

ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ



На правах рукописи

Прохорова Полина Николаевна

**ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА
ОТЛОЖЕНИЙ БУРЕЙНСКОГО И СРЕДНЕАМУРСКОГО
БАССЕЙНОВ НА ОСНОВЕ ГЕОТЕМПЕРАТУРНОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

1.6.9 – Геофизика

Томск
2024

Диссертация выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки «Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина» Дальневосточного отделения Российской Академии наук (г. Хабаровск)

Научный руководитель:

Исаев Валерий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

Развозжаева Елена Петровна

кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник лаборатории
тектоники осадочных бассейнов, Институт
тектоники и геофизики ДВО РАН

Официальные оппоненты:

Галушкин Юрий Иванович

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

Фомин Александр Николаевич

доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки «Институт нефтегазовой
геологии и геофизики им. А.А. Трофимука»
Сибирского отделения Российской Академии наук,
главный научный сотрудник лаборатории
геохимии нефти и газа (г. Новосибирск)

Защита состоится «17» сентября 2024 г. в 14-00 часов на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.27 Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.



С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета и на сайте dis.tpu.ru при помощи QR-кода.

Автореферат разослан « » июля 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

кандидат геолого-минералогических наук

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Осипова'.

Осипова Елизавета Николаевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Проблема освоения углеводородного потенциала территорий Дальнего Востока является важным фактором реализации стратегических инициатив Российской Федерации в сфере развития топливно-энергетического комплекса. Энергетической стратегией Российской Федерации в качестве одной из приоритетных задач развития нефтегазового комплекса страны на период до 2035 г. рассматривается формирование новых центров добычи нефти и газа на Дальнем Востоке, что позволило бы удовлетворить не только внутренние нужды, но и диверсифицировать экспортные поставки российских углеводородов (УВ), направив их в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Одними из перспективных территорий континентальной части Дальнего Востока для проведения прогнозно-поисковых исследований являются Буреинский и Среднеамурский осадочные бассейны. В пределах наиболее перспективных грабен Среднеамурского и Буреинского осадочных бассейнов проведены в небольшом объёме сейсморазведочные работы, пробурены единичные глубокие скважины, проведены геохимические исследования керн. В 1991 г. в Кындальском грабене Буреинского бассейна была установлена промышленная газоносность песчаных пластов кындальской свиты и открыто Адниканское месторождение газа. Однако полученной на современном уровне информации для выделения нефтегазопроизводящих свит, оценки их катагенетической зрелости и генерационного потенциала крайне мало.

Геотемпературное (бассейновое) моделирование позволяет построить одномерную (дву- и трёхмерную) модель бассейна вперёд сквозь геологическое время, начиная с седиментации самого древнего слоя, пока не будет отложена вся последовательность слоев и достигнуто состояние осадочного чехла на сегодняшний день. Сразу несколько геологических процессов рассчитываются и обновляются на каждом временном шаге, наиболее важными из которых являются осаждение, уплотнение, расчёт палеотемператур, генерация углеводородов.

Степень разработанности темы. В Дальневосточном регионе бассейновое моделирование применялось при изучении осадочных бассейнов Сахалина, Татарского пролива, Охотоморья. Изученность бассейнов континентальной части Дальнего Востока крайне низка. Поэтому на сегодняшний день представляется актуальным дальнейшее

изучение нефтегазоносности материнских пород наиболее изученных грабенов Буреинского и Среднеамурского бассейнов с оценкой их генерационного потенциала на основе современной технологии моделирования осадочных бассейнов.

Цель диссертационной работы – оценить нефтегазогенерационный потенциал отложений Кындальского грабена Буреинского осадочного бассейна и Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна методом геотемпературного моделирования.

Для достижения цели исследования поставлены и решены следующие **задачи**: 1) сбор, систематизация и анализ геолого-геофизической и геохимической информации по изученности грабенов Буреинского и Среднеамурского осадочных бассейнов, а также аналогичных структур на территории Китая; 2) проведение сравнительного анализа численных алгоритмов двух программ бассейнового моделирования (TeploDialog и PetroMod); 3) моделирование тектонической и термической истории объектов исследования в одномерном и двумерном форматах; 4) выявление очагов нефтегазогенерации в пределах грабеновых структур Буреинского и Среднеамурского осадочных бассейнов.

Научная новизна работы

А. Для перспективных грабеновых структур Буреинского и Среднеамурского бассейнов рассчитаны значения плотности теплового потока – ключевого геодинамического параметра процессов нефтидогенеза.

Б. Впервые построены одномерные модели термической эволюции юрско-меловых отложений Кындальского грабена с помощью двух программ численного моделирования – зарубежного PetroMod и отечественного TeploDialog.

В. Построены одно- и двумерные геотемпературные модели мелового и кайнозойского комплексов Переяславского грабена Среднеамурского бассейна.

Теоретическая и практическая значимость

Геотемпературное моделирование отложений осадочного чехла в пределах Кындальского и Переяславского грабеновых структур позволило спрогнозировать очаги генерации нефти и газа на этапе изучения углеводородного потенциала Буреинского и Среднеамурского бассейнов. Прогноз термических условий формирования углеводородов может быть использован при проектировании региональных работ на

нефть и газ, в том числе при проектировании параметрических скважин и региональных сейсморазведочных работ.

Методология и методы исследования. Исследования опираются на метод бассейнового моделирования, историко-геологический анализ, на методологию осадочно-миграционной теории нафтидогенеза. Ключевым исследуемым геодинамическим параметром является глубинный тепловой поток, определяющий термическую историю потенциально нефтегазоматеринских отложений осадочного бассейна.

Положения, выносимые на защиту

Первое положение. Рассчитанная плотность глубинного теплового потока (45-49 мВт/м²) способна формировать в юрско-меловых отложениях Кындальского грабена очаги генерации газа и нефти, начиная с баррема (126 млн лет назад). При этом наибольшая интенсивность нефтегенерации прогнозируется для талындинского и ургальского очагов, а газогенерации - для чемчукинского очага.

Второе положение. Рассчитанная плотность глубинного теплового потока (44-57 мВт/м²) способна формировать в нижнемеловых отложениях Переяславского грабена очаги генерации углеводородов. При этом выделяется два периода газогенерации: с альба до начала эоцена и с конца олигоцена по настоящее время.

Третье положение. Генерация углеводородов в кайнозойских отложениях Переяславского грабена началась в позднем олигоцене-раннем миоцене и продолжается в настоящее время. При этом в северо-восточной части Переяславского грабена генерация нефти и газа приурочена к чернореченской и бирофельдской свитам. В юго-западной части грабена прогнозируется генерация газа для чернореченского очага.

Характеристика исходных данных

Исследования опираются на структурно-тектонические схемы Среднеамурского (Кузнецов В.Е., Уралов В.И., 1996 г) и Буреинского (Морозов Ю.Г., 1972, Войкова С.И., 1991 г.) осадочных бассейнов; Государственная геологическая карта РФ 1:1000 000 (третье поколение) Лист М-53 (2009 г.); интерпретированные сейсмические разрезы Кындальского и Переяславского грабенов по материалам (Развозжаева Е.П., 2014, 2018). Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы ФБУ «ТФГИ по Дальневосточному федеральному округу»). Входными параметрами геотемпературной модели служат пластовые

температуры, полученные при испытаниях скважин (материалы ФБУ «ТФГИ по Дальневосточному федеральному округу»), термограммы выстоявшихся скважин (Горнов, и др. 2009), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (по материалам Поляковой И.Д., Рязановой Т.А. и Соболевой Е.И., 1990, 1996). Для стратиграфической и геохронологической привязки свит использована Общая стратиграфическая (геохронологическая) шкала фанерозоя и докембрия (Приложение 1 к Стратиграфическому кодексу России, 2019 г.). Данные по испытаниям глубоких скважин сведены из первичных «дел скважин» (материалы ФБУ «ТФГИ по Дальневосточному федеральному округу»).

Личный вклад

В рамках проведённых исследований автором изучены алгоритмы программ бассейнового моделирования отечественных (TeploDialog) и зарубежных (PetroMod) разработчиков, проведён сопоставительный анализ, выявлены элементы сходства и различия. Собраны и проанализированы имеющиеся геолого-геофизические и геохимические данные по грабенам Буреинского и Среднеамурского осадочных бассейнов, а также аналогичным структурам на территории Китая. С помощью двух программных пакетов бассейнового моделирования (TeploDialog и PetroMod) рассчитаны модели для наиболее изученных объектов двух бассейнов континентальной части Дальнего Востока: истории тектонического развития, скорости осадконакопления, одномерные и двумерные геотемпературные пространственно-временные модели. Проведён анализ полученных моделей с оценкой нефтегазогенерационного потенциала отложений Буреинского (Кындальский грабен) и Саныцзян-Среднеамурского (грабены Переяславский и Нунцзян) осадочных бассейнов.

Степень достоверности и апробация результатов исследования

Достоверность результатов выполненного геотемпературного моделирования в глубоких скважинах аргументируется получением оптимальной «невязки» при расчёте значений плотности теплового потока. Полученные значения плотности теплового потока согласуются с экспериментальными значениями, полученными в пределах объектов исследований ранее (Горнов П.Ю. и др., 2018).

Основные положения и результаты прошли апробацию в докладах и обсуждениях на международных и российских конференциях: Всероссийской научно-практической конференции (Якутск, 2014), Международных симпозиумах имени академика М.А. Усова

студентов и молодых ученых (Томск, 2018, 2019), Всероссийской конференции с международным участием (Хабаровск, 2021), Всероссийской научной конференции с международным участием «Современные проблемы регионального развития» (Биробиджан, 2022).

Основные положения диссертационной работы изложены в 14 публикациях диссертанта, в том числе 5 статей в журналах, входящих в Перечень ВАК Минобрнауки России, индексируемых в Scopus и Web of Sciences.

Результаты исследований были использованы в отчётах ФГБУН ИТиГ ДВО РАН.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и содержит 108 страниц текста, 27 рисунков и 17 таблиц. Список литературы включает 116 источников.

Благодарности

Диссертация выполнена в ФГБУН ИТиГ ДВО РАН при всестороннем содействии заведующей лабораторией тектоники осадочных бассейнов кандидата геолого-минералогических наук Развозжаевой Елены Петровны. Автор глубоко признателен главному научному сотруднику лаборатории тектоники осадочных бассейнов ИТиГ ДВО РАН доктору геолого-минералогических наук Кирилловой Галине Леонтьевне, предложившей направление исследований, а также за постоянную помощь и поддержку при подготовке диссертационной работы.

Посвящаю диссертацию памяти своего руководителя основателя Томской исследовательской школы геотермии доктора геолого-минералогических наук Исаева Валерия Ивановича.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В главе «**Общие сведения об объектах исследования**» кратко рассматривается тектоника территории исследований, приводятся данные о стратиграфии и вещественном составе отложений, а также даётся краткая история геолого-геофизической и геотермической изученности.

Буреинский бассейн располагается между Буреинским массивом и северо-западной окраиной Сихотэ-Алиньской складчатой системы (рисунок 1) и имеет довольно простое геологическое строение. С севера бассейн перекрывается вулкано-

плутоническими образованиями Огоджинского ареала, с юго-востока – Баджальского ареала. Южная граница в современном срезе довольно четкая по южному ограничению Тырминской впадины.

Буреинский краевой прогиб на современном эрозионном срезе представлен группой разобщенных разноразмерных впадин: Буреинской (включающей Верхнебуреинскую, Кындалскую, Гуджикскую и Тырминскую), Бирской, Сивакской, а также отдельными небольшими обособленными выходами верхнетриасовых (норийских) и юрских отложений. В современной структуре длина его составляет около 380 км при максимальной ширине до 100 км.

В осадочном чехле Буреинского бассейна выделяются нижняя моласса, представленная верхнетриасово-юрскими морскими осадками и верхняя моласса, сложенная среднеюрско-меловыми континентальными угленосными отложениями (Забродин В.Ю., 2011).

Среднеамурский осадочный бассейн располагается на стыке Цзямусы-Ханкайско-Буреинского (ЦХБ) террейна (микроконтинента, композитного массива) с его окраинными палеозойскими и мезозойскими прогибами и Сихотэ-Алиньского орогенного пояса (САОП), которые относятся к структурным элементам первого порядка (рисунок 2).

Среднеамурский осадочный бассейн является частью Уссури-Охотской зоны рифтогенеза, которая в свою очередь входит в состав Восточно-Азиатского грабенового (рифтогенного) пояса, и в современном виде представляет собой систему грабенов и горстов, характерную для областей рифтогенеза (Среднеамурский осадочный бассейн..., 2009).

Изучение результатов работ, выполненных с конца 50-х гг. XX века по 2023 г. свидетельствует о крайне низкой с точки зрения поисков месторождений нефти и газа изученности Буреинского и Среднеамурского бассейнов. Тем не менее, наличие многочисленных нефте- и газопроявлений в пределах бассейнов, а также открытие Адниканского месторождения газа в пределах Кындальского грабена ББ, свидетельствует о том, что нефтегазопроизводящие породы в бассейнах есть.

Поэтому остаётся актуальным дальнейшее изучение нефтегазоносности материнских пород Кындальского и Переяславского грабенов с оценкой их генерационного потенциала.

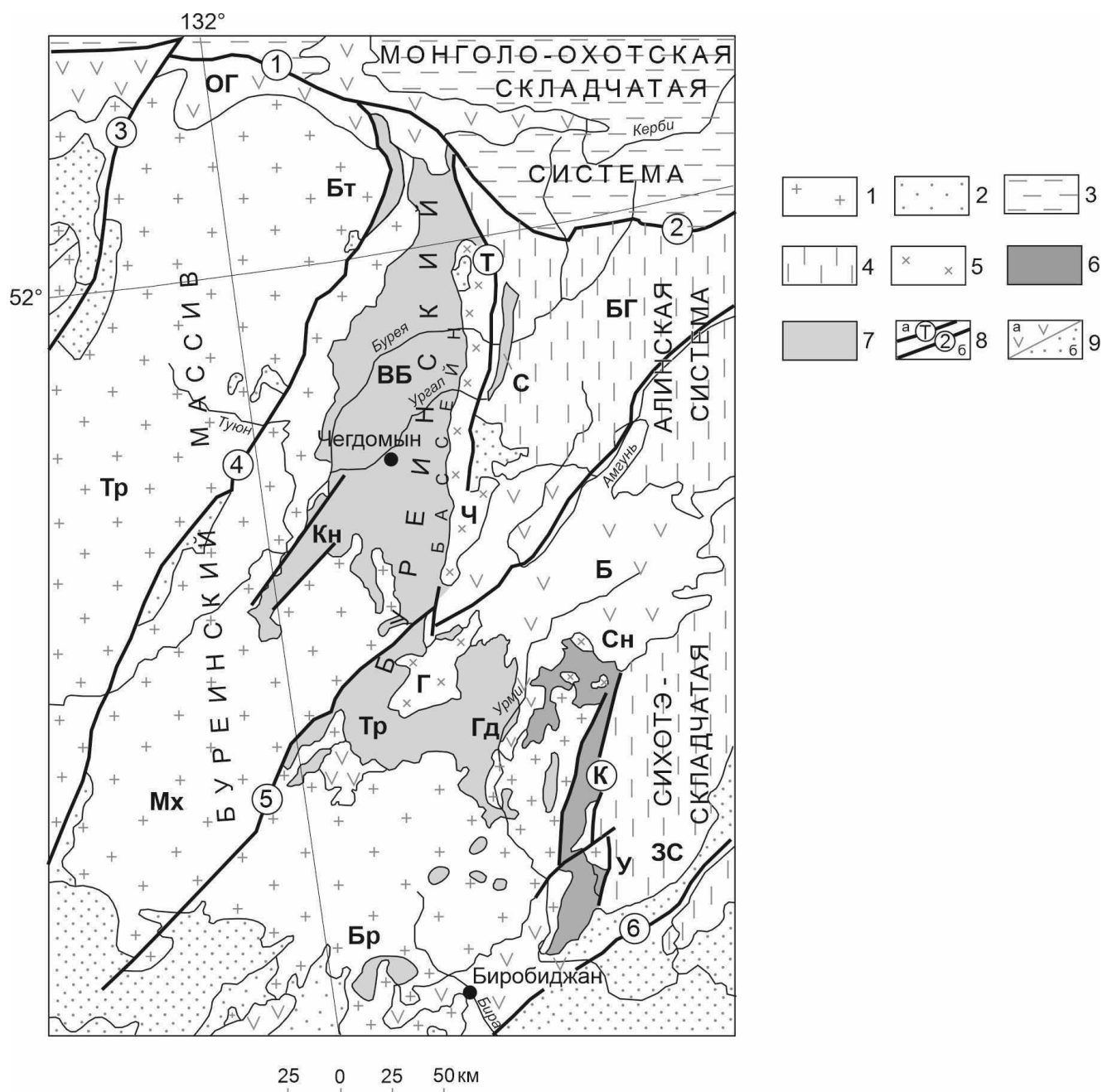


Рисунок 1 – Структурное положение Буреинского бассейна (Забродин В.Ю., 2010). 1 – Буреинский массив, блоки: Тр – Туранский, Мх – Малохинганский; 2 – фрагменты чехла массива; 3 – Монголо-Охотская складчатая система; 4 – Сихотэ-Алиньская складчатая система; 5 – краевое поднятие, блоки: Ч – Чегдомынский, Г – Гуджальский, Сн – Сынчугинский, У – Улькунский; 6 – Урмийский краевой прогиб, впадины: Кк – Куканская; 7 – Буреинский краевой прогиб, впадины: ВБ – Верхнебуреинская, С – Сивакская, Тр – Тырминская, Гд – Гуджикская, Бр – Бирская, Кн – Кындальская, Бт – Батурская; 8 – глубинные разломы краевого шва (а): Т – Тастахский, К – Куканский; прочие глубинные разломы (б): 1 – Южно-Тукурингский, 2 – Пауканский, 3 – Сюгдулкинский, 4 – Мельгинский, 5 – Хинганский, 6 – Харпийский; 9 – меловые и кайнозойские формации орогенных и плитных комплексов: а – вулканогенные (Б – Баджальский, ОГ – Огоджинский ареалы), б – осадочные

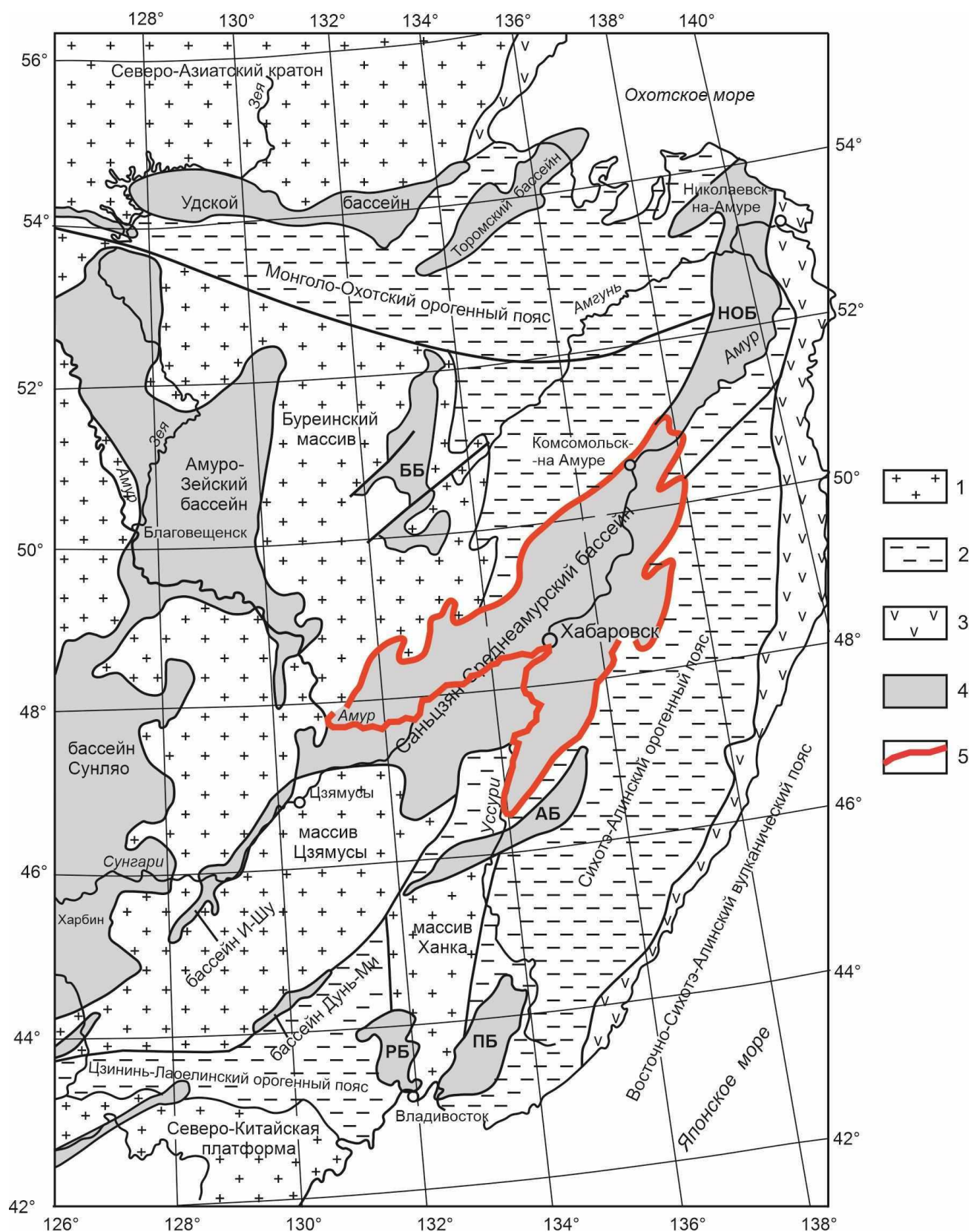


Рисунок 2 – Мезозойские осадочные бассейны и основные структурные элементы юго-восточной России и прилегающих территорий (Кириллова Г.Л., 2005): 1 - древние кратоны и массивы; 2 - орогенные пояса; 3 - вулканические пояса; 4 - осадочные бассейны: АБ - Алчанский, ББ - Буреинский, ПБ - Партизанский, РБ - Раздольненский, НОБ – Нижнеамурский; 5 – граница Среднеамурского осадочного бассейна

В главе «Методика исследований» представлено описание алгоритма геотемпературного моделирования в программе TeploDialog, примененного в диссертационных исследованиях в качестве основной методики оценки плотности теплового потока из основания осадочного чехла. А также представлено описание схемы геотемпературного моделирования в программе PetroMod в сравнительном аспекте алгоритмов двух программ.

В программе *TeploDialog* принята математическая модель процесса распространения тепла – одномерная начально-краевая задача для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса (Старостенко В.И., и др. 2006; Исаев В.И., и др., 2018).

В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения:

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

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность внутренних (радиоактивных) источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного чехла; t – время. Краевые условия:

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

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

где $\varepsilon=\varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность); $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

Глубинный тепловой поток q при *решении обратной задачи* определяется из условия:

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (4)$$

где T_i - «наблюдаемые» значения температур в k_i точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Решение обратной задачи строится с учётом того, что q квазистационарен и функция $U(Z_i, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи с краевыми условиями, в этом случае линейно зависит от q .

Моделирование тепловой истории в программе **PetroMod** решается задача теплопереноса в литосфере, включающей осадочную толщу, земную кору и литосферную мантию. Граничными условиями являются температура на поверхности осадочной толщи и температура в основании литосферы.

Расчет теплового потока в литосфере производится из формул:

$$q = \lambda_b \frac{T_b - T_{swi}}{h_l}, \frac{h_l}{\lambda_b} = \frac{h_m}{\lambda_m} + \frac{h_c}{\lambda_c} + \frac{h_s}{\lambda_s}, \quad (5)$$

где λ_b и h_l – средняя теплопроводность и мощность литосферы с соответствующими свойствами верхней мантии λ_m , h_m , коры λ_c , h_c и осадков λ_s , h_s . Распределение теплофизических свойств с глубиной в коре и мантии принято по (Карслоу Е., Егер Д., 1964).

Расчет температуры (T_{bs}) в осадочной толще с количеством осадочных слоев « n », тепловым потоком из основания осадков (q_{bs}) и повышением температуры (ΔT_i) внутри слоя « i » определяется из формулы:

$$T_{bs} = T_{swi} + \sum_{i=1}^n \Delta T_i \quad (6)$$

Дополнительное тепло, выделяемое при распаде радиоактивных элементов, содержащихся в минералах осадочной толщи (Q_r), рассчитывается следующим образом:

$$Q_r = 0.01 \rho_r (9.52U + 2.56Th + 3.48K), \quad (7)$$

где ρ_r - плотность пород, кг/м³; U , Th , K – концентрации урана и тория в ppm, калия (%), радиогенная составляющая – в мВт/м³.

Результирующее увеличение значений теплового потока (Δq) в слое мощностью (h) и пористостью (ϕ) в результате образования радиогенного тепла вычисляется следующим образом:

$$\Delta q = (1 - \phi) h Q_r \quad (8)$$

Сопоставление результатов TerpoDialog и PetroMod по всем трем скважинам Кындамского грабена (1А, 1С и 1ПП) показало, что перечни выделенных по геотемпературному критерию очагов генерации нефти (талынджанский, ургальский, чагдамынский) и очагов газогенерации (ургальский, чагдамынский, чемчукинский, йорекский) полностью совпадают.

В главе «Прогнозирование очагов нефтегазогенерации юрско-меловых отложений Кындальского грабена» приведены результаты одномерного моделирования по трём глубоким скважинам Кындальского грабена Буреинского осадочного бассейна.

Кындальский грабен является одной из структурных зон центральной части Буреинского бассейна (рисунок 3). Он вытянут в север-северо-восточном направлении на 56 км при максимальной ширине 17 км. (Буреинский осадочный бассейн..., 2012)

Осадочный чехол Кындальского грабена включает талынджанскую свиту, ургальскую серию, чагдамынскую, чемчукинскую, йорекскую, кындальскую свиты и песчаниковую толщу. Осадочный чехол Кындальского грабена характеризуется ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, реже конгломератов, углей и редко туфов, залегающих преимущественно согласно.

Рассеянное органическое вещество (РОВ) изучаемых осадочных комплексов преимущественно гумусового типа, поэтому нижняя температурная граница вхождения в верхнюю зону газообразования (ВЗГ) принята 60°C, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – 95°C, в нижнюю зону газообразования (НЗГ) – 130°C.

Анализ истории погружения и геотемператур (рисунок 4) показывает, что на протяжении истории погружения Буреинского бассейна в пределах Кындальского грабена генерация УВ могла происходить в талынджанской, ургальской, чагдамынской, чемчукинской и йорекской свитах. Кындальская свита за всю свою историю практически не входила в ГЗН, лишь эпизодически, незначительно, подошвой достигала верхов ВЗГ.

Наиболее высокими значениями интегрального показателя генерации нефти характеризуются талынджанский и ургальский очаги. На сегодняшний день геотемпературные условия генерации жидких УВ сохраняются для талынджанского очага.

Максимальным значением интегрального показателя плотности генерации газа характеризуется чемчукинский очаг. Геотемпературные условия генерации газа в настоящее время сохраняются для ургальского, чагдамынского, а в районе скважины 1А для чемчукинского очагов.

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

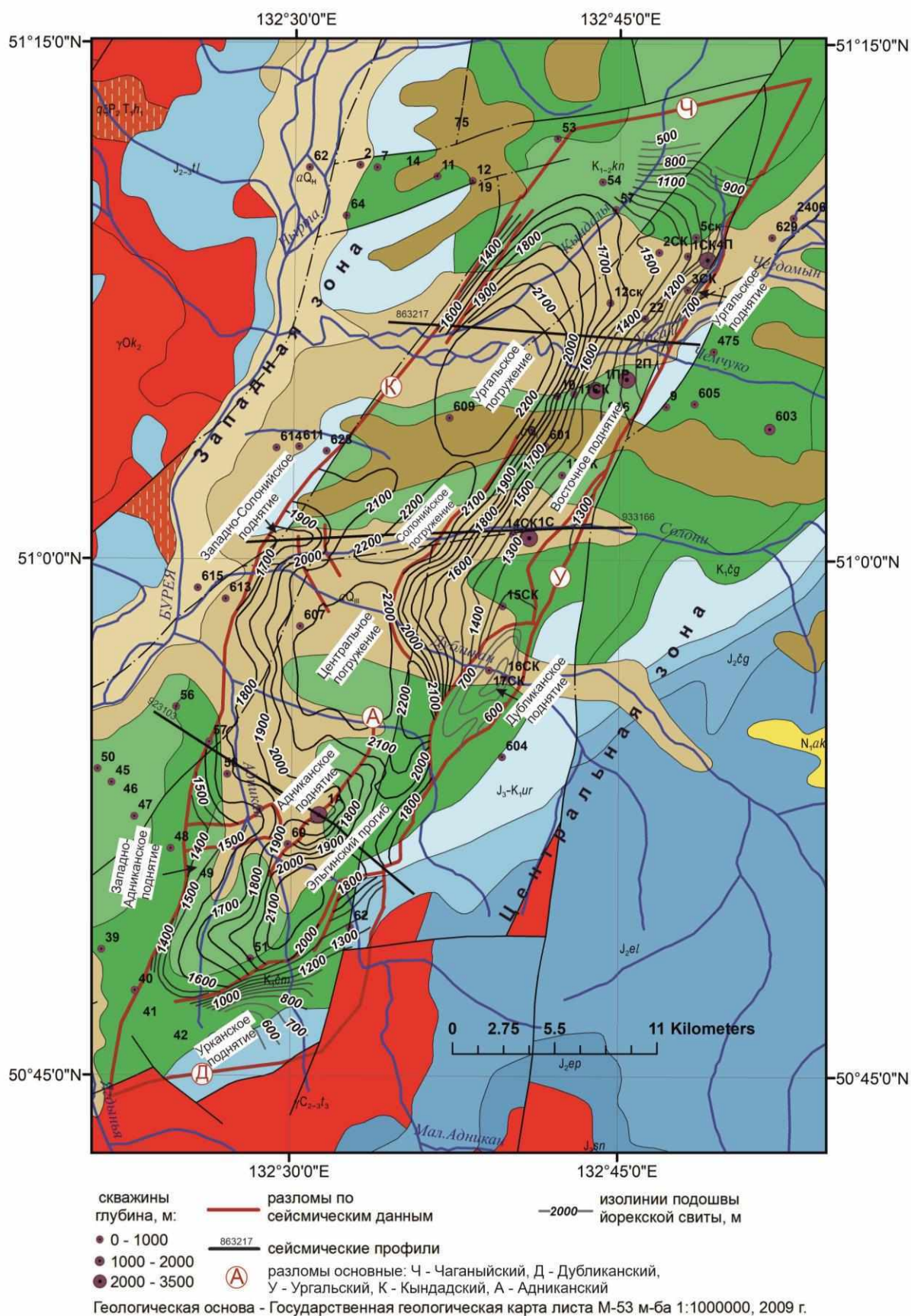


Рисунок 3 – Структурная схема Кындадского грабена по подошве юрекской свиты (Буреинский осадочный бассейн..., 2012)

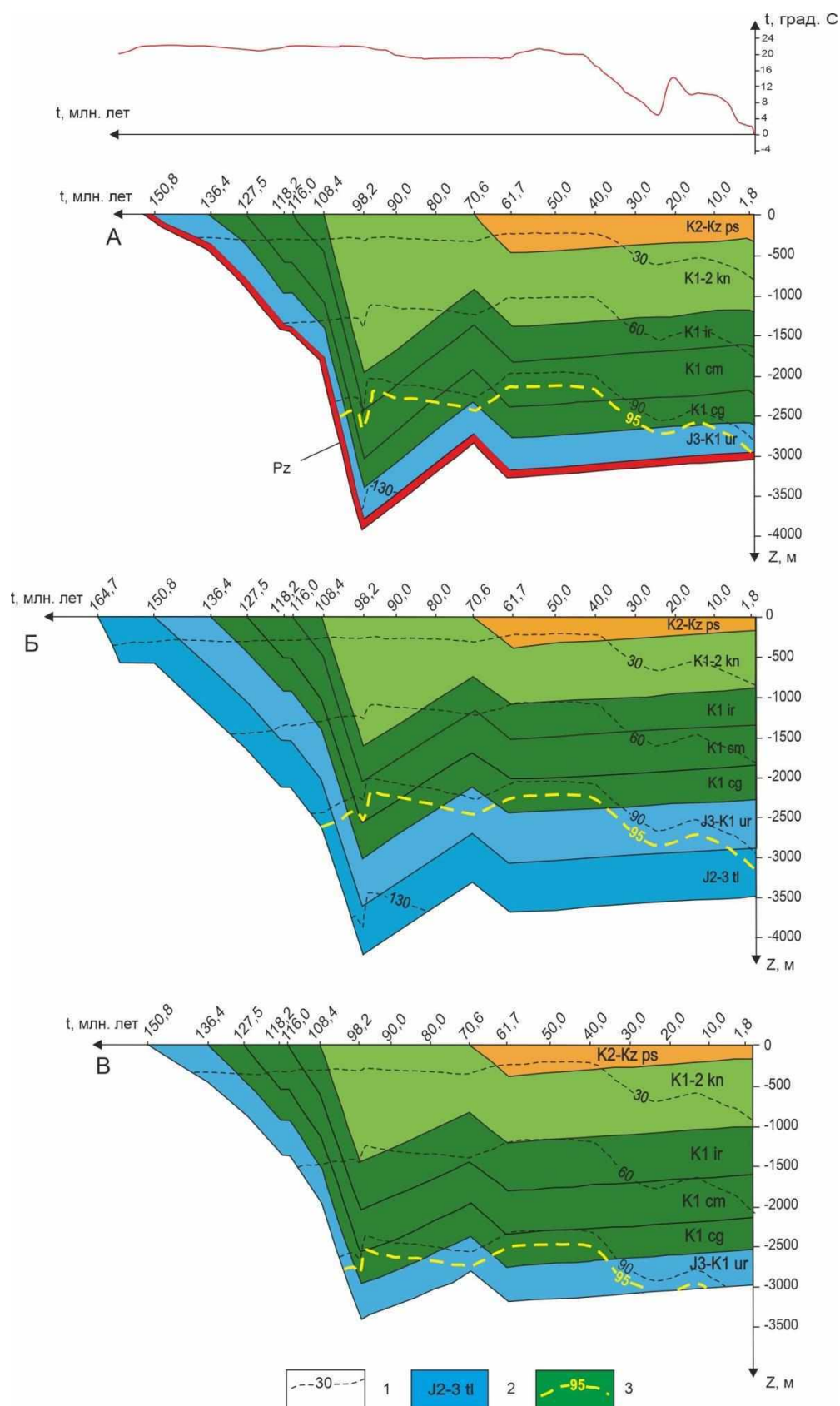


Рисунок 4 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин: А – 1А, Б – 1С, В – 1ПР. 1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотерма пороговой температуры ГЗН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности

В главе «**Углеводородный потенциал мел-палеогеновых отложений Переяславского грабена**» представлены результаты одномерного моделирования мезозойского комплекса и двумерного моделирования кайнозойского комплекса Переяславского грабена Среднеамурского бассейна.

Переяславский грабен расположен в юго-восточной части Среднеамурского бассейна, входит в цепочку грабенов Восточной СТЗ и является самой крупной отрицательной структурой Среднеамурского осадочного бассейна (рисунок 5). Грабен вытянут в северо-восточном направлении на 125 км при ширине 15-30 км. В поперечном сечении Переяславский грабен имеет крутой юго-восточный борт, сопряжённый с разломом и пологий северо-западный, осложнённый структурами более высоких порядков - погружениями и поднятиями. В строении грабена наблюдаются определенные закономерности. В юго-западной части он имеет наибольшую ширину, наименьшую мощность осадков и самое сложное строение. В северо-восточном направлении (по простиранию грабена) его строение упрощается, грабен сужается, а мощность осадочного чехла увеличивается.

Геолого-разведочные работы на нефть и газ в Среднеамурском бассейне остановлены на региональной стадии в 1989 г. Основная часть глубоких скважин пробурена в пределах Переяславского грабена и не вскрыла полный разрез юры и мела.

На территории Китая в пределах пограничных с Россией осадочных бассейнов поисково-разведочные работы увенчались успехом. В частности, в отложениях грабенов ветви Илань-Итун системы сдвигов Тан-Лу, продолжающейся на территории Среднеамурского бассейна цепочкой грабенов Западной СТЗ, уже открыты месторождения нефти и газа в кайнозойских толщах (Нефтегазоносность юга Дальнего Востока..., 1998; Ли Го Юй, 1993).

При бурении глубоких скважин на территории Среднеамурского бассейна в отложениях чернореченской и бирофельдской свит кайнозойского комплекса были выявлены признаки нефтегазоносности (Природные ресурсы нефти и газа Хабаровского края..., 2001). Однако, месторождений нефти и газа открыто не было. В пределах Среднеамурского бассейна наиболее погруженные части кайнозойского чехла до сих пор остаются не вскрытыми скважинами. Поэтому, вопрос размещения потенциальных источников углеводородов (УВ), их стратиграфического положения, расположения очагов нефтегазообразования является дискуссионным.

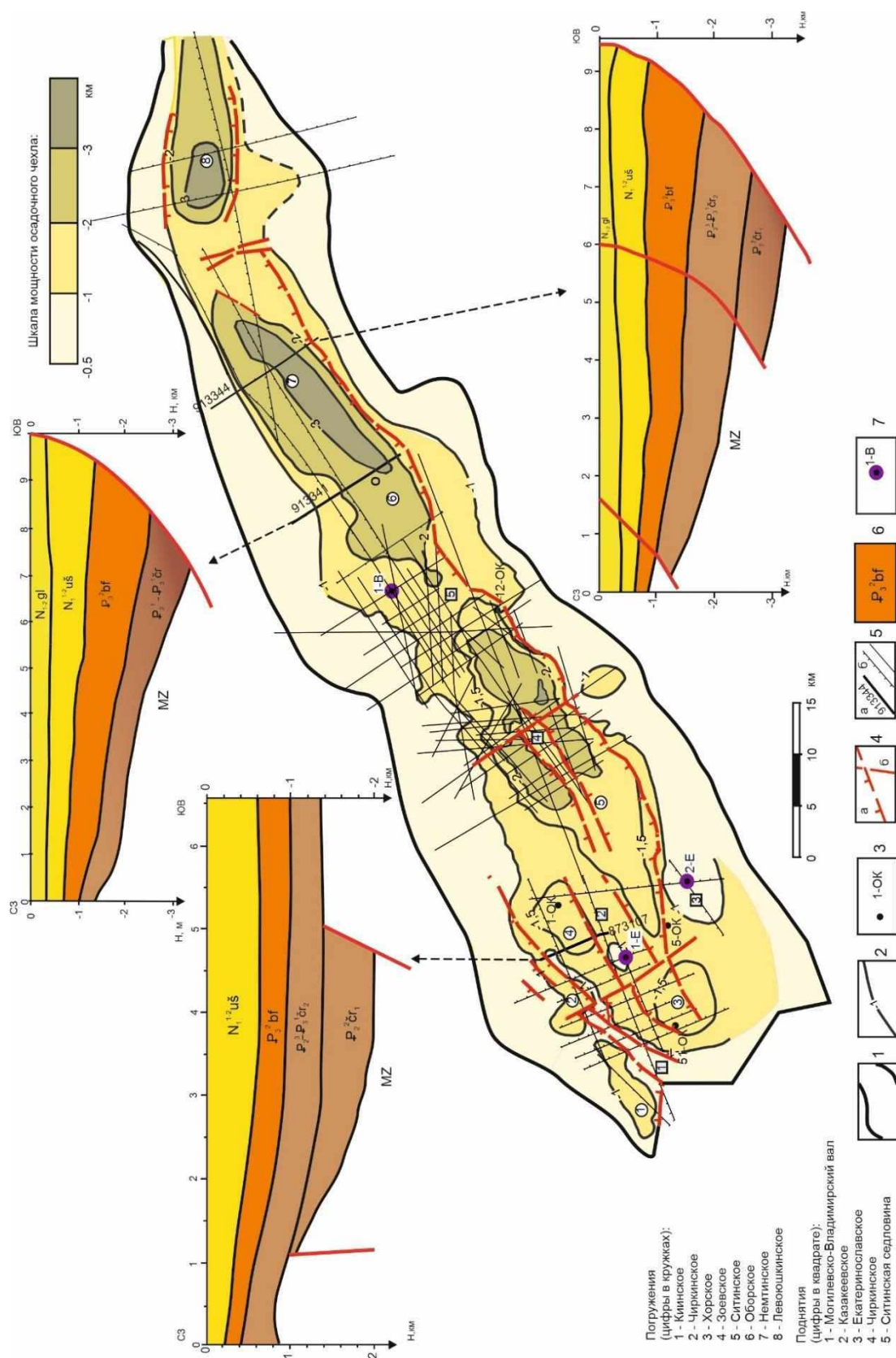


Рисунок 5 – Структурная схема и геологические разрезы Переяславского грабена по [Среднеамурский осадочный бассейн..., 2009] с изменениями и дополнениями: 1 – границы грабена; 2 – изопакеты мощности осадочного чехла; 3 – глубокие скважины; 4 - основные разломы (а – сбросы, б - прочие); 5 – профили сейсмических работ (а – моделируемые, б – остальные); 6 – стратиграфическая приуроченность отложений; 7 – точки одномерного моделирования

Одномерные палеорекострукции мелового комплекса выполнены для 3-х скважин Переяславского грабена: 1-В, 1-Е и 2-Е. Скважины расположены соответственно в юго-западной (Казакеевское поднятие, Екатеринославское поднятие) и центральной (Оборское погружение) частях Переяславского грабена. Северо-восточная часть грабена изучена слабо, глубоких скважин нет. На рисунке 6 представлены результирующие одномерные модели термической истории отложений Переяславского грабена с учётом разной амплитуды поздний мел-палеоценовой эрозии.

Рассеянное органическое вещество (РОВ) кайнозойских отложений имеет смешанный состав (в алеврито-глинистых породах гумусо-сапропелевый, в алевро-песчаных – сапропелево-гумусовый), РОВ меловых отложений – преимущественно гумусовый (Полякова И.Д., и др., 1990; Полякова И.Д., и др., 1993). Исходя из этого, температурная граница вхождения в верхнюю зону газообразования (ВЗГ) принята 60 °С, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – 90 °С.

По результатам анализа полученных одномерных моделей тектонической и термической истории Переяславского грабена, экспресс-оценки плотности генерации УВ можно сделать следующие выводы. На протяжении истории формирования вскрытых кайнозойских и мезозойских осадочных комплексов исследуемой части Переяславского грабена генерация углеводородов могла происходить в *ассикаевской* и *алчанской* свитах. *Стрельниковская* свита практически не входила в ВЗГ, лишь эпизодически подошвой достигала верхней части ВЗГ.

На протяжении геотермической истории исследуемой части Переяславского грабена было два периода, благоприятных для генерации углеводородов *ассикаевским* источником. Первый период начался в альбе (107.0–103.5 млн лет назад) и закончился в конце мела–начале эоцена (94.0–54.0 млн лет назад). В период (100.5–87.0 млн лет назад) *ассикаевский* источник генерировал жидкие углеводороды. Второй период генерации газа *ассикаевской* свитой начался 24.0–12.0 млн лет назад и продолжается в настоящее время.

Перспективы нефтегазогенерации в пределах исследуемой части мелового комплекса Переяславского грабена можно связывать в большей степени с наименее деформированными нижнемеловыми отложениями *ассикаевской* свиты в центральной части грабена, где масштабы поздний мел–палеоценовой эрозии проявились слабее.

Сделанные выводы обосновывают **2-е защищаемое положение.**

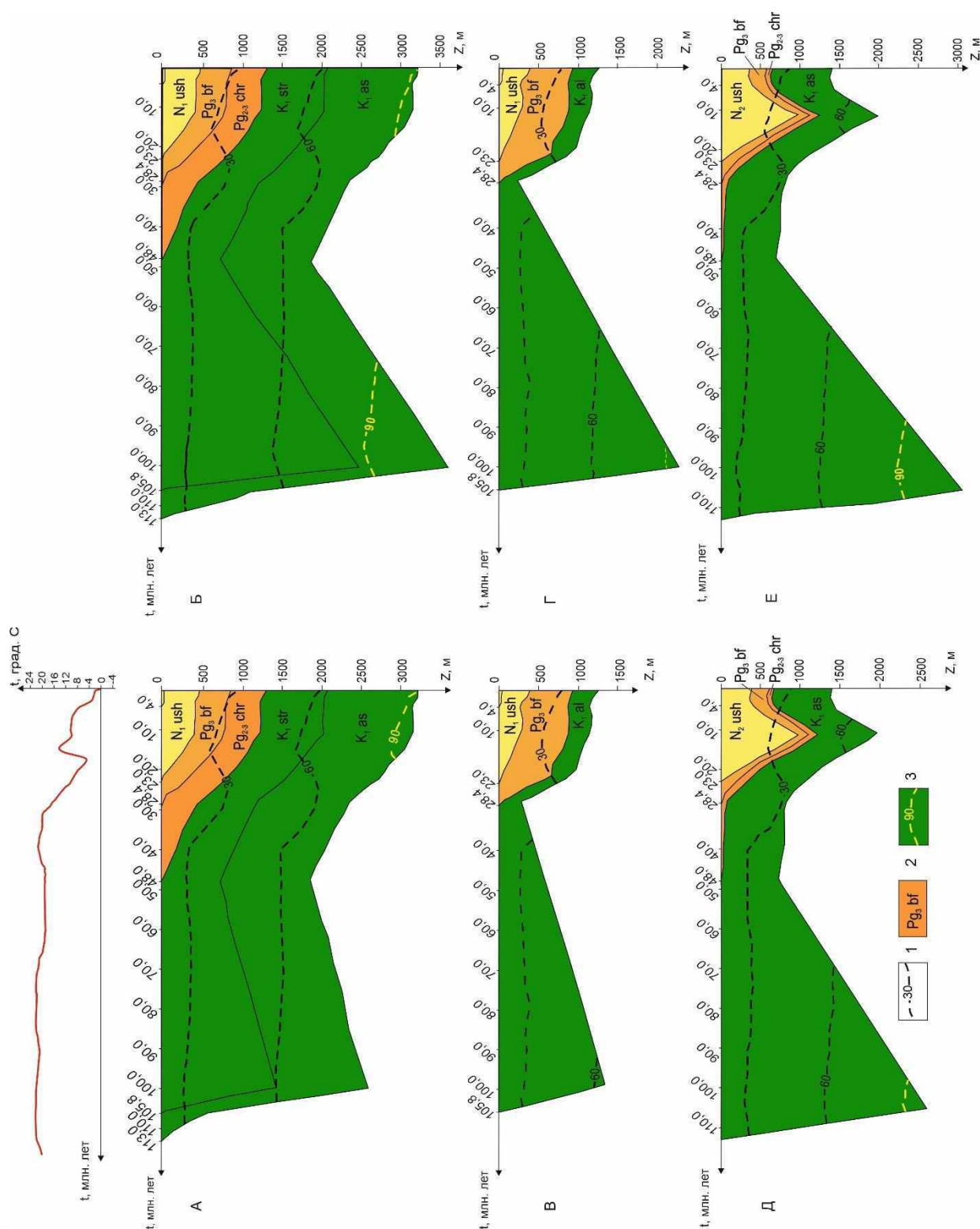


Рисунок 6 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин (положение скважин на рисунке 5). А, Б – Волочаевская-1 (А – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 700 м, Б – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1700 м); В, Г – Екатеринославская-1 (В – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1000 м, Г – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 2000 м); Д, Е – Екатеринославская-2 (Д – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1300 м, Е – амплитуда меловой эрозии 2300 м). 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотерма пороговой температуры ГЗН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности

Двумерные палеорекострукции кайнозойского чехла рассчитаны для 3-х профилей (913344, 913341 и 873107) в пределах Переяславского грабена.

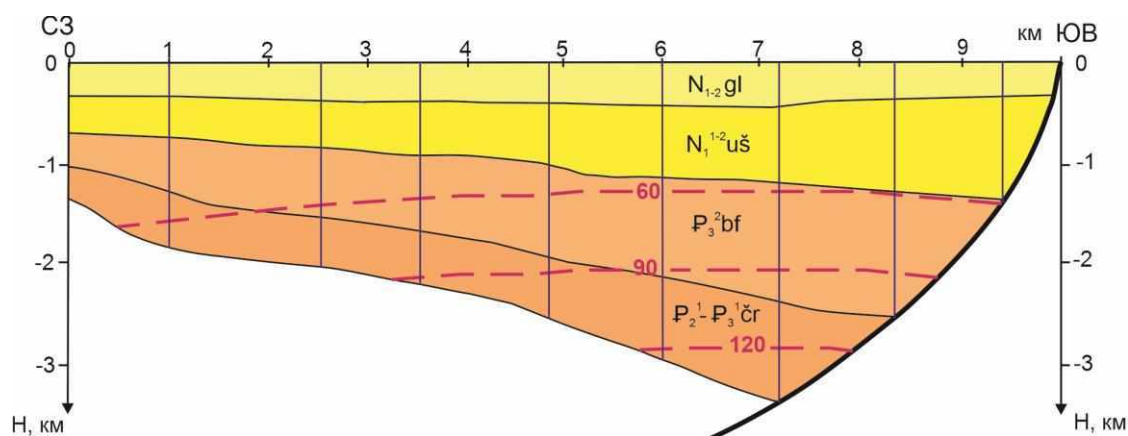
В северо-восточной части Переяславского грабена нефтегенерирующей толщей является породный комплекс *чернореченской* свиты. Современная геотемпература на восточном борту в подошвенной части чернореченской свиты достигает 130 °С. В соответствии с полученными палеотемпературными моделями чернореченская свита в Оборском и Немптинском погружениях вошла в главную фазу нефтеобразования (ГФН) в раннем миоцене и продолжает генерировать жидкие углеводороды до сих пор. На рисунке 7 представлены двумерные палеорекострукции Оборского погружения Переяславского грабена (профиль 913341). В Зоевском погружении (профиль 873107) Переяславского грабена нижняя чернореченская свита 11,6 млн лет назад подошвой достигала температуры нефтеобразования, но вследствие последующего поднятия и пенеппенизации территории вышла из ГФН.

В Зоевском погружении Переяславского грабена отложения нижней чернореченской подсвиты, начиная с раннего миоцена (20,4 млн л н), вошли в верхнюю зону газообразования (ВЗГ). Затем, начиная с позднего миоцена (11,6 млн л н), в результате поднятия верхняя чернореченская подсвита вышла из ВЗГ. На сегодняшний день в Зоевском погружении Переяславского грабена очагом газообразования является лишь подошвенная часть нижней чернореченской подсвиты.

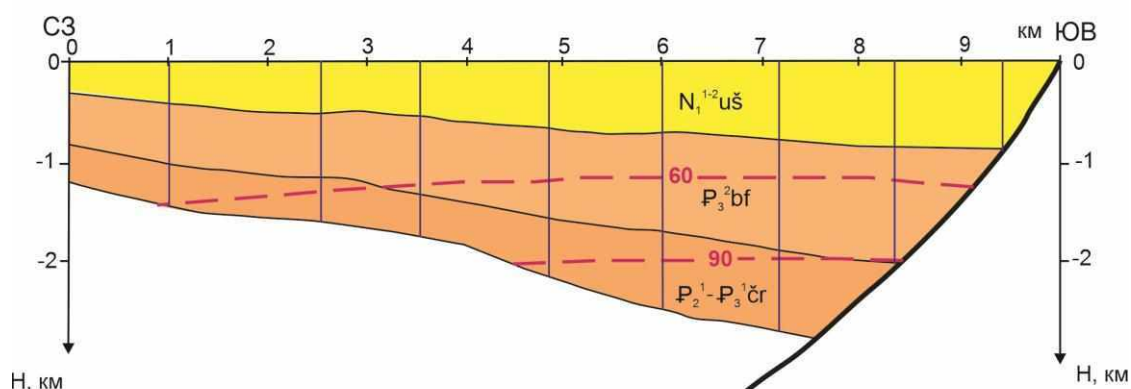
Проведённое двумерное моделирование кайнозойских отложений Переяславского грабена позволило установить, что генерация УВ началась в позднем олигоцене - раннем миоцене и продолжается в настоящее время. Наиболее перспективными являются погруженные части осадочного чехла Среднеамурского бассейна, где кайнозойские отложения залегают на глубине свыше 1200-1500 м.

Как перспективные в отношении нефтегазогенерации отложения Переяславского грабена выделяются бирофельдская и чернореченская свиты. При этом в северо-восточной части Переяславского грабена образование жидких углеводородов в настоящее время приурочено преимущественно к отложениям чернореченской свиты, газа – бирофельдской. В юго-западной части грабена на сегодняшний день отложения чернореченской свиты генерируют газ.

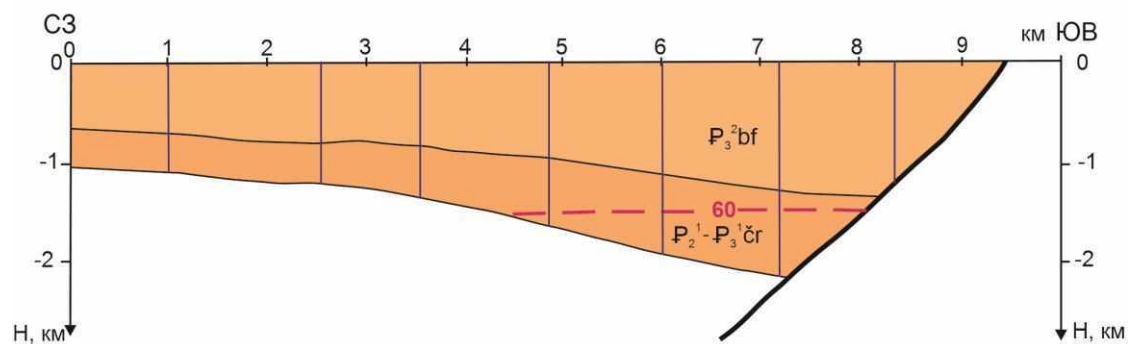
Содержание главы и сделанные выводы обосновывают **3-е защищаемое положение.**



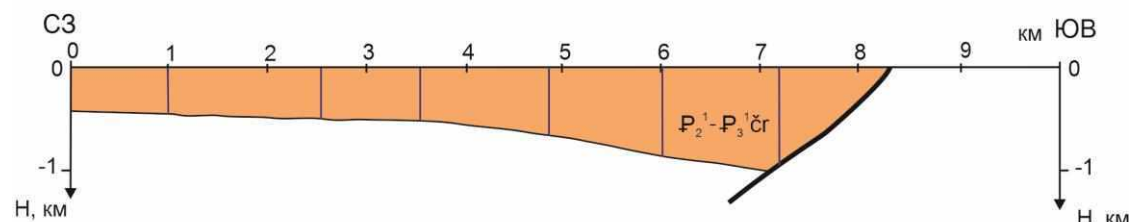
Современный геотемпературный разрез



Начало формирования головинской свиты 11,6 млн. л. н.



Начало формирования ушумунской свиты 23,0 млн. л. н.



Начало формирования бирюфельдской свиты 28,4 млн. л. н.

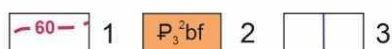


Рисунок 7 – Палеорекострукции с изолиниями геотемператур Оборского погружения Переяславского грабена (профиль 913341): 1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – положение точек одномерного моделирования (положение «псевдоскважин»)

В **заключении** отмечено, что в результате исследований выполнено численное моделирование термической истории развития наиболее перспективных грабеновых структур Буреинского и Среднеамурского осадочных бассейнов.

Анализ одномерных моделей Кындальского грабена показал, что на протяжении истории погружения грабена генерация УВ могла происходить в *талынджанской, ургальской, чагдамынской, чемчукинской и йорекской* свитах. Наиболее высокими значениями интегрального показателя генерации нефти характеризуются *талынджанский* и *ургальский очаг*. На сегодняшний день геотемпературные условия генерации жидких УВ сохраняются для *талынджанского* очага. Максимальным значением интегрального показателя плотности генерации газа характеризуется *чемчукинский* очаг. Геотемпературные условия генерации газа в настоящее время сохраняются для *ургальского, чагдамынского, чемчукинского* очага. Полученные результаты обосновывают **первое защищаемое положение**.

Одномерное палеотемпературное моделирование Среднеамурского бассейна по скважинам, вскрывшим меловой комплекс, выявило, что на сегодняшний день потенциально нефтегазоносными могут быть и нижнемеловые отложения *ассикаевской* свиты. На протяжении геотермической истории исследуемой части Переяславского грабена было два периода, благоприятных для генерации углеводородов *ассикаевским* источником. Первый период начался в альбе и закончился в конце мела – начале эоцена. В период 100.5–87.0 млн лет назад *ассикаевский* источник генерировал жидкие углеводороды. Второй период генерации газа *ассикаевской* свитой начался 24.0–12.0 млн лет назад и продолжается в настоящее время. Сохранность углеводородов в меловом комплексе предполагается лишь в отдельных блоках, где масштабы деформаций, происходивших в ходе формирования Среднеамурского бассейна, проявились слабее. Полученные результаты обосновывают **второе защищаемое положение**.

Проведённое двумерное моделирование кайнозойских отложений Переяславского грабена позволило установить, что генерация УВ началась в позднем олигоцене – раннем миоцене и продолжается в настоящее время. Наиболее перспективными являются погруженные части осадочного чехла Среднеамурского бассейна, где кайнозойские отложения залегают на глубине свыше 1200-1500 м. Как перспективные в отношении нефтегазогенерации отложения Переяславского грабена выделяются *бирофельдская* и *чернореченская* свиты. При этом в северо-восточной части Переяславского грабена

образование жидких углеводородов в настоящее время приурочено преимущественно к отложениям чернореченской свиты, газа – бирофельдской. В юго-западной части грабена на сегодняшний день отложения чернореченской свиты генерируют газ. Полученные результаты обосновывают *третье защищаемое положение*.

В работе решена задача диссертационных исследований – на основе геотемпературного моделирования проведена оценка нефтегазогенерационного потенциала отложений наиболее перспективных грабеновых структур Буреинского и Среднеамурского осадочного бассейнов, изучены термические условия развития Кындадского и Переяславского грабенов, спрогнозированы очаги генерации нефти и газа.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

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

1. Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л., Прохорова П.Н. Сравнительный анализ фрагментов мезозойской континентальной окраины Востока Азии: прогибов Кындадского (Буреинский бассейн, Россия) и Суйбин (бассейн Саньцзян, Китай) // Тихоокеанская геология – 2014. – Т. 33. – № 6 – С. 16-33.
2. Развозжаева Е.П., Прохорова П.Н., Лапковский В.В. Численное моделирование тектонической и термической истории Кындадского грабена Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Тихоокеанская геология – 2017. – Т. 36. – № 3. – С. 70-87.
3. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Геотермия и оценка нефтегазового потенциала Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов – 2019. – Т. 330. – №1. – С. 65-76.
4. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Применение одномерного палеотемпературного моделирования для оценки углеводородного потенциала меловых отложений Среднеамурского осадочного бассейна // Тихоокеанская геология – 2021. – Т. 40. – № 4. – С. 87–98.
5. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Прогнозирование нефтегазоносности кайнозойского комплекса Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна на основе двумерных моделей // Тихоокеанская геология – 2022. Т. 41. – №5. С. 71-81.