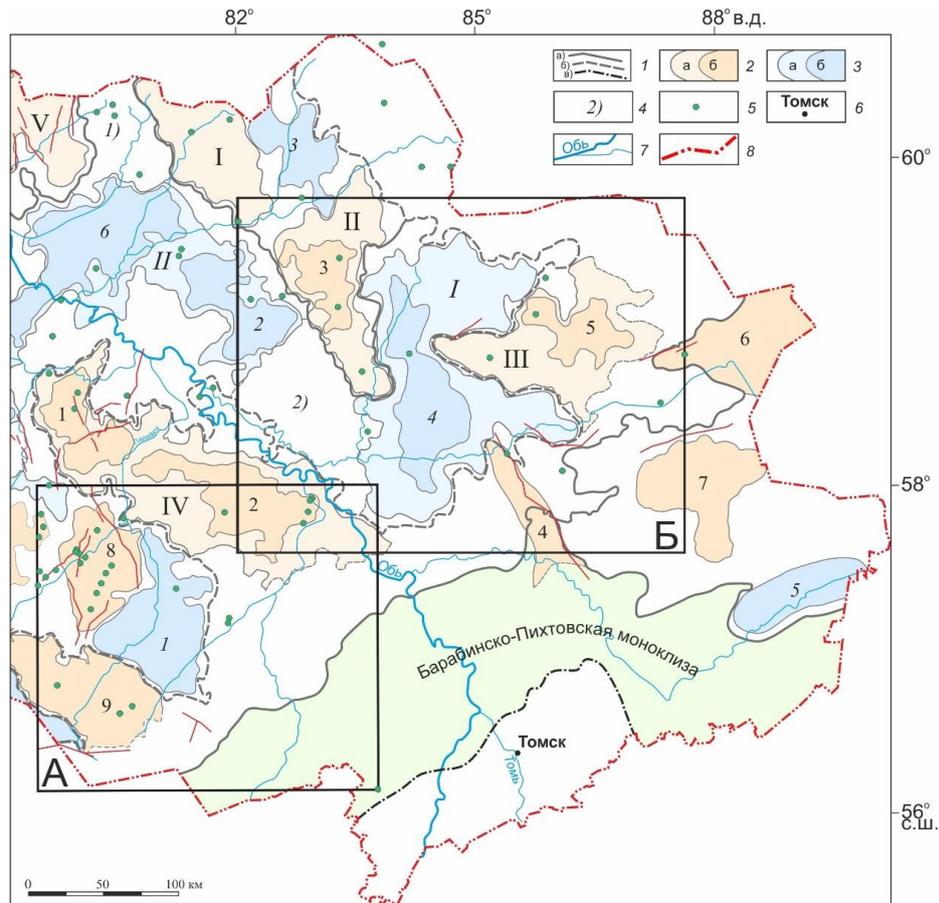


Рисунок 1 – Обзорная схема восточной части Томской области на тектонической основе В. А. Конторовича (2002): 1 – условная граница: надпорядковых структур (а), «переходной зоны» (б), внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (в); 2 – положительные структуры осадочного чехла с условным номером: I-го порядка (а): I – Пыль-Караминский мегавал; II – Пайдугинский мегавал, III – Владимирский мегавыступ, IV – Парабельский мегавыступ, V – Александровский свод; II-го порядка (б): 1 – Восточно-Чижапское поднятие, 2 – Колпашевский мезовал, 3 – Пайдугинско-Береговое мезоподняtie, 4 – Белоярский мезовыступ, 5 – Белоноговское мезоподняtie, 6 – Ярский мезовыступ, 7 – Степановское мезоподняtie, 8 – Горелоярское мезоподняtie, 9 – Калгачский мезовыступ; 3 – отрицательные структуры осадочного чехла с условным номером: I-го порядка (а): I – Восточно-Пайдугинская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина; II-го порядка (б): 1 – Бакчарская мезовпадина, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Косетский мезопрогиб, 4 – Варгатский мезопрогиб, 5 – Тегульдетский мезопрогиб, 6 – Неготский мезопрогиб; 4 – промежуточные структуры II-го порядка: 1) – Караминская мезоседловина, 2) – Зайкинская мезоседловина; 5 – скважина диссертационных исследований; 6 – населенный пункт; 7 – речная сеть; 8 – административная граница Томской области. Черными прямоугольниками показаны контуры территорий исследований: Бакчарской (А), Восточно-Пайдугинской (Б)

В разрезе северо-востока Томской области присутствуют нижнеюрские тогурские нефтематеринские отложения, вскрытые скважинами в пониженных формах рельефа, и имеющие высокий генерационный потенциал. Промышленная

нефтегазоносность доюрских отложений установлена на 4 месторождениях в пределах Бакчарского участка исследования.

Открытие непромышленных залежей нефти и общегеологические предпосылки дают основание отнести Бакчарскую и Восточно-Пайдугинскую территории исследования к категории перспективных на обнаружение углеводородов в доюрских отложениях.

Таким образом, территории Бакчарской мезовпадины, Восточно-Пайдугинской мезавпадины и структур их обрамления представляют интерес для проведения зонального районирования резервуаров доюрского основания с последующим ранжированием выделенных участков по степени перспективности.

2 Методика исследований

2.1 Палеотемпературное моделирование – картирование плотности теплового потока и очагов генерации нефти

В основу палеотемпературного моделирования принята математическая модель - одномерная начально-краевая задача для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса (Старостенко и др., 2006; Исаев и др., 2018).

Величина глубинного теплового потока q является результатом решения обратной задачи геотермии, которая решается в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания, начиная с юрского времени

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

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

В качестве входных параметров для геотемпературной модели используются пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений ОСВ. Далее, в результате решения ряда прямых задач при уже известном

тепловом потоке, определяются геотемпературы в нефтематеринской свите на ключевые моменты геологического времени.

2.2 Экспресс-оценка плотности генерации нефти

Экспресс-оценка плотности генерации нефти для зонального районирования осуществляется по результатам расчета *интегрального температурно-временного показателя* R по следующей формуле (Исаев и др., 2018):

$$R = k \cdot \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (≥ 95 °С); t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН; $k = 0,0 \div 1,0$ – весовой коэффициент, учитывающий мощность h материнской свиты (в нашем случае, тогурской) на участке моделируемой скважины. Расчет показателя R , кумулятивно учитывающий динамику геотемператур материнских отложений, позволяет достаточно просто определить пространственную (в геологическом разрезе) и временную (в геологическом времени) локализацию очагов генерации УВ.

2.3 Оценка аккумулирующего потенциала и районирование резервуара коры выветривания

При оценке петрографических разновидностей палеозойских пород с точки зрения качества возможного коллектора, образующегося в коре выветривания, их петротипы разделяются на три группы, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с «лучшими», «хорошими» и «плохими» ФЕС.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания первым по важности признаком принимается номер группы петротипов пород фундамента, вторым – плотность генерации тогурской нефти, и третьим – толщина коры выветривания.

2.4 Оценка аккумулирующего потенциала и районирование резервуара коренного палеозоя

Скопления УВ палеозойского НГК аккумулируются в пласте M_1 , который расположен в отложениях коренного палеозоя.

При оценке петрографических разновидностей палеозойских пород с точки зрения качества возможного коллектора (пласт M_1), их разделили на три группы, которые с высокой, средней и низкой вероятностью образуют коллекторы с «лучшими», «хорошими» и «плохими» ФЕС.

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в палеозойском резервуаре первым по важности признаком принят номер группы петротипов пород фундамента, а вторым – плотность генерации тогурской нефти.

Таким образом, методика диссертационных исследований позволяет решить поставленную задачу – изучить геотермический режим и катагенетическую зональность нефтематеринской тогурской свиты, выполнить оценку плотности генерации тогурской нефти и оценку ФЕС коллекторов резервуаров коренного палеозоя и коры выветривания

3 Карта плотности теплового потока северо-востока Томской области

Одним из основных *результатов диссертационного исследования* является детализированная карта теплового потока крупной зоны возможного нефтегазонакопления (порядка 100 тыс. кв. км) на юго-востоке Западной Сибири с сечением 2 мВт/м^2 и погрешностью расчетов теплового потока около $\pm 2,0 \text{ мВт/м}^2$.

3.1 Расчет плотности теплового потока и построение карты

Тепловой поток из основания осадочного чехла рассчитан решением обратной задачи геотермии в 66-ти скважинах. Практически во всех моделях «невязка» оптимальна, т. е. порядка ($\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$), при которых решение обратной задачи признается корректным (Старостенко, 1978).

На базе полученных результатов для северо-восточной части перспективной территории Томской области, методом интерполяции, впервые построена карта распределения плотности теплового потока с сечением изолиний 2 мВт/м^2 (рисунок 3), с перекрытием карты западной части Томской области, построенной Д. С. Крутенко (2021). При сопоставлении карт западного и восточного районов наблюдается хорошая согласованность в области перекрытия.

3.2 Анализ и выводы

При совместном анализе распределения плотности теплового потока и структурных элементов осадочного чехла прослеживается тенденция корреляции

структуры и повышения величины плотности теплового потока в пределах Усть-Тымской, Пайдугинской и Восточно-Пайдугинской впадин. Однако, отсутствует локализация Владимировского мегавыступа и Пыль-Караминского мегавала.

Достоверность построенной карты подтверждается согласованностью с экспериментальными определениями плотности теплового потока, отраженными на дискретной схеме А. Д. Дучкова (2013).

На карте проявляются аномальные особенности: ярко-выраженные зоны повышенных значений теплового потока (52-64 мВт/м²), зона с низкими значениями теплового потока (до 33-37 мВт/м²), а также градиентные зоны, окаймляющие крупные аномалии. Полученное распределение значений плотности теплового потока из кровли доюрского фундамента служит «каркасной основой» корректного палеотемпературного моделирования Бакчарского и Восточно-Пайдугинского районов исследования.

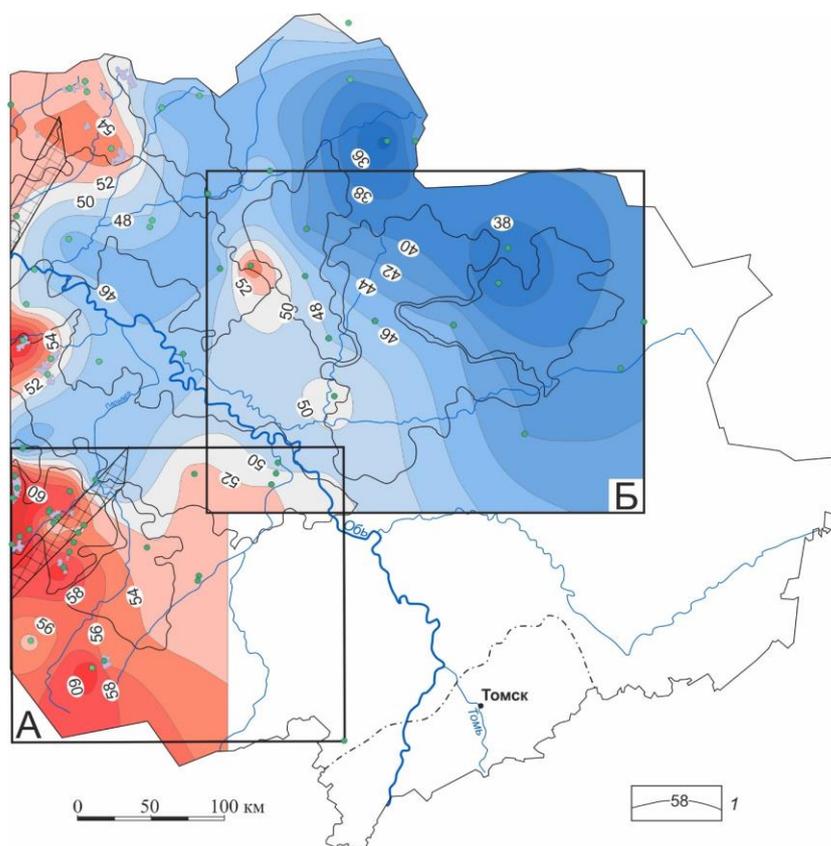


Рисунок 2 – Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области на тектонической основе В. А. Конторовича (2002): 1 – изолинии теплового потока на кровле фундамента, мВт/м². *Остальные условные те же что на рисунке 1*

В результате анализа карты распределения теплового потока, можно сказать, что восток Томской области, учитывая преимущественно невысокие (45-55 мВт/м²) и

низкие (менее 45 мВт/м²) значения теплового потока, вероятно, мало перспективен по осадочному чехлу. Однако, перспективы территории можно расширить путем комплексного исследования степени реализации генерационного потенциала нижнеюрских отложений, а также емкостных характеристик резервуаров коры выветривания и палеозоя.

Содержание раздела и сделанные выводы обосновывают 1-е защищаемое положение.

4 Тепловой поток, очаги генерации тогурской нефти и районирование доюрского комплекса Восточно-Пайдугинской впадины

4.1 Промысловая характеристика палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания

Петрографические разновидности пород верхнего горизонта палеозоя (рис. 3А) с точки зрения качества возможного коллектора разделены на три группы.

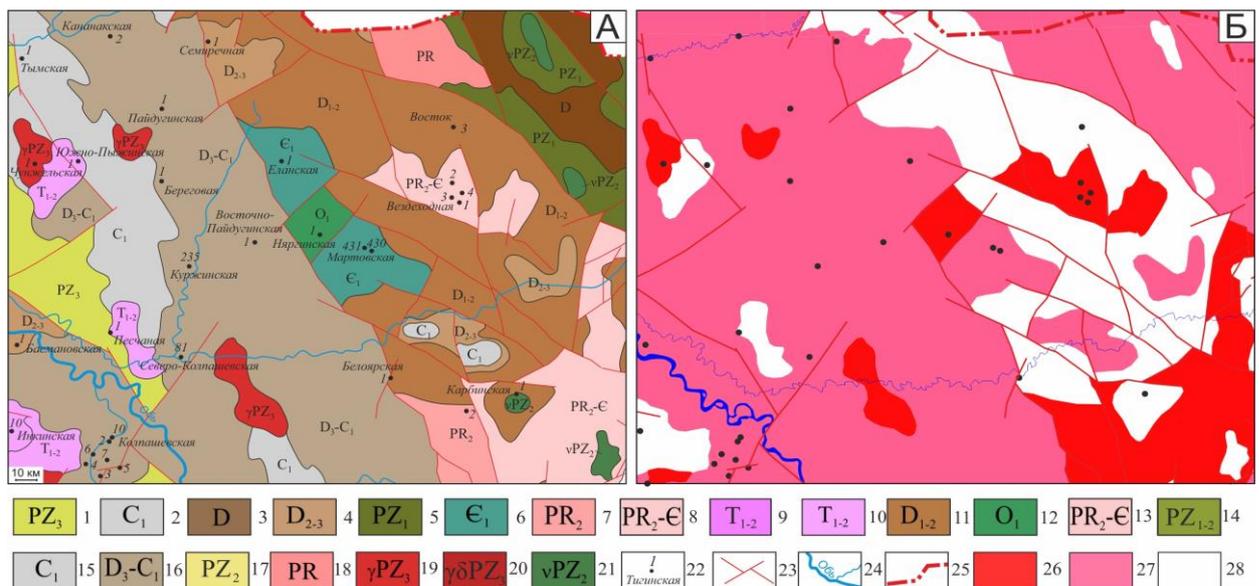


Рисунок 3 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина. А – фрагмент геологической карты доюрского основания с дополнениями: формации с указанием возраста формирования (1-21): 1-8 – осадочные (1-4 – терригенные, 5-6 – терригенно-карбонатные, 7 – карбонатная, 8 – доломитовая); 9-14 – эффузивно-осадочные (9-10 – базальтовая, 11 – андезитово-базальтовая, 12-14 – эффузивно-карбонатные); 15-18 – метаморфические (15-16 – аспидные, 17-18 – глинисто-кремнистые); 19-21 – магматические (19-20 – гранитоиды, 21 – базиты); 22 – скважина, вскрывшая палеозойские отложения, её номер, площадь бурения; 23 – разрывные нарушения; 24 – речная сеть; 25 – административная граница Томской области; Б – схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в верхних горизонтах палеозоя (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 26 - первая группа петротипов; 27 – вторая группа петротипов; 28 – третья группа петротипов

В первую группу входят петротипы пород фундамента, в которых с высокой вероятностью могут образовываться резервуары коллекторов с «лучшими» ФЕС. Это могут быть карбонатные отложения, представленные известняками, доломитами и другими породами среднего-позднего девона и раннего карбона. Ко второй группе пород фундамента, в которых могут образоваться коллекторы с «хорошими» ФЕС, относятся терригенно-карбонатные и метаморфические породы, представленные глинисто-кремнистыми или глинистыми породами, а также кремнистые сланцы контактово-измененные вблизи интрузий. Третья группа объединяет плотные глинистые разности и магматические породы основного состава, образующие «плохие» коллекторы.

На основе вышеописанного построена схема распределения областей весовых коэффициентов районирования (рисунок 3Б), петротипам групп пород присвоены весовые коэффициенты 0, 1 и 2 в порядке увеличения качества коллектора.

Пермо-триасовые отложения здесь широко распространены, что отражено на построенной карте по материалам 68-ми глубоких скважин.

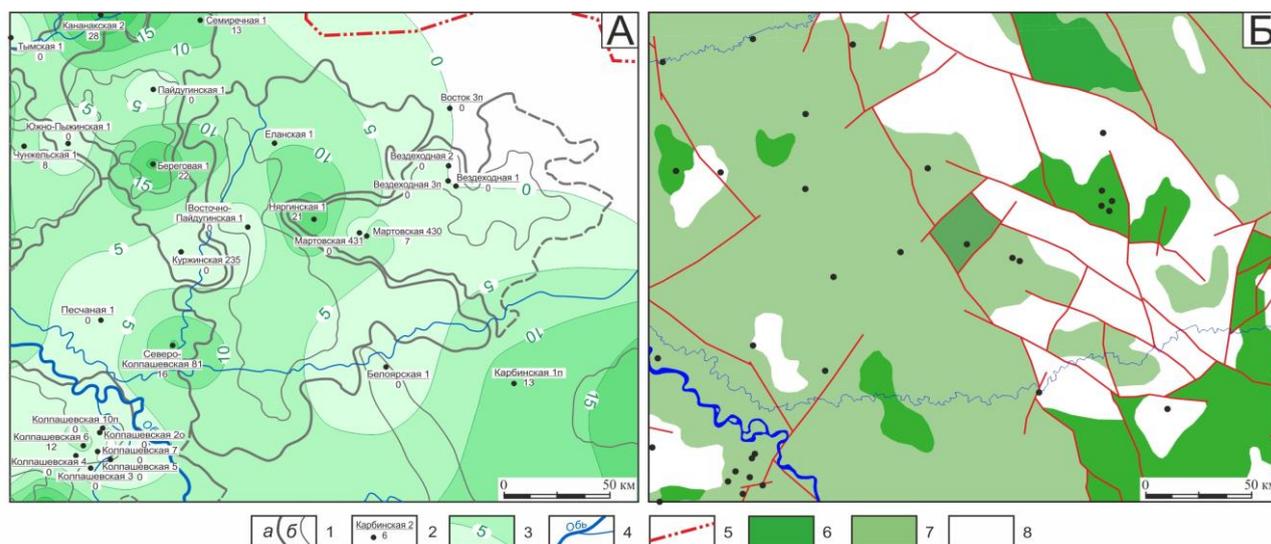


Рисунок 4 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина. А – схема изопахит коры выветривания: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – скважина (в числителе – площадь, номер; в знаменателе – мощность коры выветривания, м); 3 – изопахита, сечение 5 м; 4 – гидросеть; 5 – административная граница Томской области; Б – схема распределения групп петротипов палеозойского фундамента по потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (областей весовых коэффициентов 0, 1 и 2): 6 - первая группа петротипов; 7 – вторая группа петротипов; 8 – третья группа петротипов

По потенциалу формирования коллекторов в коре выветривания (рисунок 3Б) в первую группу входят – кремнисто-карбонатные, глинисто-кремнистые породы,

гранитоиды и их туфы различного возраста. *Вторая группа* объединяет породы аспидной и глинисто-сланцевой формаций фундамента, по которым образуются коры выветривания, не способствующие формированию «улучшенных коллекторов». К *третьей группе* относятся магматические породы основного состава палеозойского фундамента, по которым образуются коры выветривания с «плохими» емкостными свойствами.

4.2 Тепловой поток территории исследований и картирование плотности генерации тогурской нефти

В результате решения обратной задачи геотермии в 26-ти скважинах построена детализированная карта распределения плотности теплового потока сечением изолиний 2,0 мВт/м для мегавпадины и структур ее обрамления (рисунок 5А).

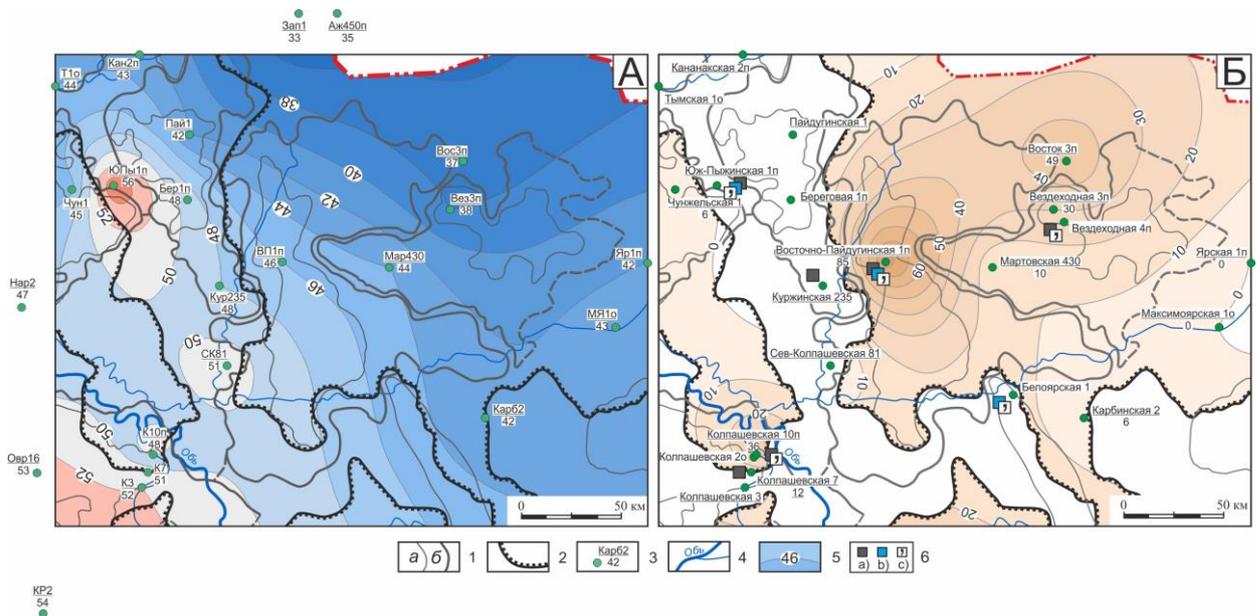


Рисунок 5 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина. А – схематическая карта распределения плотности теплового потока: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м²); 4 – речная сеть; 5 – изолиния плотности теплового потока; Б–схематическая карта изолиний распределения интегрального температурно-временного показателя R (о. ед.), характеризующего плотность генерации тогурской нефти: 6 – прямые признаки нефтегазоносности в скважинах за пределами месторождений в юрском и доюрском НГК: непромышленный приток нефти (а), газа (б); запах нефти в керне (с)

В результате решения прямых задач геотермии в моделях 26-ти глубоких скважин восстановлены палеотемпературы для уровня подошвы осадочного чехла, к которому приурочена тогурская свита, на 11-ть ключевых моментов геологического

времени, соответствующих завершению формирования каждой свиты, начиная с покурской.

Начало интенсивной генерации тогурской нефти относится к альб-сеноману (91,6 млн лет назад). В некрасовское время (24,0 млн лет назад) наблюдается максимальный пик подъема температур с максимумами порядка 120-145 °С, соответствующий практически полному завершению формирования всей мощности осадочного разреза и резкому спаду климатических температур на земной поверхности. Большая часть площади тогурской свиты находится в ГЗН, исключая восточную часть. Катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени. Путем интерполяции расчетных значений R построена схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти (рисунок 5Б).

4.3 Районирование палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания по плотности аккумуляции тогурской нефти

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в палеозойском резервуаре первым по важности признаком принят номер группы петротипов пород фундамента, вторым – плотность генерации тогурской нефти. По результатам картировочного комплексирования выделены 4 перспективные зоны (рисунок 6А).

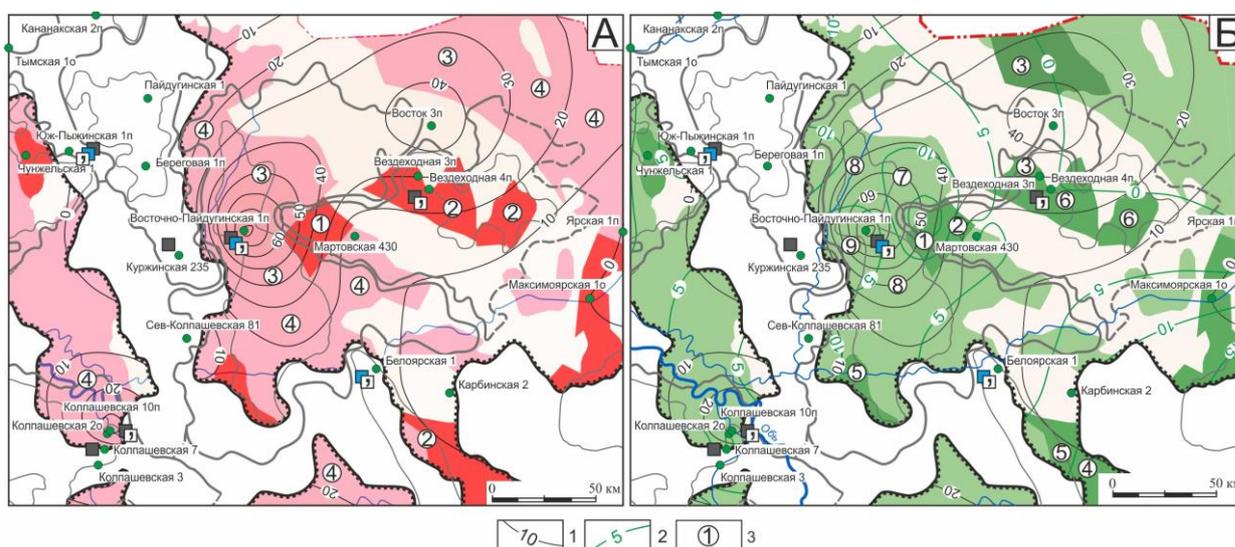


Рисунок 6 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина: А – районирование и ранжирование перспектив нефтегазоносности резервуара палеозоя, Б – районирование и ранжирование резервуара коры выветривания: 1 – изолиния значения плотности генерации тогурской нефти (о. ед.); 2 – изолиния толщины коры выветривания (м); 3 – перспективный участок, его номер в ранжировании. *Остальные условные те же, что на рисунках 4, 5, 6*

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания первым по важности признаком принят номер группы (весовой коэффициент) петротипов пород фундамента, вторым по важности признаком принята плотность генерации тогурской нефти и третьим (последним) по важности признаком принята толщина коры выветривания. По результатам картировочного комплексирования выделены 9 перспективных зон (рисунок 6Б).

4.4 Анализ и выводы

Построенная детализированная схема распределения плотности теплового потока кровли Колпашевской и Вездеходной СФЗ создали основу для последующих палеотемпературных реконструкций. Выявление катагенетических очагов генерации тогурской нефти соотносится с кузнецовским временем, максимальные значения палеотемператур (до 130-140 °С) достигается в талицкое время и в некрасовское время на Колпашевском мезовале, в Пыжинском и в Варгатском мезопрогибах. «Горячие» очаги (115 °С и более) идентифицируются в течении 31 млн лет (55-24 млн лет назад). С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров, картированы, ранжированы и рекомендованы к поискам зоны и участки максимальных и высоких перспектив палеозойского и резервуара коры выветривания.

Содержание раздела и сделанные выводы **обосновывают 2-е защищаемое положение.**

5 Тепловой поток, очаги генерации тогурской нефти и районирование доюрского комплекса Бакчарской впадины

5.1 Промысловая характеристика палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания

Породы верхнего горизонта палеозоя в пределах Бакчарской впадины имеют различные петрографические характеристики (рисунок 7А), и с точки зрения качества возможного коллектора подразделяются на три группы.

Доломиты и известняки средне-, позднедевонского и раннекарбонового возрастов, а также магматические породы пермь-каменноугольного возраста, как правило, имеют лучшие емкостные характеристики – эти породы отнесены к *первой*

группе. Глинистые и глинисто-кремнистые породы (включая сланцы) метаморфического происхождения, расположенные на контакте с интрузиями, отнесены к породам *второй группы* петротипов. *Третья группа* представлена породами, характеризующимися как неблагоприятные для формирования вторичных коллекторов, включает в себя магматические породы основного состава.

Отложения коры выветривания распространены частично, карта построена по материалам 45-ти глубоких скважин (рисунок 7Б).

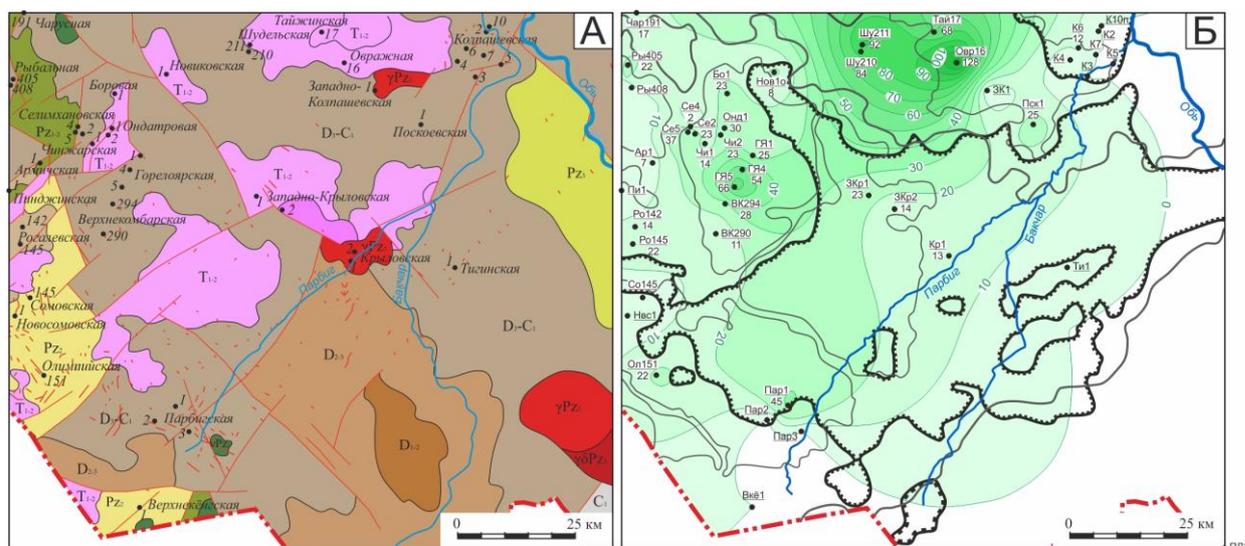


Рисунок 7 – Бакчарская мезовпадина. А – фрагмент геологической карты доюрского основания с дополнениями: формации с указанием возраста формирования. Б – схема изопакит коры выветривания. *Остальные условные те же, что на рисунках 4 и 5*

Петротипы пород доюрского основания (рисунок 7А) также разделены на три основные группы. *Первая группа* включает отложения коры выветривания, образованные по глинисто-кремнистым породам доюрского фундамента, с «лучшими» ФЕС. Ко *второй группе* петротипов фундамента, относятся породы аспидной и глинисто-сланцевой формаций, по которым образуются коры выветривания, не способствующие формированию «улучшенных» коллекторов. По основным магматическим горным породам и плотным глинистым породам, образуются коры выветривания *третьей группы* петротипов, которые характеризуются «плохими» фильтрационно-емкостными характеристиками.

Далее, для территории Бакчарской мезовпадины построены схемы областей весовых коэффициентов по потенциалу формирования коллекторов в верхнем горизонте палеозоя и в коре выветривания.

5.2 Тепловой поток территории исследований и картирование плотности генерации тогурской нефти

В результате решения обратной задачи геотермии по 30-ти скважинам была построена карта распределения плотности теплового потока сечением $2,0 \text{ мВт/м}^2$ для Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления (рисунок 8А).

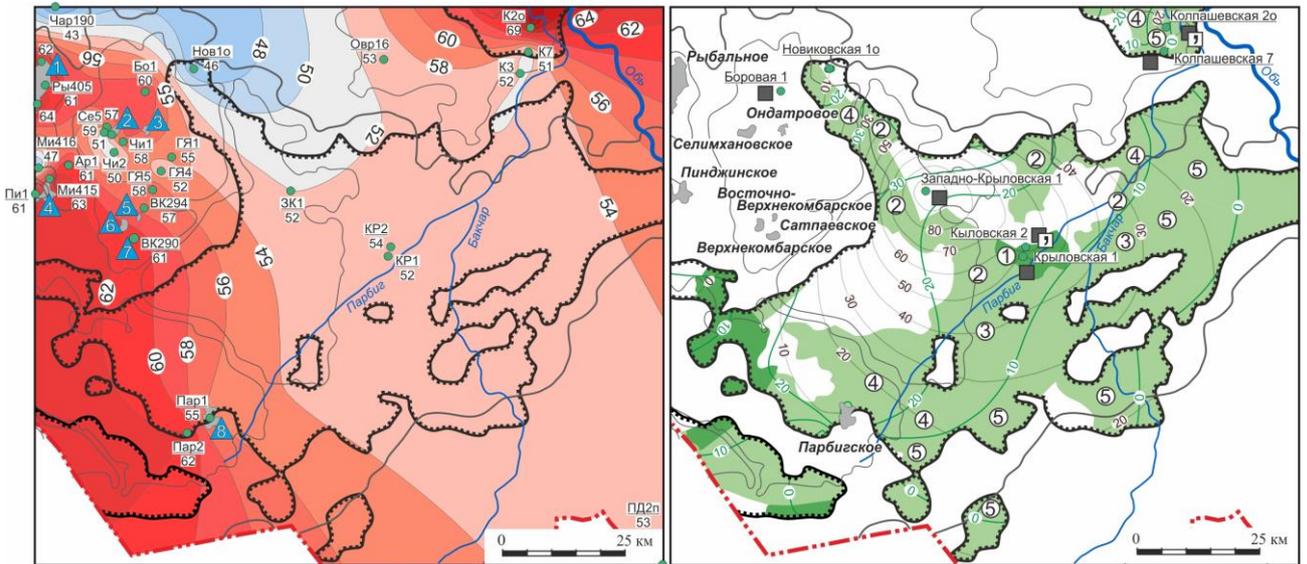


Рисунок 8 – Бакчарская мезовпадина. А – схематическая карта распределения плотности теплового потока. Б – районирование и ранжирование резервуара коры выветривания. *Остальные условные те же, что на рисунках 6 и 7*

Также, решены прямые задачи геотермии в моделях 30-ти глубоких скважин на 11-ть ключевых моментов геологического времени. Интенсивная генерация нефти в тогурской свите начинается 91,6 млн лет назад. Максимальный пик подъема температур наблюдается 24 млн лет назад, со значениями 120-145 °С. Практически вся площадь территории распространения тогурской свиты находится в ГЗН, кроме восточной ее части. На значительной части территории катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени.

5.3 Районирование палеозойского резервуара и резервуара коры выветривания по плотности аккумуляции тогурской нефти

При районировании территории Бакчарской впадины и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре коры выветривания выделены 5 перспективных зон (рисунок 8Б).

При районировании территории и ранжировании участков по плотности первичной аккумуляции нефти в резервуаре палеозоя выделены 3 перспективные зоны (рисунок 9).

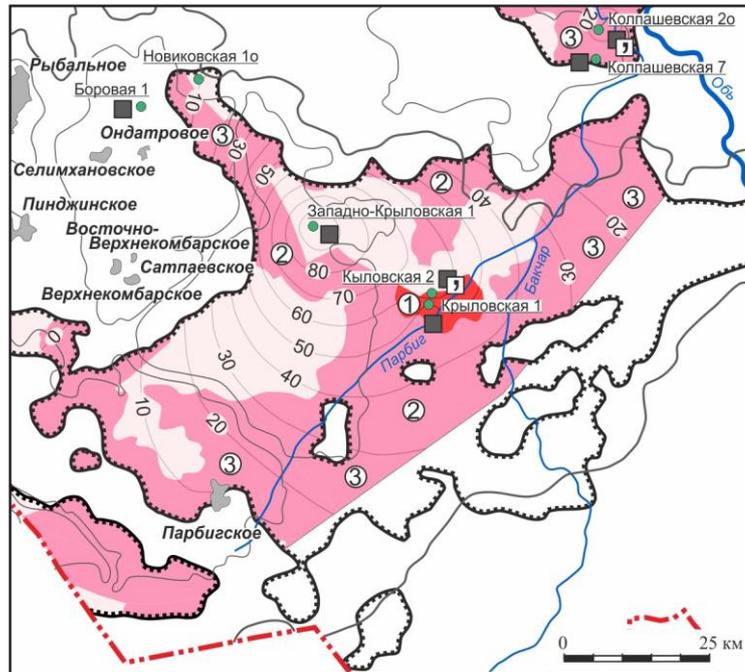


Рисунок 9 – Бакчарская мезовпадина. Районирование и ранжирование резервуара палеозоя. *Остальные условные те же, что на рисунке 7*

5.4 Анализ и выводы

«Горячие» очаги наблюдаются в течение последних 86 млн лет. С учетом прогноза плотности генерации тогурской нефти и качества коллекторов доюрских резервуаров, картированы, ранжированы и рекомендованы к поискам зоны и участки максимальных и высоких перспектив.

Содержание раздела и сделанные выводы **обосновывают 3-е защищаемое положение.**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученное распределение значений плотности теплового потока северо-восточной части Томской области служит «каркасной основой» корректного палеотемпературного моделирования районов исследования.

Перспективы Бакчарской и Восточно-Пайдугинской территорий исследования с учетом оценки степени реализации генерационного потенциала нижнеюрской тогурской свиты и емкостных характеристик резервуаров коры выветривания и внутреннего палеозоя значительно увеличиваются. Полученные результаты, обосновывают *первое защищаемое положение.*

Определены наиболее приоритетные участки поисков в **Восточно-Пайдугинской депрессии** – северо-восточный и юго-западный склоны Варгатского мезопрогиба, западный мыс Владимировского мегавыступа, область сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, а также юго-восточный и восточный склоны Белоярского мезовыступа, западная и восточная части Белоноговского мезоподнятия. Первоочередными для освоения **резервуара внутреннего палеозоя** выделены земли северо-восточного борта Варгатского мезопрогиба, северная часть области сочленения Восточно-Пайдугинской мегавпадины и Владимировского мегавыступа, а также северо-восточный склон Белоярского мезовыступа. Полученные результаты, обосновывают **второе защищаемое положение**.

В контуре **Бакчарской территории исследования** установлено, что первоочередными для **резервуара коры выветривания** являются северо-западный и юго-восточный борты Бакчарской мезовпадины и зона ее сочленения с Парабельским мегавыступом. Первоочередными для **резервуара внутреннего палеозоя** выделены земли северо-западного и юго-восточного бортов Бакчарской мезовпадины, зона её сочленения с Барабинско-Пихтовской моноклизой, простирающаяся от восточного борта Бакчарской мезовпадины в восточном направлении, и северная часть зоны сочленения Бакчарской мезовпадины и Парабельского мегавыступа. Полученные результаты, обосновывают **третье защищаемое положение**.

В работе решена задача диссертационных исследований – на основе палеотемпературного моделирования и анализа петротипов пород палеозойского основания, изучен геотермический режим и катагенетическая зональность нефтематеринской тогурской свиты, осуществлена авторская оценка плотности генерации тогурской нефти и аккумулирующего потенциала резервуаров коры выветривания и палеозоя территорий Восточно-Пайдугинской и Бакчарской впадин, выполнено ранжирование площадей по перспективности и даны авторские рекомендации по первоочередности поисков для расширения ресурсной базы углеводородов на востоке Томской области (Западная Сибирь).

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях перечня ВАК, индексируемые Scopus и Web of Sciences

1. Лобова, Г. А. Тепловой поток и нефтегазоносность северо-восточной части Томской области / Г.А. Лобова, А. С. Меренкова, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 114–123.

2. Исаев, В. И. Районирование плотности аккумуляции нефти доюрских резервуаров Восточно-Пайдугинской впадины (с использованием расчетных термодинамических параметров материнской тогурской свиты) / В. И. Исаев, Г. Лобова, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова, О. С. Исаева, Ю. В. Коржов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022а. – Т. 333. – № 10. – С. 7–21.

3. Исаев, В. И. Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области / В. И. Исаев, Г. Лобова, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова, С. Г. Кузьменков, А. Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – №4. – С. 37–52.

Публикации в зарубежном журнале, индексируемом в Web of Sciences

4. 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. 14–26.

Публикации в изданиях перечня ВАК

5. Меренкова, А. С. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Восточно-Пайдугинской мезовпадины (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] / А. С. Меренкова, В. И. Исаев, Г. Лобова, Е. Н. Осипова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 3. – С. 1–39. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/69e/24_2022.pdf.

6. Исаев, В. И. Тепловой поток, очаги генерации нефти и районирование доюрского комплекса Бакчарской мезовпадины и ее обрамления (юго-восток Западной Сибири) / В. И. Исаев, Г. Лобова, А. С. Меренкова, Е. Н. Осипова // Разведка и охрана недр. – 2021. – № 1. – С. 27–40.

7. Меренкова, А.С. Прогноз нефтегазоносности доюрских резервуаров Бакчарской мезовпадины с использованием данных геотермии (Томская область) [Электронный ресурс] / А. С. Меренкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 3. – Режим доступа: https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2021.