

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](http://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'.

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 мезопрогиба (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/м<sup>2</sup>). На карте проявляются ярко-выраженные зоны повышенных значений теплового потока (до 64 мВт/м<sup>2</sup>), зона с низкими значениями теплового потока (до 33 мВт/м<sup>2</sup>), 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/м<sup>2</sup>, а для Бакчарской территории – 50-90 мВт/м<sup>2</sup>.

*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.



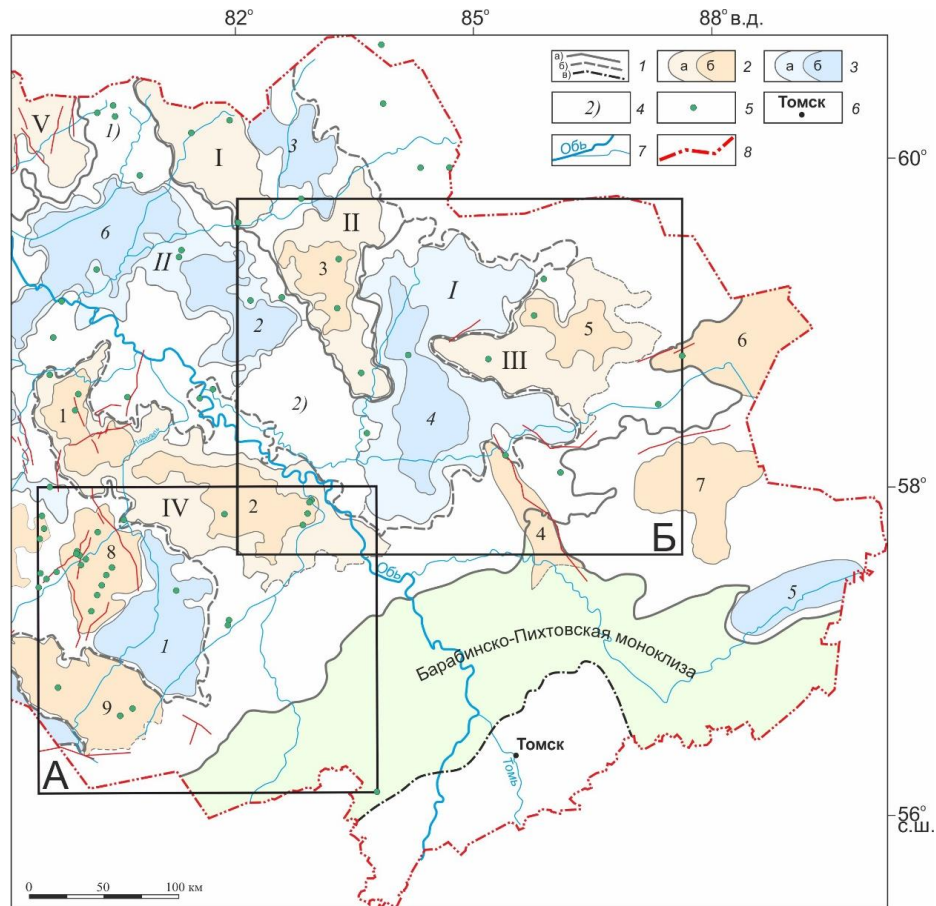


Рисунок 1 – Обзорная схема восточной части Томской области на тектонической основе В. А. Конторовича (2002): 1 – условная граница: надпорядковых структур (а), «переходной зоны» (б), внешнего пояса Западно-Сибирской плиты (в); 2 – положительные структуры осадочного чехла с условным номером: I-го порядка (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 мезоподнятие, 4 – Белоярский мезовыступ, 5 – Белоноговское мезоподнятие, 6 – Ярский мезовыступ, 7 – Степановское мезоподнятие, 8 – Горелоярское мезоподнятие, 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 ( $\geq 95$  °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<sup>2</sup> и погрешностью расчетов теплового потока около  $\pm 2,0$  мВт/м<sup>2</sup>.

#### ***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 ( $\pm 2$  °С), 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<sup>2</sup> (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/м<sup>2</sup>), зона с низкими значениями теплового потока (до 33-37 мВт/м<sup>2</sup>), 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.

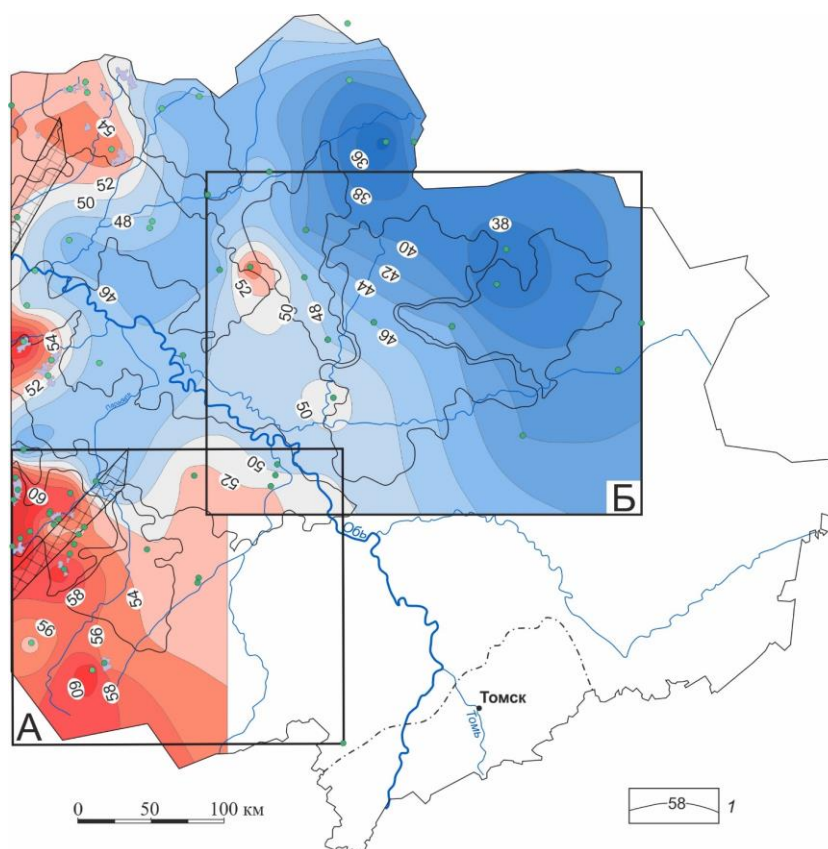


Рисунок 2 – Карта распределения плотности теплового потока восточной части Томской области на тектонической основе В. А. Конторовича (2002): 1 – изолинии теплового потока на кровле фундамента, мВт/м<sup>2</sup>. *Остальные условные те же что на рисунке 1*

В результате анализа карты распределения теплового потока, можно сказать, что восток Томской области, учитывая преимущественно невысокие (45-55 мВт/м<sup>2</sup>) и

низкие (менее 45 мВт/м<sup>2</sup>) 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.

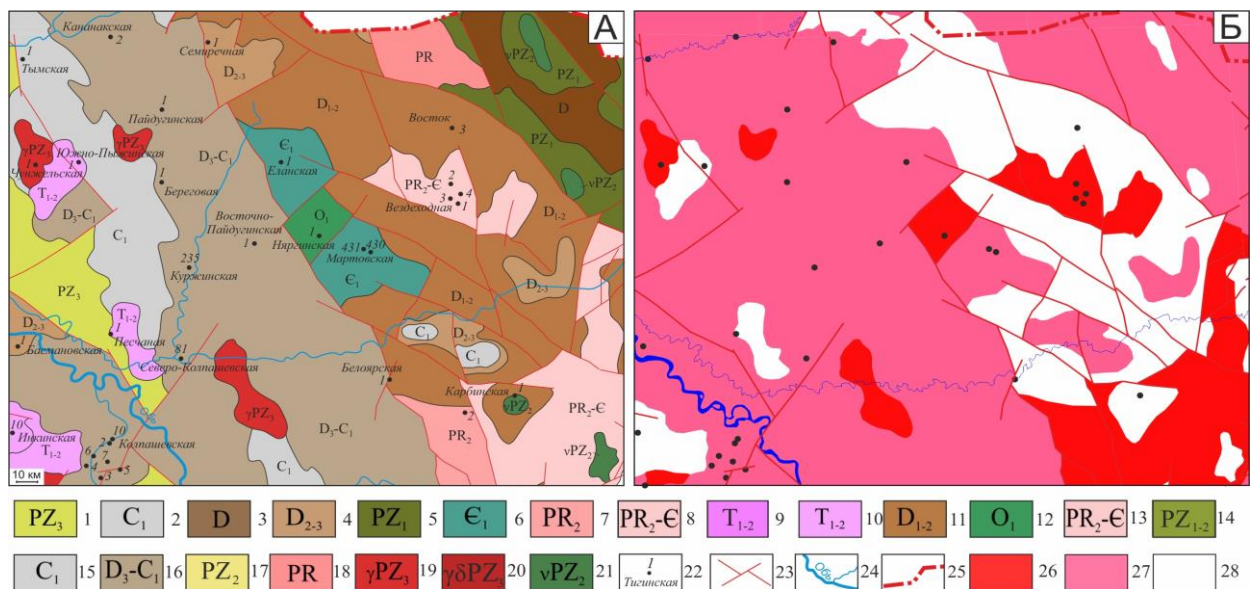


Рисунок 3 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина. А – фрагмент геологической карты доюрского основания с дополнениями: формации с указанием возраста формирования (1-21): 1-8 – осадочные (1-4 – терригенные, 5-6 – терригенно-карбонатные, 7 – карбонатная, 8 – доломитовая); 9-14 – эффузивно-осадочные (9-10 – 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.

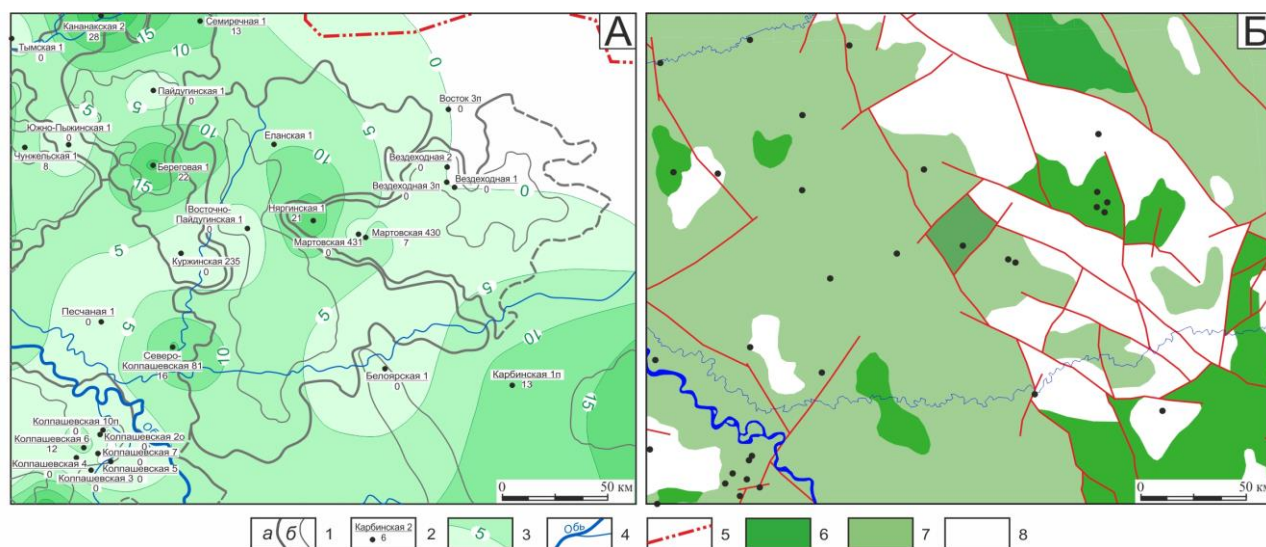


Рисунок 4 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина. А – схема изопахит коры выветривания: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – скважина (в числителе – площадь, номер; в знаменателе – мощность коры выветривания, м); 3 – изопахита, сечение 5 м; 4 – гидросеть; 5 – административная 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).

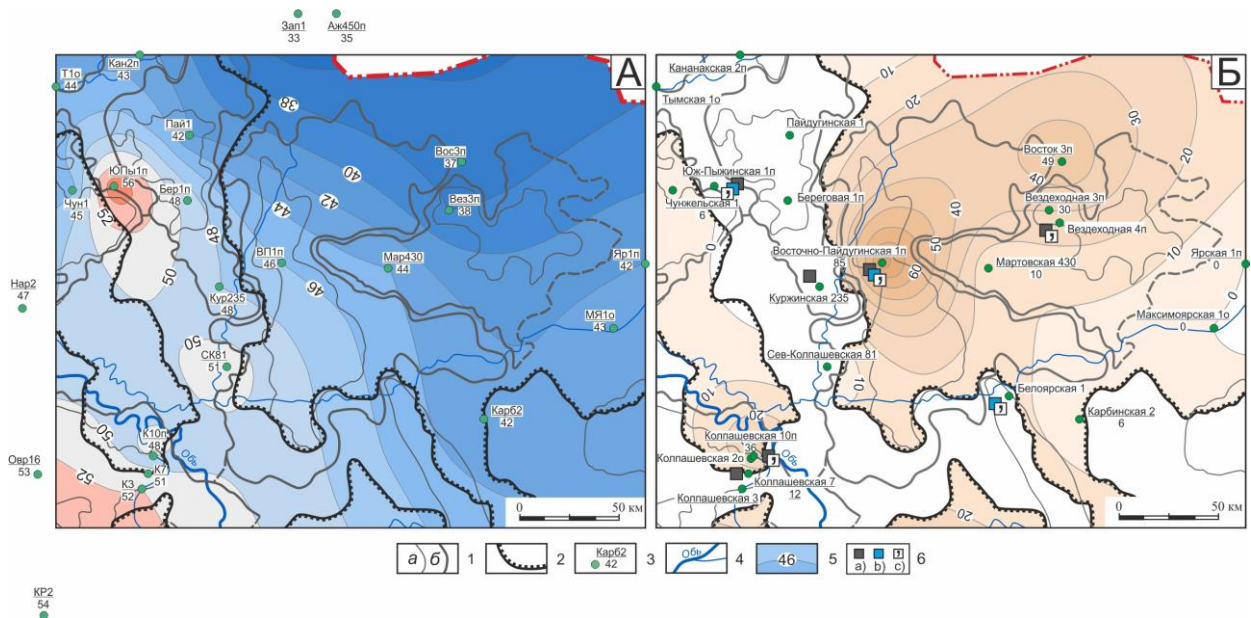


Рисунок 5 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина. А – схематическая карта распределения плотности теплового потока: 1 – границы тектонических структур I-го (а) и II-го (б) порядка; 2 – граница распространения тогурской свиты; 3 – скважина палеотемпературного моделирования (в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>); 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).

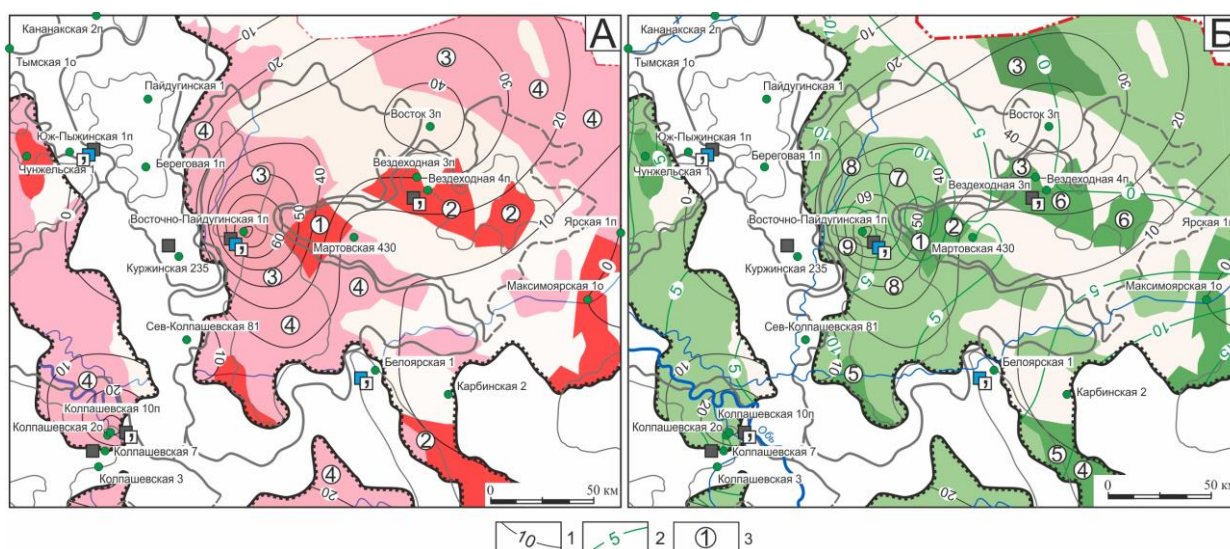


Рисунок 6 – Восточно-Пайдугинская мегавпадина: А – районирование и ранжирование перспектив нефтегазоносности резервуара палеозоя, Б – районирование и ранжирование резервуара коры выветривания: 1 – изолиния значения плотности генерации тогурской нефти (о. ед.); 2 – изолиния толщины коры выветривания (м); 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).

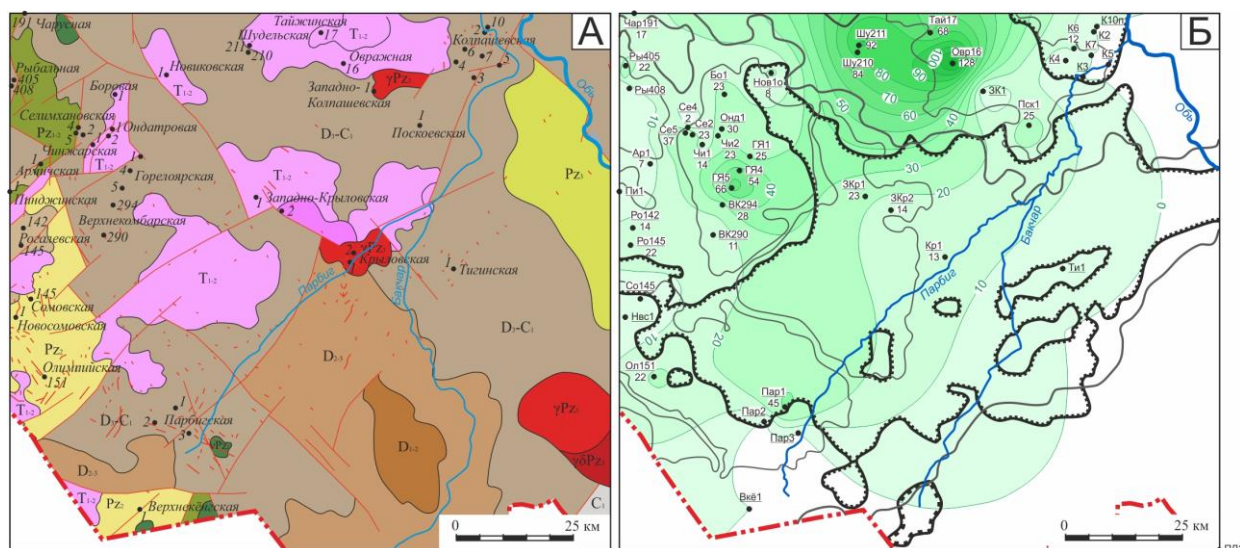


Рисунок 7 – Бакчарская мезовпадина. А – фрагмент геологической карты доюрского основания с дополнениями: формации с указанием возраста формирования. Б – схема изопакит коры выветривания. *Остальные условные те же, что на рисунках 4 и 5*

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).

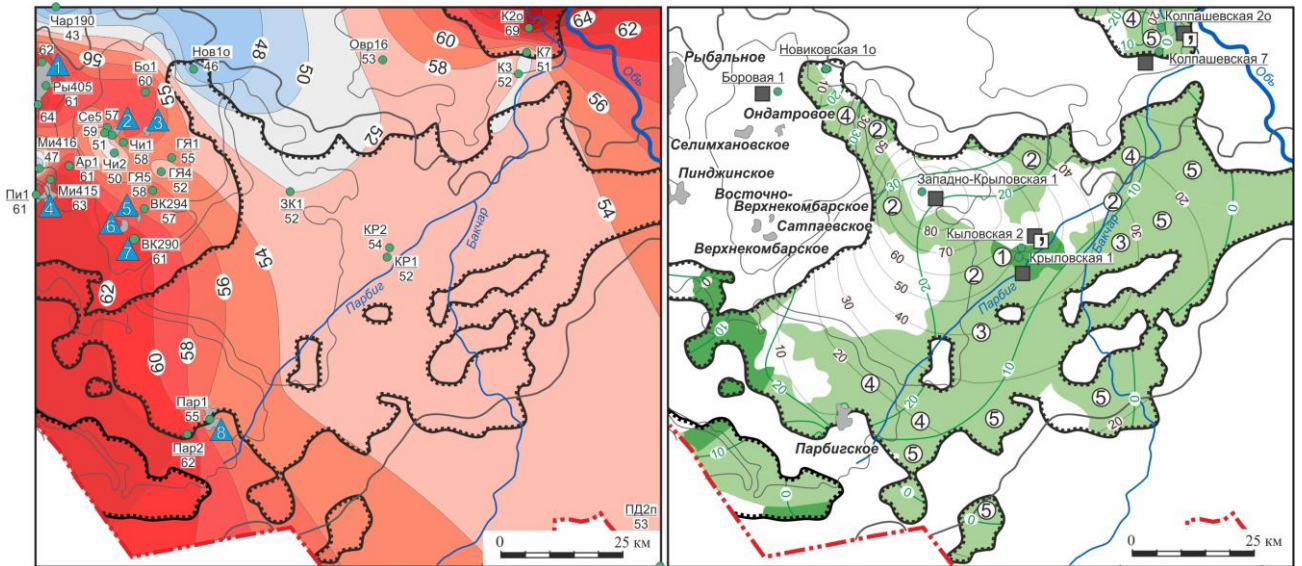


Рисунок 8 – Бакчарская мезовпадина. А – схематическая карта распределения плотности теплового потока. Б – районирование и ранжирование резервуара коры выветривания. *Остальные условные те же, что на рисунках 6 и 7*

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).

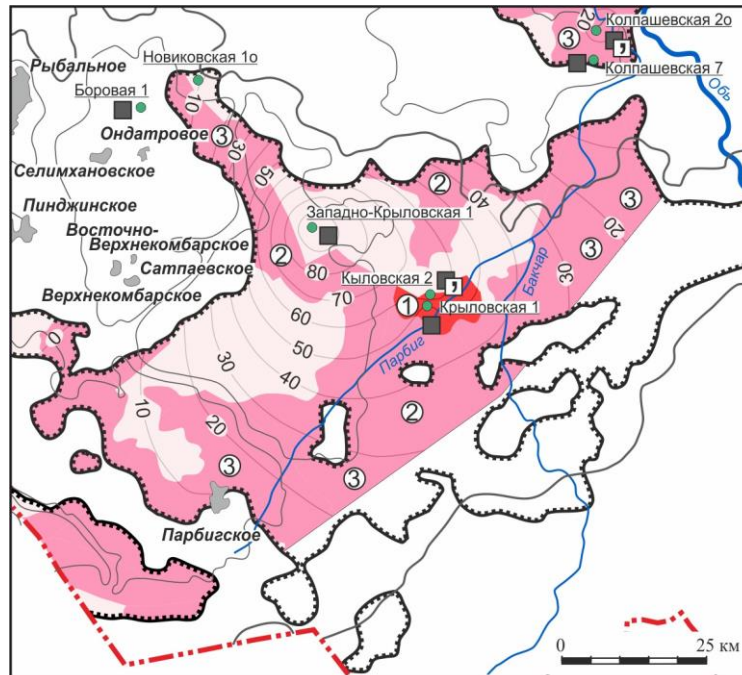


Рисунок 9 – Бакчарская мезовпадина. Районирование и ранжирование резервуара палеозоя. *Остальные условные те же, что на рисунке 7*

#### 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](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](https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2021).