

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ТЕКТОНИКИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМЕНИ Ю.А. КОСЫГИНА
ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



ПРОХОРОВА ПОЛИНА НИКОЛАЕВНА

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

1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук
В.И. ИСАЕВ
кандидат геолого-минералогических наук
Е.П. РАЗВОЗЖАЕВА

Хабаровск
2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТАХ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	9
1.1 Тектоника и геодинамическая эволюция территории в мезозое-кайнозое.....	9
1.2 Строение исследуемых осадочных структур.....	13
1.2.1 Буреинский осадочный бассейн.....	13
1.2.2 Среднеамурский осадочный бассейн.....	16
1.3. Геолого-геофизическая и нефтепоисковая изученность.....	20
1.3.1 Буреинский осадочный бассейн.....	20
1.3.2 Среднеамурский бассейн.....	25
1.4 Стратиграфия и вещественный состав отложений.....	29
1.4.1 Кындальский грабен (Буреинский бассейн).....	29
1.4.2 Переяславский грабен (Среднеамурский бассейн).....	33
1.5 История изучения теплового поля юга Дальнего Востока.....	37
1.6 Выводы.....	40
2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	41
2.1 Модель теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей (программный комплекс ТеплоDialog).....	41
2.2 Схемы геотемпературного моделирования на примере скважины 1А Буреинского осадочного бассейна.....	43
2.3 Критерии оценки достоверности геотемпературного моделирования.....	53
2.4 Сопоставительный анализ параметризации и результатов палеотемпературного моделирования, выполненного в ТеплоDialog и в PetroMod.....	54
2.5 Выводы.....	57
3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОЧАГОВ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КЫНДАЛСКОГО ГРАБЕНА.....	58
3.1 Геологическое строение и признаки нефтегазоносности Кындальского грабена.....	58
3.2 Структурные и геотемпературные палеореконструкции.....	65

3.3	Интерпретация результатов палеотемпературного моделирования.....	71
3.4	Выводы.....	74
4	УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МЕЛ-ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРЕЯСЛАВСКОГО ГРАБЕНА.....	76
4.1	Строение и признаки нефтегазоносности Переяславского грабена.....	76
4.2	Одномерные палеореконструкции мелового комплекса Переяславского грабена....	80
4.3	Двумерные палеореконструкции кайнозойского чехла.....	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	97
	ЛИТЕРАТУРА.....	98

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. 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 с развитием соответствующей инфраструктуры, 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 на поиски месторождений УВ являются Буреинский и Среднеамурский осадочные бассейны. В пределах наиболее перспективных грабенов Среднеамурского и Буреинского осадочных бассейнов проведены в небольшом объёме сейсморазведочные работы, пробурены единичные глубокие скважины, проведены геохимические исследования керна. В 1991 г. в Кындалском 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 (двух- 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.

Объектом исследования являются свиты (толщи), обладающие нефтегазоматеринским потенциалом, в числе которых юрско-меловые отложения Кындальского грабена и мел-палеогеновые отложения Переяславского грабена.

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 (ТерлоDialog 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 ТерлоDialog.

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 нефтидогенеза. 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 Кындалского грабена очаги генерации газа и нефти, начиная с баррема (126 млн лет назад). При этом наибольшая интенсивность нефтегенерации прогнозируется для талынджанского 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 Кындалского 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 (ТерлоDialog) и зарубежных (PetroMod) разработчиков, проведён сопоставительный анализ, выявлены элементы сходства и различия. С помощью двух программных пакетов бассейнового моделирования (ТерлоDialog и PetroMod) рассчитаны модели для наиболее изученных грабенов 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 Саньцзян-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.

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.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТАХ ИССЛЕДОВАНИЯ

Вопрос о целесообразности постановки специализированных геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Буреинского и Среднеамурского осадочных бассейнов неоднократно поднимался и обсуждался. На протяжении более 70 лет выполнен, как будет показано в данной главе, существенный объем геолого-геофизических и геохимических работ, а также специализированных научных исследований.

Ниже кратко рассматривается тектоника территории исследований, приводятся данные о стратиграфии и вещественном составе отложений, а также даётся краткая история геолого-геофизической и геотермической изученности.

1.1 Тектоника и геодинамическая эволюция территории в мезозое-кайнозое

Рассматриваемая территория ограничена с севера Сибирской платформой, с юга - Северо-Китайской платформой. Между ними на западе расположен Центрально-Азиатский тектонический пояс (ЦАТП). В восточном направлении ЦАТП сменяется мезозойскими структурами Тихоокеанского подвижного пояса [1] (рисунок 1.1). Широко распространены в регионе наложенные структуры: вулканогенно-плутоногенные системы и зоны и осадочные бассейны мезозойско-кайнозойского возраста (рисунок 1.2). В числе этих бассейнов находятся объекты исследования данной работы – *Буреинский* и *Среднеамурский*. Образование бассейнов происходило в несколько этапов [2].

В **позднем триасе-средней юре** в сужающемся Монголо-Охотском океане сформировался мощный сложнодислоцированный аккреционный комплекс, представленный преимущественно турбидитами. В **начале юры** в результате поднятия и эрозии Монголо-Охотской сутуры кластическим материалом были заполнены мощные осадочные линзы в основании окраинно-континентальных бассейнов (Удского, Торомского, *Буреинского*, западной части *Саньцзян-Среднеамурского*, примыкающей к Буреинскому блоку).

Начальная поздне триасово-юрская форландовая стадия развития *Буреинского бассейна* сменилась в поздней юре рифтогенной. Познеюрско-берриасские терригенные угленосные осадки бассейна формировались в прибрежно-морской и континентальной обстановке. Тип *Саньцзян-Среднеамурского бассейна* на этом этапе недостаточно ясен. По-видимому, это был флексурный бассейн пассивной континентальной окраины. В западной части его позднеюрско-раннемеловые осадки представлены угленосной континентальной кластической формацией. В окрестностях г. Хабаровска широко развиты олистостромовые комплексы с глинистым позднеюрским матриком, ещё восточнее – морская глинистая формация.

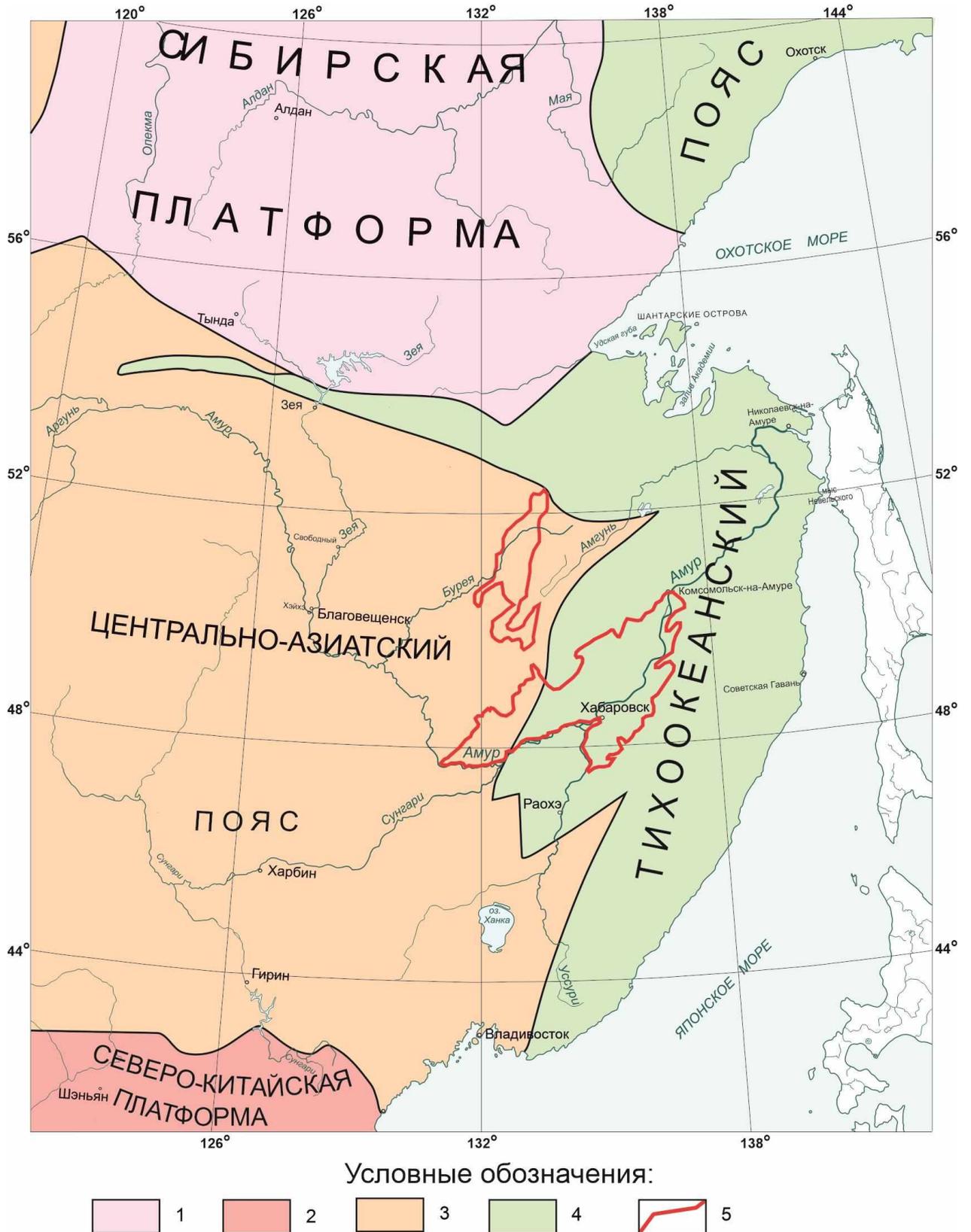


Рисунок 1.1 – Главные тектонические подразделения Дальнего Востока по [3]. 1 – Сибирская платформа; 2 – Северо-Китайская платформа; 3 – Центрально-Азиатский пояс; 4 – Тихоокеанский пояс; 5 – объекты исследования (Буреинский и Среднеамурский осадочные бассейны)

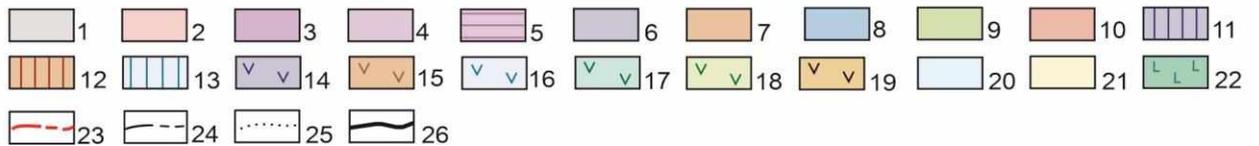
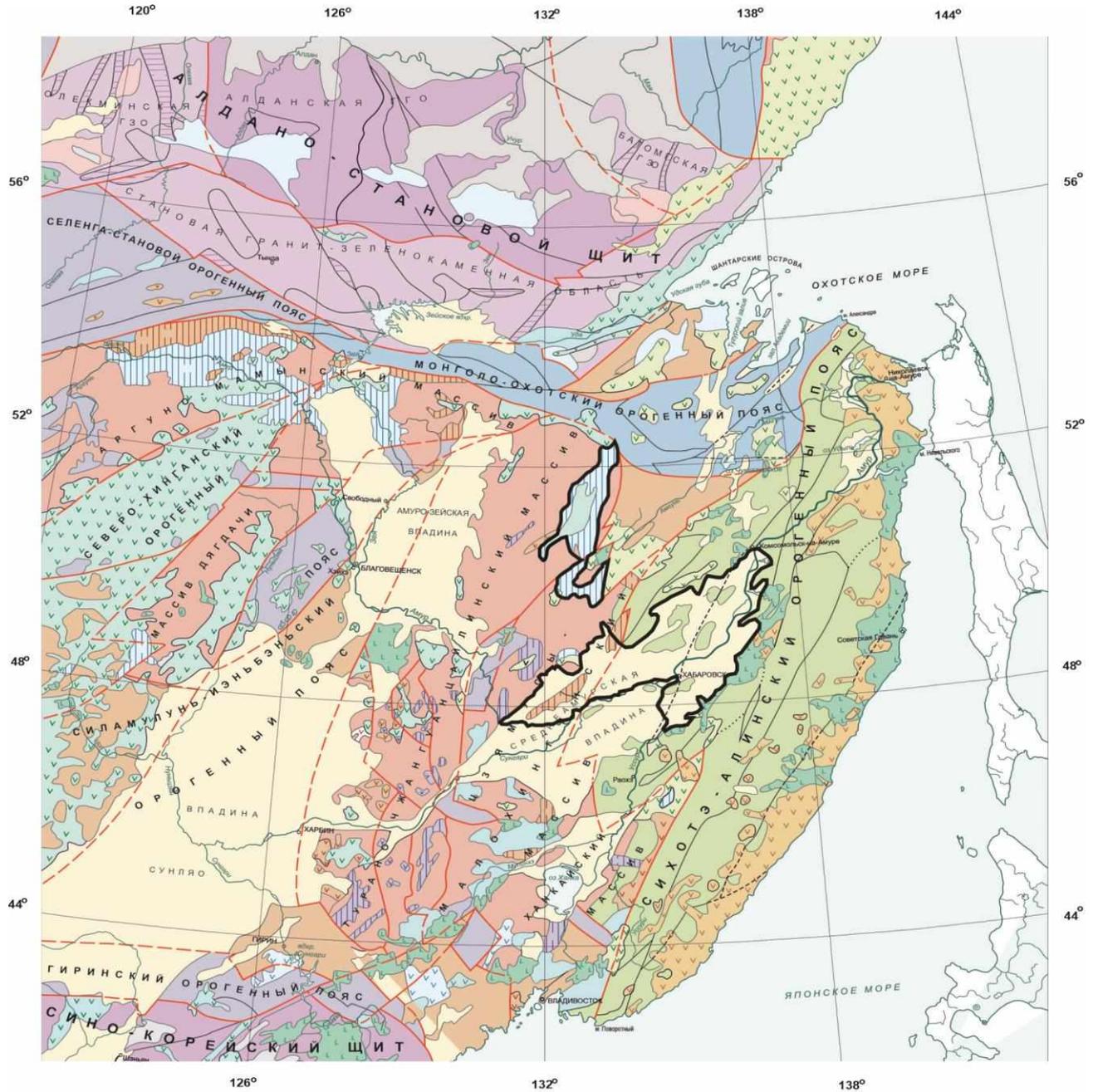


Рисунок 1.2 – Карта тектонического районирования области сочленения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского поясов по [3]. 1 – чехлы древних платформ; 2 – внутрикратонные прогибы; 3 – гранулит-гнейсовые области; 4 – гранит-зеленокаменные области; 5 – зеленокаменные пояса. (6-9) – орогенные пояса: 6 – каледонские; 7 – герцинские; 8 – среднемезозойские; 9 – позднемезозойские. 10 – докембрийские массивы (микроконтиненты). (11-13) - краевые прогибы: 11 – раннепалеозойские; 12 – позднепалеозойские; 13 – мезозойские. (14-19) - вулканические пояса и зоны: 14 – раннепалеозойские; 15 – позднепалеозойские; 16 – поздне триасовые; 17 – позднеюрские-раннемеловые; 18 – меловые; 19 – позднемезозойско-кайнозойские; (20-21) - континентальные впадины: 20 – триас-юрские; 21 – мезозойско-кайнозойские. 22 – позднекайнозойские базальты; (23-25) – границы тектонических подразделений: 23 – главных; 24 – второстепенных; 25 – внутривидовых; 26 – граница объектов исследования (Буреинского и Среднеамурского осадочных бассейнов)

В **валанжине** *Саньцзян-Среднеамурский бассейн* представлял собой присдвиговый бассейн растяжения, заполнявшийся кластическими турбидитами. Преимущественно терригенный, грубообломочный состав осадков подтверждает проявление глобальной регрессии в **валанжине** на юго-востоке. В *Буреинском бассейне* режим не изменялся вплоть до середины апта.

В **апте** на юго-востоке России проявилась вулканическая деятельность. Вдоль северо-восточной окраины Саньцзян-Среднеамурского бассейна в **апте-среднем альбе** образовалась Самарга-Монеронская вулканическая дуга. С этого времени *Саньцзян-Среднеамурский бассейн* может рассматриваться как задуговой. В осадках бассейна отмечена существенная примесь вулканокластики. Апт-сеноманская осадочная последовательность *Буреинского бассейна* формировалась в режиме бассейна присдвигового растяжения северо-восточного простирания, т.е. под углом к первичному простиранию бассейна.

В **альбе** началась крупнейшая глобальная трансгрессия. Об этом свидетельствует присутствие морских слоёв с фораминиферами и брахидонтесами в *Буреинском бассейне*. Однако эта трансгрессия была весьма кратковременной, после отложения маломощных морских слоёв опять возобновилась континентальная седиментация. Это явление связано с широкомасштабными процессами сжатия, охватившими весь Восток Азии. Буреинский бассейн вступил в завершающую стадию своего развития, площадь седиментации уменьшилась, депоцентр сместился к западу в результате давления с востока. *Саньцзян-Среднеамурский бассейн* приобретает черты задугового бассейна, до середины альба здесь продолжали накапливаться турбидиты. После небольшого перерыва в середине альба характер седиментации изменился, накапливались прибрежно-морские грубообломочные осадки с обильной фауной и значительной примесью вулканокластики.

Хотя глобальная трансгрессия в **сеномане-туроне** достигла своего пика, барьер в виде вулканического пояса и общего поднятия региона в результате альбских коллизионных процессов преградил путь морским водам. Затем море отступило, и морская седиментация продолжалась лишь во фронтальной части вулканического пояса в Западно-Сахалинском преддуговом прогибе.

В **сантоне-кампане** быстрая фронтальная субдукция плиты Кула под Азиатскую континентальную окраину обусловила усиление вулканизма и значительное воздымание территории. Седиментация в озерно-аллювиальной обстановке продолжалась лишь в Амуро-Зейском и *Буреинском* бассейнах.

В **маастрихте** Восток России в целом представлял собой преимущественно сушу, кратковременно затапливаемую морем на окраине континента. В *Буреинском бассейне* осадконакопление возобновилось в **маастрихт-датское** время, когда накопились озерно-

аллювиальная песчано-глинистая толща мощностью до 300 м в условиях внутриплитного погружения.

В **кайнозое** начался новый этап рифтогенеза на Восточноазиатской окраине. Образовалась система ассиметричных полуграбенов с крутым северо-восточным и пологим юго-западным бортами. На территории от Шантарских островов до залива Петра Великого грабены образуют Уссури-Охотскую зону рифтогенеза (УОЗР), которая представляет собой единую тектонофизическую систему – правосторонний зачаточный сдвиго-раздвиг [4]. УОЗР протягивается субпараллельно современной континентальной окраине. В узлах пересечения ее с системой сдвигов Тан-Лу северо-восточного простирания наблюдается сгущение грабенов с образованием в неогене обширных впадин, *Саньцзян-Среднеамурской* и Приханкайской.

1.2 Строение исследуемых осадочных структур

1.2.1 Буреинский осадочный бассейн

Буреинский бассейн (ББ) располагается между Буреинским массивом и северо-западной окраиной Сихотэ-Алиньской складчатой системы (рисунок 1.3) и имеет довольно простое геологическое строение (рисунок 1.4). С севера бассейн перекрывается вулканоплутоническими образованиями Огоджинского ареала, с юго-востока – Баджальского ареала. Южная граница в современном срезе довольно четкая по южному ограничению Тырминской впадины.

В качестве краевого Буреинский прогиб (бассейн) входит в состав пограничной системы, связывающей (или разделяющей) крупные структурные единицы Востока Азии. В описываемом районе она представлена краевым швом, краевым поднятием и краевыми прогибами (Урмийским и Буреинским). Краевой шов выражен отчётливо и представлен системой глубинных разломов (Тастахский, Куканский) северо-восточного и меридионального простирания, смещённых друг относительно друга Хинганским глубинным разломом.

Буреинский краевой прогиб на современном эрозионном срезе представлен группой разобщенных разноразмерных впадин: Буреинской (включающей Верхнебуреинскую, Кындалскую, Гуджикскую и Тырминскую), Бирской и 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 ББ выделяются нижняя моласса, представленная верхнетриасово-юрскими морскими осадками и верхняя моласса, сложенная среднеюрско-меловыми континентальными угленосными отложениями [5].

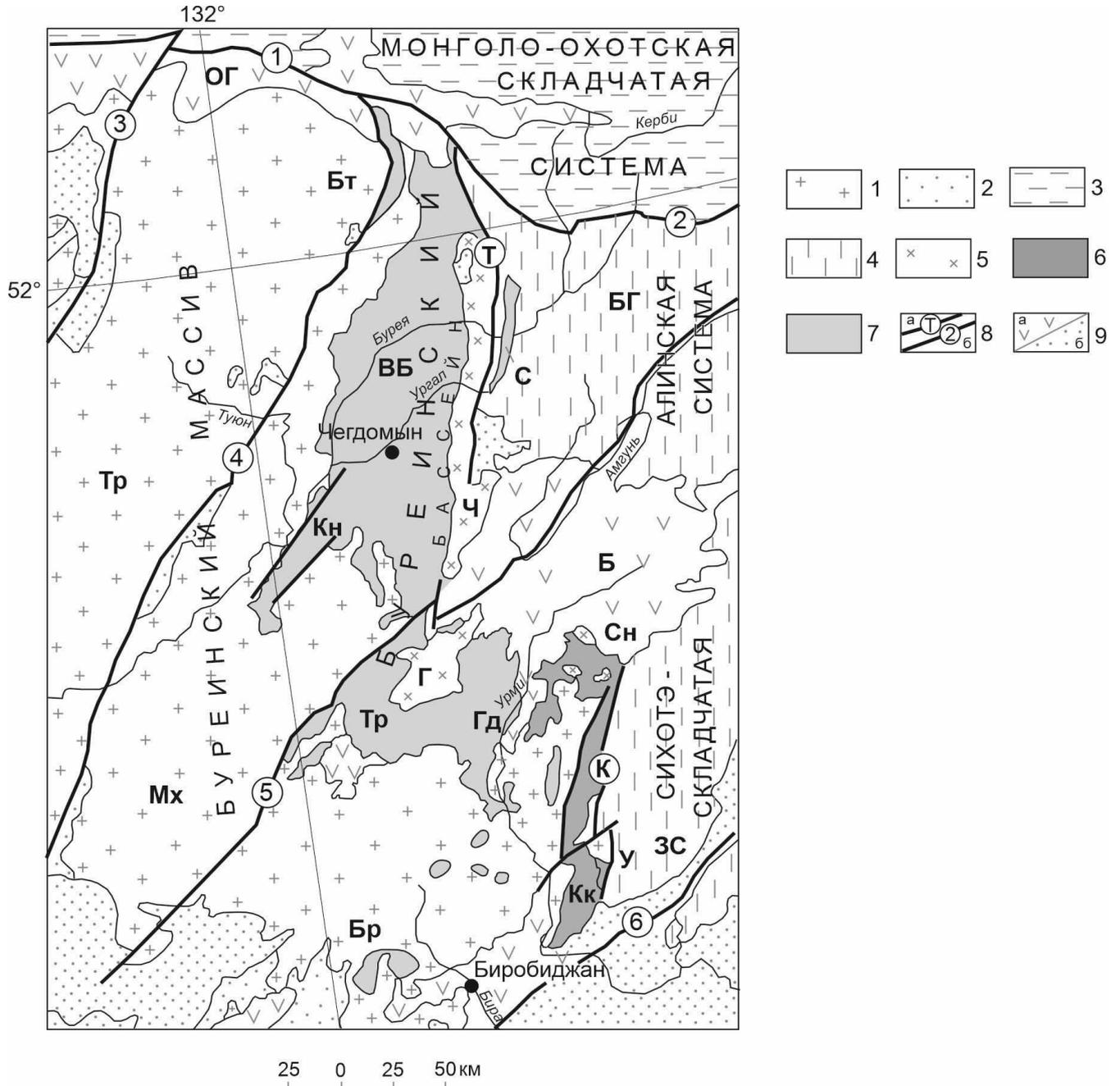


Рисунок 1.3 – Структурное положение Буреинского бассейна по [5]. 1 – Буреинский массив, блоки: Тр – Туранский, Мх – Малохинганский; 2 – фрагменты чехла массива; 3 – Монголо-Охотская складчатая система; 4 – Сихотэ-Алиньская складчатая система; 5 – краевое поднятие, блоки: Ч – Чегдомынский, Г – Гуджальский, 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-Тукурингрский, 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

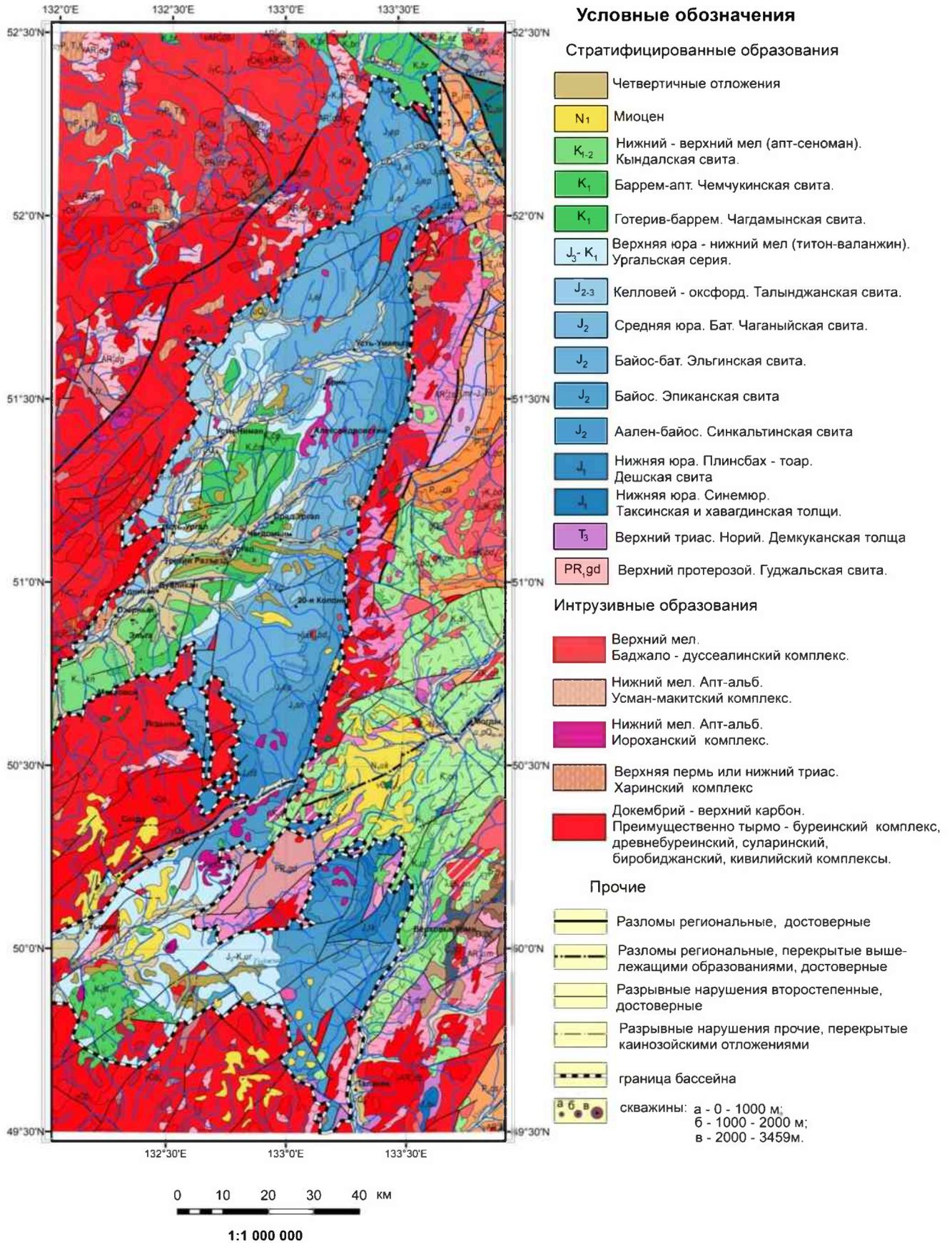


Рисунок 1.4 Схематизированная геологическая карта Буреинского бассейна по [6, 7]

1.2.2 Среднеамурский осадочный бассейн

Среднеамурский осадочный бассейн (СОБ) 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 1.5). Бассейн входит в кайнозойскую рифтовую систему тыловой части активной континентальной окраины Востока Азии [8, 9].

В юго-западной части СОБ в составе ЦХБ террейна выделяется раннедокембрийский кристаллический фундамент, сложенный позднеархейско-раннепротерозойскими гнейсами, мигматитами, сланцами различного состава и метаморфизованными габбро. Фундамент представлен отдельными выступами, блоками. Предполагается, что блоковая делимость фундамента существовала уже в докембрии и оказывала влияние на характер проявления тектонических процессов в последующие эпохи [6].

Выше залегает деформированный чехол, в котором выделяются этажи байкальского, каледонского, герцинского и раннемезозойского этапов тектогенеза. Байкальский этаж сложен терригенной молассоидной и вулканогенными риолитовой и базальтовой формациями верхнего рифея. Фрагменты структур каледонского этажа сложены терригенной и известняковой формациями нижнего кембрия. Герцинский этаж представлен структурами Урмийского прогиба, обрамляющего СОБ с северо-запада. Его фрагменты в виде Ульдура-Чуркинского поднятия обнажаются и вдоль Ишу-Харпийского разлома (рисунок 1.6). Нижний подэтаж прогиба образован известняково-песчано-глинистой формацией раннего-среднего девона сынчугинской серии и раннего карбона ниагдинской толщи общей мощностью более 2700 м. Верхний подэтаж прогиба сложен терригенной нижней молассой ранней перми-среднего триаса мощностью более 3000 м. От нижнего подэтажа он отделён длительным перерывом, на который приходится становление гигантских плутонов габбро-гранодиорит-гранитовой формации среднего-позднего карбона северо-восточного простирания, согласующегося с господствующим направлением пликативных и дизъюнктивных структур фундамента [6].

Раннемезозойский этаж представлен верхнетриасовой-верхнеюрской нижней молассой Буреинского, Гуджикского, Бирского прогибов. В поздней юре-раннем мелу на окраине СОБ рифтогенные процессы выразились формированием Кындальского рифтограбена на Буреинском массиве ЦХБ террейна. На краю Ханкайского массива в это время изливались щелочные базальты погской свиты. Поздний мел – время интенсивной вулcano-плутонической деятельности на восточной окраине Буреинского массива.

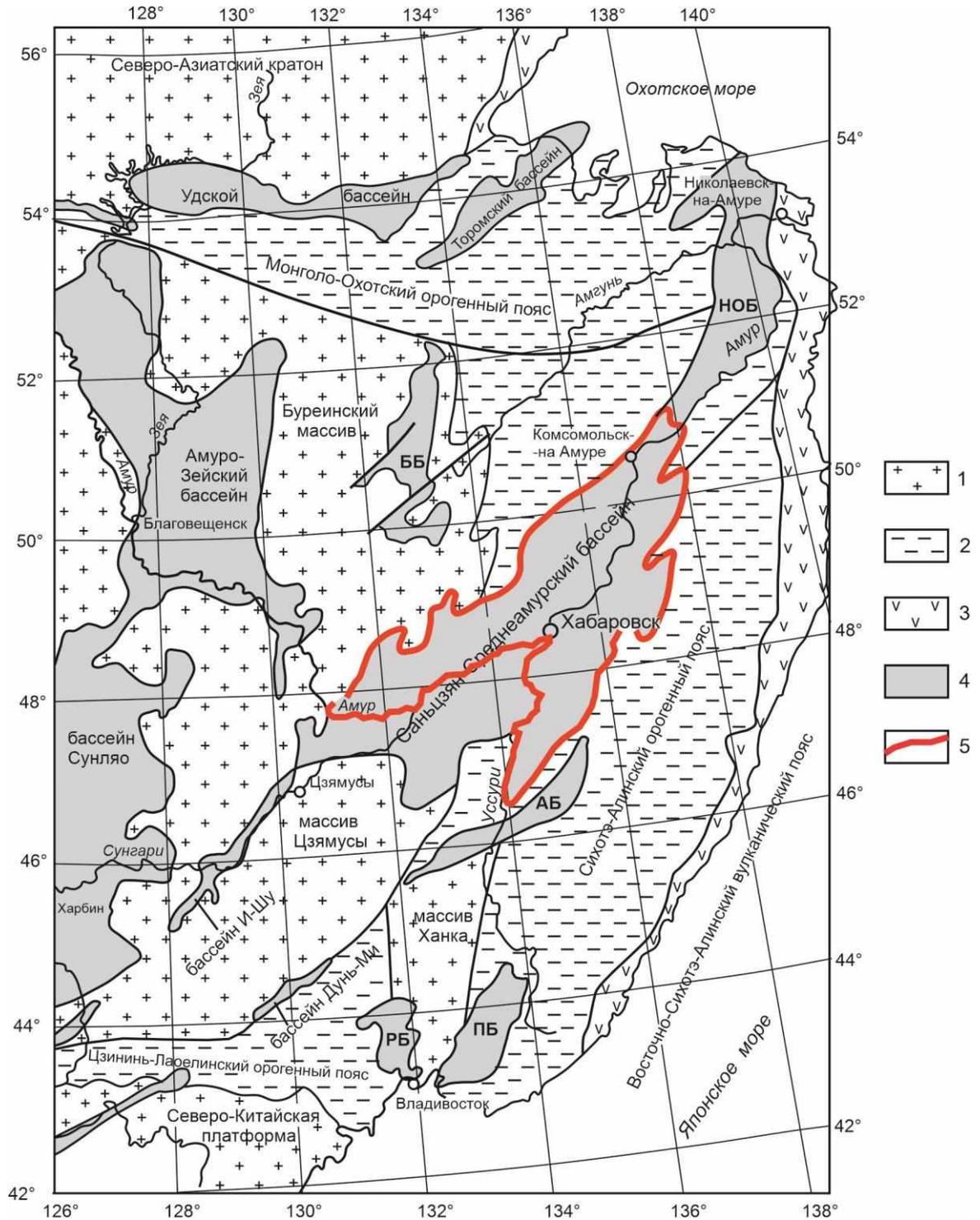


Рисунок 1.5 – Мезозойские осадочные бассейны и основные структурные элементы юго-восточной России и прилегающих территорий по [2]: 1 - древние кратоны и массивы; 2 - орогенные пояса; 3 - вулканические пояса; 4 - осадочные бассейны: АБ - Алчанский, ББ - Буреинский, ПБ - Партизанский, РБ - Раздольненский, НОБ – Нижнеамурский; 5 – граница Среднеамурского осадочного бассейна

Для описания мезозойской стратиграфической последовательности западной части САОП в последние годы разработана схема геолого-структурного районирования [6, 10]. Согласно данной схеме к востоку от Уликинского разлома, разделяющего Буреинский массив и

Сихотэ-Алиньскую складчатую систему, обособлены Баджало-Горинская структурно-формационная зона (СФЗ) с Амгунской и Горинской подзонами и Западная СФЗ с Приамурской, Приуссурийской и Ванданской подзонами. Западная СФЗ отделена от Баджало-Горинской Ишу-Харпинским разломом (рисунок 1.6).

СОБ 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. По сгущению грабенов выделяются три протяженные в северо-восточном направлении структурно-тектонические зоны (СТЗ): Западная, Центральная, Восточная [10]. В каждой СТЗ обособлены Северная и Южная подзоны (рисунок 1.7).

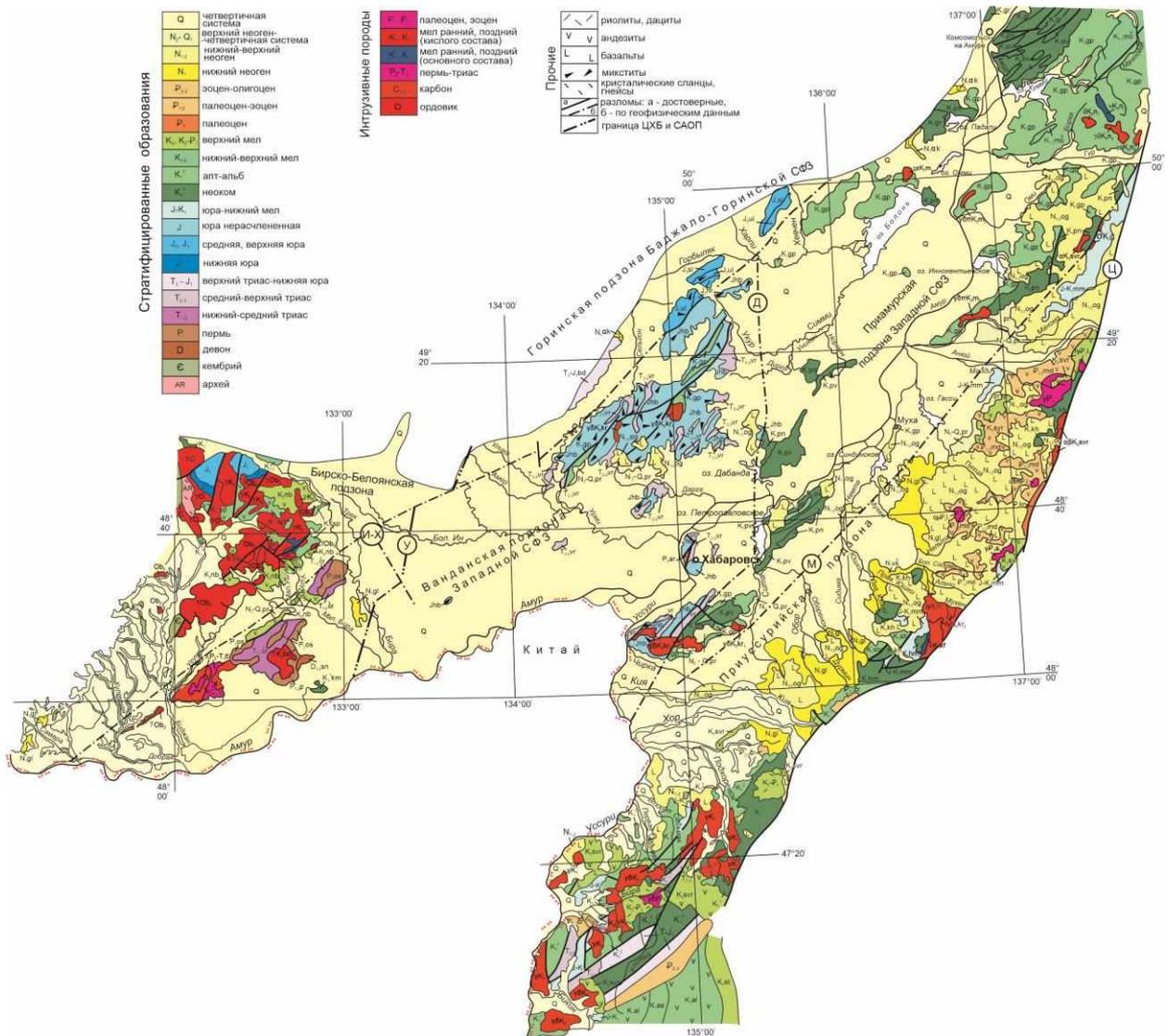


Рисунок – 1.6 Схематизированная геологическая карта СОБ [6] с элементами структурного районирования для мезозоя. Разломы, разделяющие сейсмо-фациальные зоны: У - Уликинский; И-Х - Ишу-Харпийский; Д - Дабандинский; М - Маноминский; Ц - Центрально-Сихотэ-Алиньский.

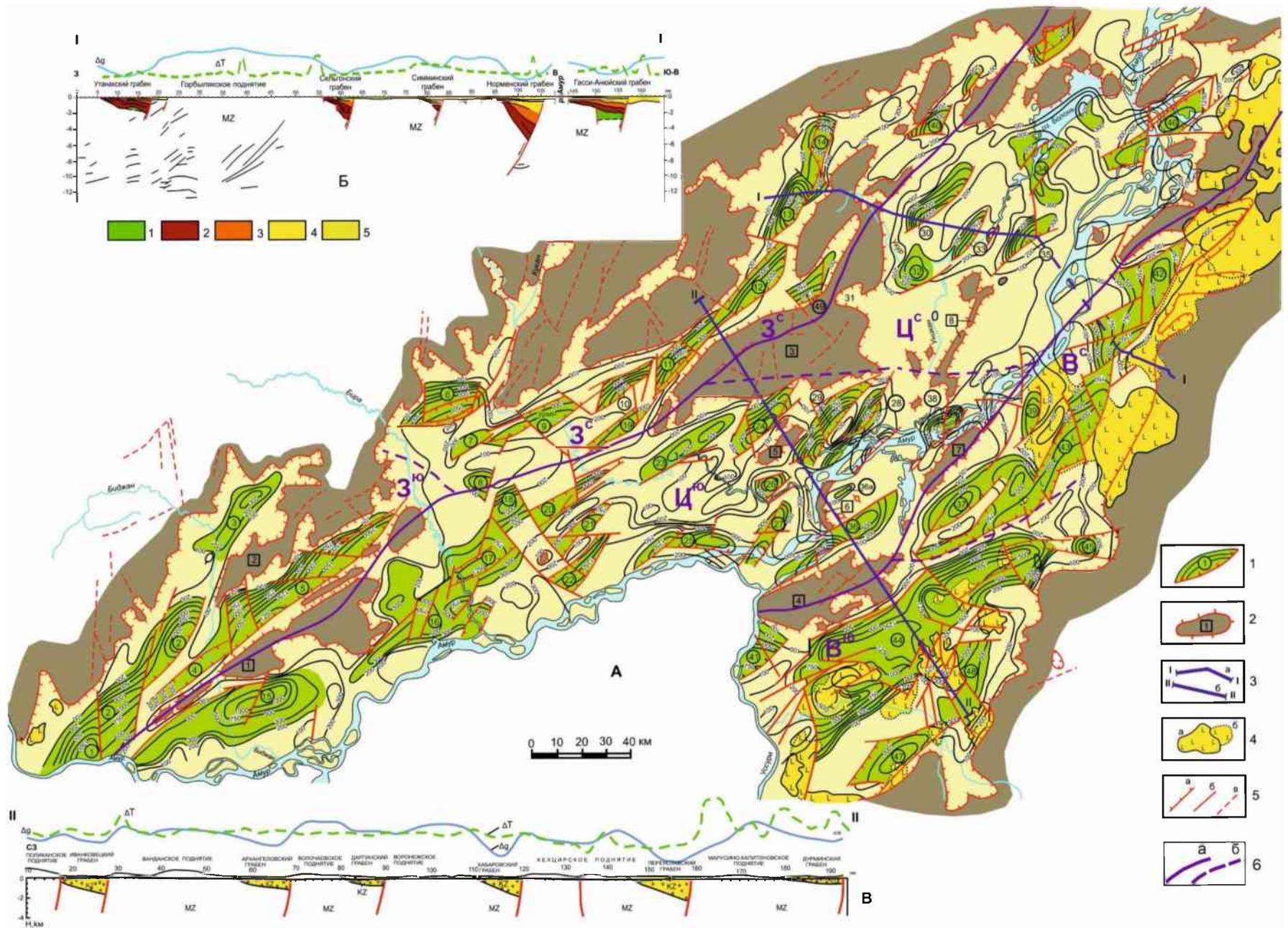


Рисунок 1.7 – А - структурная схема СОБ по [9, 10]: 1 – грабен и его номер; 2 – поднятие и его номер; 3 – линии разрезов: а – по МОВ ОГТ, б – по гравиметрии; 4 – плато неоген-четвертичных базальтов: а – выходящие на поверхность, б – скрытые; 5 – разломы: а – сброс, амплитуда (а) > 500м, в – сброс, а < 500 м, в – прочие; 6 – границы структурно-тектонических зон (СФЗ) (а) и подзон (б). Структурно-тектонические зоны и подзоны (буквы на схеме): З – западная (З^с, З^ю – северная и южная подзоны; В – восточная (В^с, В^ю – северная и южная подзоны; Ц – центральная (Ц^с, Ц^ю – северная и южная подзоны).

Грабены (цифры в кружке): 1 – Лобэйский, 2 – Самарско-Дитурский, 3 – Тайменский, 4 – Преображеновский, 5 – Бирофельдский, 6 – Биробиджанский, 7 – Аурский, 8 – Верхнеинский, 9 – Волканский, 10 – Иванковецкий южный, 11 – Иванковецкий северный, 12 – Кафэнский, 13 – Утанакский, 14 – Харпинский, 15 – Башмакский, 16 – Мориловецкий, 17 – Надежденский, 18 – Ольский, 19 – Уликанский, 20 – Инский, 21 – Петровский, 22 – Луговской, 23 – Евгеньевский, 24 – Архангеловский, 25 – Нижнеспасский, 26 – Тунгусский, 27 – Николаевский, 28 – Катарский, 29 – Даргинский, 30 – Сельгонский, 31 – Литовский, 32 – Укурский, 33 – Симминский, 34 – Усть-Харпинский, 35 – Норменский (Болонский), 36 – Хабаровский, 36а – Базовский; 37 – Бикскурский, 38 – Дабандинский, 39 – Немтинский, 40 – Альканский, 41 – Невельский, 42 – Нижне-Аньюский, 43 – Гассинский, 44 – Переяславский, 45 – Мухенский, 46 – Иннокентьевский, 47 – Гольдинский, 48 – Дурминский, 49 – Алгинский. **Поднятия** (цифры в квадрате): 1 – Ульдура-Чуркинское, 2 – Шуки-Поктойское, 3 – Вандано-Горбылякское, 4 – Хехцирское, 5 – Волочаевское, 6 – Воронежское, 7 – Вятско-Елабужское, 8 – Синдо-Мурхенское (Даргинско-Болонское).

Б – разрез I-I – северный, построенный по сейсмическим данным МОВ ОГТ [10]:

1 – мезозойский (?) осадочный комплекс; 2-3 – палеоген: 2 – чернореченская (?), 3 – бирофельдская (?) свиты; 4 – неоген, ушумунская свита; 5 – неоген-четвертичный осадочный комплекс.

В – разрез II-II через центральную часть СОБ, построенный по гравиметрическим данным (по Н.М. Камаеву) [10].

1.3 Геолого-геофизическая и нефтепоисковая изученность

Геологическая изученность

Первые сведения о геологическом строении района были получены в XIX в. в результате маршрутных исследований по рр. Амур и Буряя А.Ф. Миддендорфа, Н.П. Аносова, Г. Пермикина, Р. Маака, Ф.Б. Шмидта и др. Начало систематических геологических исследований приходится на рубеж XIX и XX вв. В них участвовали Э.Э. Анерт, Л.Ф. Бацевич, Д.В. Иванов, А.И. Хлапонин, Я.С. Эдельштейн, П.К. Яворовский и другие геологи. По материалам этих исследователей в 1927 г. была составлена геологическая карта азиатской части СССР.

1.3.1 Буреинский осадочный бассейн

Общие перспективы Буреинского каменноугольного бассейна впервые были оценены В.З. Скороходом (1932, 1935 гг.) и Б.М. Штемпелем (1932 г.), которыми была составлена первая геологическая карта масштаба 1:200 000 и разработана стратиграфическая схема морских и пресноводно-континентальных отложений.

Дальнейшее изучение геологического строения и полезных ископаемых рассматриваемой территории проводилось по двум направлениям: с одной стороны велись

биостратиграфические, стратиграфические, литолого-стратиграфические исследования, с другой – крупномасштабные съемки, поиски и разведка, которые были сконцентрированы в основном на перспективных площадях Ургальского каменноугольного месторождения.

Работами Г.Я. Крымгольца, Т.Н. Давыдовой, В.Н. Принады, Н.С. Шатского, Н.П. Хераскова, Г.Ф. Крашенникова, Д.Д. Пенинского, Д.Д. Гольдштейн и др. была установлена общая структура Буреинского каменноугольного бассейна, разработана полевая стратиграфия морских и пресноводно-континентальных образований, выяснено распределение ископаемой флоры и фауны в разрезах юры и мела, условия угленакопления и изменения фаций на площади всего бассейна.

Планомерное изучение геологического строения района относится к концу 30-х и началу 40-х гг. Оно проводилось А.Ф. Атаманчуком, Е.Е. Фроловой, С.Ф. Усенко, С.С. Дарбиняном и др.

В 50-е гг. прошлого века началось геологическое картирование территории в масштабе 1:200 000 сотрудниками ДВТГУ и 2-го ГУ, завершившееся к середине 70-х гг. В итоге к началу 80-х годов почти вся территория бассейна была покрыта среднемасштабной и частично крупномасштабной съемками.

Одновременно с геологической съемкой в районе продолжались научные и тематические исследования. Среди работ, посвященных лито- и биостратиграфии, следует назвать исследования В.А. Вахрамеева и М.Д. Долуденко, Е.П. Брудницкой, В.А. Красиловой, И.И. Сей, В.Д. Калачевой, М.М. Кошман, В.В. Крапивенцевой и др.

В 1990 г. была составлена коллективом сотрудников Хабаровской поисково-съемочной экспедиции (В.Ю. Забродиним, Л.Б. Максимовой, Ю.Г. Морозовым и др.) Государственная геологическая карта масштаба 1:50 000 Центральной части Ургальского горнопромышленного района по группе листов и объемная объяснительная записка к ней. В этом труде на основе детальных исследований обобщены последние данные по стратиграфии, тектонике, закономерностям угленакопления.

В последние десятилетия на основе новых данных по крупномасштабному геологическому картированию Буреинского бассейна составлены карты нового поколения [6, 7]. Стратиграфическая последовательность мезозойских отложений детализирована и обоснована находками фауны, уточнен петрографический состав пород. Это послужило хорошей основой для литолого-фациальных исследований и последующих палеогеографических и геодинамических реконструкций [11; 12; 2; 13; 14]. Кроме того, предприняты первые попытки секвенсстратиграфического расчленения поздне триасово-меловой последовательности [10].

Геофизическая изученность

Первые геофизические исследования территории, включающей Буреинский осадочный бассейн, относятся к 50-м годам прошлого столетия. До середины 60-х годов это были мелко- и среднемасштабные аэромагнитные (В.В. Фиженко, Политиков М.И., Диденко С.Н., Игнатъев Г.Г., Шапочка И.И., Метелева Л.С. и др.) и гравиметрические (Исмаилов Р.И., Киримов Л.А., Сухинин А.Н. и др.) съемки, наземная магниторазведка и электроразведка (Симонова В.А., Морозов Ю.Г. и др.). В результате этих работ выясняется общий характер глубинного строения территории. В частности уточнены границы Буреинского бассейна, выделены зоны тектонических нарушений, оконтурены участки распространения интрузивных и эффузивных образований, нижнеюрских осадочных отложений и протерозойского метаморфического комплекса. Установлена низкая эффективность электроразведочных исследований на постоянном токе в связи с большим распространением многолетней мерзлоты.

В 1964 г. для изучения структурных элементов Буреинского бассейна и определения мощности осадочного чехла опробована сейсморазведка КМПВ (Гапонов А.П. и др.). Была составлена первая структурно-тектоническая схема осадочного бассейна. Согласно этой схеме бассейн представляет собой единый прогиб, заполненный мезозойскими образованиями, максимальная мощность которых достигает 4000 м. Для детализации и выявления антиклинальных структур центральная часть бассейна в 70-х гг. была планомерно исследована сейсморазведкой методом отраженных волн (МОВ) (Романюк А.А., Любарский М.Л. и др.). Данные сейсморазведки позволили с различной степенью надёжности осветить строение района до глубин 2500-3000 м, построить структурные карты по опорным отражающим горизонтам и выявить целый ряд антиклинальных структур. Ургальская, Солонийская, Дубликанская антиклинали, образующие Ургало-Дубликанское валообразное поднятие, а также Адниканская антиклинальная складка были подготовлены под поисковое бурение на нефть и газ.

В этот же период на площадях, изучаемых сейсморазведкой, проводятся гравиметрические съемки масштаба 1:100 000 (Романюк А.А. и др.) 1:50 000 (Осколков В.М. и др.), а также аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000 (Серкин Н.Н. и др.). Анализ полученных материалов с привлечением данных МОВ позволил произвести расчет глубин залегания центров масс по гравиметрическим картам и высказать предположение о том, что глубина залегания поверхности фундамента в Кындальской грабен-синклинали должна быть более 6000 м.

С 1985 года начинается новый этап геофизических исследований бассейна, направленных на изучение его нефтегазоносности. Сначала комплекс методов включал сейсморазведочные работы МОВ общей глубинной точки (ОГТ) с применением невзрывных

источников сейсмических волн и электроразведочные (ВЭЗ и МТЗ) исследования по отдельным профилям (Поносов В.И., Панков В.В.). По данным электроразведки пониженным сопротивлением отмечается Кындальский грабен, предполагается его рифтовая природа.

Начиная с 1986 г., центральная, наиболее перспективная часть Кындальской структурной зоны, планомерно изучается сейсморазведкой МОВ ОГТ с взрывными источниками сейсмических волн (Токарева Л.А., Костерева И.А., Войкова С.И.). По результатам работ построены структурные схемы по отражающим горизонтам, уточнено строение выявленных ранее антиклинальных структур, выделены новые структуры, подготовлены под бурение Солонийская, Дубликанская, Ургальская и Адниканская структуры.

В эти же годы была завершена гравиметрическая съемка 1:200 000 масштаба (Рейнлиб Э.Л.). Составлена карта изоаномал силы тяжести в редукции Буге с сечением 2 мГл, выделена группа грабенов в Верхнебуреинской впадине, описаны дизъюнктивы сбросового и сдвигового характера.

В 70-х-90-х годах проводятся региональные геофизические работы. В 1974-76 годах выполнены профильные работы методом ГСЗ (Потапьев С.В.). Бассейн в глубинной структуре региона отмечается относительно малой мощностью земной коры (36 км) и повышенной плотностью верхней мантии. Кроме того, было установлено, что бассейн отличается от соседних структур пониженной скоростью в базальном слое земной коры. ББ отделен от Буреинского массива внутрикоровым разломом, а восточная граница представлена Чегдомыньским выступом с коромантийным и внутрикоровым разломами.

В 2009-2011 гг. на Адниканской и Дубликанской структурах проведены сейсморазведочные работы 3D. Основным результатом этих работ являлась детализация геологического строения Адниканского месторождения, выявление и подготовка к бурению локальных перспективных объектов [96, 97].

Нефтегазовая изученность

Впервые оценку перспектив нефтегазоносности Верхнебуреинского прогиба дал Л.И. Прокофьев (1936 г), возглавлявший партию Дальгеолтреста, которая совместно с ВНИГРИ проводила там работы по изучению нефтегазоносности прогиба. Несмотря на ряд благоприятных, по его мнению, признаков, таких как палеогеографическая и фациальная обстановка, наличие благоприятных структур и хорошие коллекторские свойства пород, перспективы нефтегазоносности им были оценены отрицательно, поскольку мезозойские отложения содержат незначительное количество органики. Эту точку зрения поддержал Н.И. Чернышев (1935-1937 гг.). Их отрицательная оценка привела к прекращению нефтепоисковых работ в пределах прогиба.

Позже изучением возможной нефтегазоносности Верхнебуреинской впадины занимались Н.К. Миронов (ВНИГРИ, 1948), Н.Н. Соколова (Институт нефти АН СССР, 1952), О.П. Сватко и О.А. Блукет (трест Востсибнефтегеология, 1954), С.М. Дорошко (ИГИРГИ, 1959), А.А. Капица (ДВТГУ, 1959).

С 1959 года на материковой части Дальнего Востока проводились тематические работы по изучению перспектив нефтегазоносности Дальневосточной партией ВНИГРИ под руководством Н.П. Туаева (1962), В.А. Завадского (1965), Л.Д. Мирошникова (1967, 1971) и др.

Верхнебуреинским отрядом партии руководила Э.А. Светлакова (1969). На основании анализа прямых и косвенных признаков нефтегазоносности, условий седиментации мезозойских толщ района, закономерностей распределения органического вещества в них, а также сопоставления формационного ряда района с формационными рядами промышленных нефтегазоносных районов Союза, была дана положительная оценка перспектив нефтегазоносности Верхнебуреинского прогиба и определено направление дальнейших исследований. Предпочтение было отдано центральной части впадины.

В 1966-68 гг. В.Б. Торгованова (ВНИГРИ) занималась изучением гидрогеологии южной части Дальнего Востока. Верхнебуреинский артезианский бассейн был отнесён ею к перспективным в нефтегазоносном отношении.

В 1962-1974 гг. параллельно проводились тематические исследования, направленные на изучение углеводородного потенциала, Дальневосточной экспедицией МГУ (Р.В. Быков, В.А. Губин, Ю.А. Ломтев, В.А. Марков, А.А. Трофимук, Т.М. Шлыкова) и СО ВНИГРИ (Н.В. Куликов, В.А. Завадский и др.).

В 1965-72 гг. Верхнебуреинской экспедицией ДВТГУ с целью изучения морфологии Ургальской, Западно-Солонийской и Дубликанской структур, выявленных сейсморазведкой МОВ, пробурено 12 структурно-картировочных скважин. Первое нефтегазопоявление было зафиксировано в 1965 г. в картировочных скважинах № 19, 22, пробуренных Чегдомынской партией ДВТГУ в 2 км к северо-востоку от ст. Ургал. Выделение нефти и газа началось с глубин 74-76 м при вскрытии пород кындальской свиты (Морозов, 1966).

В этот же период (1965-1972 гг.) проводилось структурно-картировочное, параметрическое и поисковое бурение сотрудниками «Востоксибнефтегеофизики». Пробурено 6 структурных скважин, одна параметрическая 1ПР и две поисковые скважины (2П и 4П).

О.В. Равдоникас и Г.И. Ивановым (1985 г.) обобщены данные по проявлениям нефти и газа в Приамурье и проведена сравнительная характеристика с таковыми из месторождений Китая и Монголии. Ими исследованы различные особенности строения бассейнов, в том числе газогеохимические и гидрогеологические, и дан хороший прогноз для Буреинского бассейна.

В 80-х годах XX века работы продолжались экспедицией ПГО «Сахалингеология». В процессе бурения скважины 1А на Адниканской площади при испытаниях кындальской свиты был получен фонтанный приток газа дебитом 53,2 тыс. м³/сут. Отмечено, что имеется ещё ряд перспективных объектов в верхней части кындальской свиты, но испытать их не удалось из-за низких температур.

Таким образом, была установлена промышленная газоносность песчаных пластов кындальской свиты, и в 1991 г. открыто Адниканское месторождение газа. Сейсморазведкой выявлен ряд структур, позволяющих высоко оценивать перспективы бассейна.

Тематические работы, касающиеся нефтегеохимических исследований проведены Т.А. Рязановой, подтвердившей высокие перспективы Буреинского бассейна на нефть и газ [15, 16].

Запасы газа в пределах Адниканского месторождения, числящиеся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации, составляют: 0,437 млрд куб. м по категории С1; 1,553 млрд куб. м по категории С2 [6]. В настоящее время работы на Буреинском участке недр, в границах которого расположено Адниканское месторождение, возобновлены.

1.3.2 Среднеамурский бассейн

Геолого-геофизическая изученность

В истории проведения геолого-геофизических работ в пределах бассейна можно выделить два этапа. На первом из них (1950-1970-е гг.) силами ВНИГРИ, МГУ, ДВТГУ осуществлялись в основном съемки разных масштабов и структурно-параметрическое бурение. В этот период были осуществлены: геологические съемки масштаба 1:500 000, 1:200 000 и 1:50 000, аэромагнитная съемка масштаба 1:200 000, 1:50 000 и 1:25 000, выполненная в самолетном варианте.

В эти же годы площадь СОБ покрыта гравиметрической съемкой масштаба 1:200 000, проведены профильные электроразведочные работы, ГСЗ, сейсморазведка КМПВ. На этом этапе в значительных объемах проведены научно-тематические исследования с целью оценки перспектив и прогноза нефтегазоносности (Варнавский, 1962, 1969 гг.; Белогуб, 1964 г.; Завадский, 1964-1973 гг.; Быков, 1968-1971 гг.; Бутенко, 1967-1971 гг.; Марков, 1966 г. и др.).

По данным интерпретации магнитного поля установлено, что локальные аномалии преимущественно северо-восточного простирания обусловлены составом пород докайнозойского фундамента бассейна, в том числе выходящих на земную поверхность. По структуре локальных аномалий, как в пределах российской части впадины, так и китайской, фундамент разделяется на две области – восточную и западную.

В 1983 г. силами СГФЭ ПГО «Сахалингеология» в СОБ по сети региональных профилей были проведены комплексные геофизические работы, включающие сейсморазведку МОВ ОГТ с применением невзрывных источников сейсмических колебаний, электроразведку ВЭЗ, МТЗ и гравиметрию. Эти работы условно относят к началу второго этапа нефтегазопоисковых работ в СОБ. На основании полученных данных мощность кайнозойских отложений в центральной части Обор-Уссурийского грабена (впоследствии он был назван Переяславским) была оценена в 3800 м, а с учетом предположения о существовании в разрезе нормально-осадочного мелового комплекса прогнозируемая мощность увеличена до 5-6 км (В.И. Поносов, 1984, 1985 гг.).

В 1985 г. году при ПО «Сахалингеология» была создана Дальневосточная геофизическая экспедиция (ДВГФЭ) и начато планомерное проведение региональных и поисковых сейсморазведочных работ. В 1986-1987 гг. в пределах перспективных структур СОБ проведена кондиционная аэрогеофизическая съемка с использованием вертолета.

В этот период на основании обобщений гравиметрических данных (Рейнлиб, 1991 г.), а также по результатам глубинных исследований МОВЗ, МТЗ, ГСЗ по сети региональных профилей, проведенных в разные годы ПГО «Иркутскгеофизика», ИТиГ ДВО РАН совместно с Геофизическим Государственным предприятием Дальгеолкома, уточнено глубинное строение СОБ. Установлено, что рассматриваемая структура развивается на валообразной неоднородности мантии, что стимулирует рифтообразовательные процессы и обуславливает рифтогенную природу грабенов, представляющих основной нефтегазопоисковый интерес.

К настоящему времени региональными сейсмическими исследованиями ОГТ охвачены Переяславский, Гасси-Аньюйский, Кур-Урмийский, Невельский, Хабаровский, Николаевский и ряд других грабенов, выделенных по данным гравиразведки в северо-западной и юго-восточной, а также центральной частях СОБ. Детальными поисками МОВ ОГТ в комплексе с детальными гравиметрической и аэрогеофизической съемками изучены юго-западный фланг и часть центрального интервала Переяславского грабена. Обобщение этих исследований сделано в работах [10, 17].

В конце 20-го столетия много новых данных получено по стратиграфии мезозойских отложений (Беляев, 1978; Калинин, 1990; Коновалов, 1990; Красилов, Шорохова, 1989; Шевелев, 1987; Решения..., 1994 и др.), позволяющих уточнить последовательность и возрастную датировку мезозойских толщ, установить аллохтонное залегание многих палеозойских и раннемезозойских толщ и свит. Проведён также структурный анализ дислокаций в среднем течении р. Амур (Натальин, Алексеенко, 1989), позволивший в совокупности с другими работами (Натальин, Фор и др., 1991; Натальин, 1991) рассмотреть с новых позиций геодинамическую природу СОБ (Натальин, Черныш, 1992).

В результате исследований МОВЗ, МТЗ, проведённых в 2000-2010 гг. геофизическим предприятием Дальгеолкома и ИТиГ ДВО РАН (В.Е. Кузнецов, В.А. Бормотов и др., 1997 г.; Бормотов, 2006; Каплун, 1998, 2009), создана основа для построения общей геодинамической модели глубинного строения СОБ.

В октябре 1997 г. в пределах Бирофельдского грабена ГМПП «Аэрогеофизика» проведена аэромагнитная съёмка масштаба 1:50 000 высокочувствительной аппаратурой, и в 1998 г. составлена детальная карта магнитного поля. В ограниченном объеме проведена сейсморазведка МОВ ОГТ (7 профилей).

В 2009 году в ИТиГ ДВО РАН подготовлена монография по СОБ, обобщившая все проведенные к тому моменту геолого-геофизические исследования [10].

В 2010-2011 гг. ООО «Сигма Нефтегаз Сервис» выполнены профильные сейсморазведочные работы МОГТ в пределах Бирофельдского грабена в объеме 410,9 пог. км. По результатам работ выявлены потенциально перспективные объекты для поисков УВ. [98]

В 2011-2012 гг. ЗАО «Пангея» проведены сейсморазведочные работы 3Д в пределах Малоситинского поднятия Переяславского грабена с целью строительства подземного хранилища газа. В результате работ была установлена качественная корреляция между старыми 2Д данными и новыми данными 3Д. Несмотря на то, что подтвердилось наличие потенциальной ловушки УВ и её антиклинальный характер, выяснилось существенная раздробленность покрывки разломами. [99]. Тем не менее, авторы отчета рекомендовали провести бурение параметрической скважины с целью уточнения геологического строения кайнозойских и верхнемеловых (?) отложений.

В 2011 году сотрудниками ИТиГ ДВО РАН на основе обобщения и анализа сейсмических данных, локального гравитационного поля и геологических фактов проведены исследования геодинамической обстановки формирования кайнозойских депрессий Приамурья и Приморья [4].

В 2018 г. сотрудниками ИТиГ ДВО РАН совместно с китайским учёным на основе карты аномального гравитационного поля с учетом существующих структурных данных построена единая структурная схема Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна. Отмечено, что некоторые грабены перспективны на углеводородное сырье. [18]

Нефтегазовая изученность

Впервые Среднеамурский осадочный бассейн (СОБ) официально был зачислен в разряд нефтегазоперспективных структур в 1959 г. Основанием для этого послужили данные поисковых и разведочных работ на бурый уголь и, в определённой мере, специализированные геолого-поисковые исследования на нефть и газ, выполненные МГРИ в 1935 г.

Согласно результатам структурно-параметрического бурения, проведённого на первом этапе нефтегазопоисковых работ, Оборо-Уссурийский прогиб был отнесён к малоперспективным площадям (Кулаков, 1959-1962 гг.). Однако, отмечалась высокая битуминозность кайнозойских отложений.

Относительно перспектив нефтегазоносности различных стратиграфических комплексов мнения специалистов расходились. Одни из них основные перспективы нефтегазоносности связывали с безугольной толщей эоцен-олигоценного возраста (Варнавский, 1971) или с отложениями чернореченской свиты (P_1 - P_3) (Завадский, 1964 г.). Породы складчатого основания, по мнению В.А. Завадского, являются бесперспективными в нефтегазоносном отношении ввиду сильной степени их метаморфизма. Но в 1973 г. этот же автор рекомендует сосредоточить поиски ловушек углеводородов в кайнозойских и верхнемеловых отложениях. Другие (Быков, 1968-1971 гг.) говорят об отсутствии условий для нефтегазообразования в кайнозойских отложениях в связи с малой их мощностью, но в то же время делается предположение о возможности миграции УВ в этот комплекс из мезозойского. Третьи (Марков, 1966 г.; Бутенко, 1967-1971 гг.) наиболее перспективными для поисков залежей УВ признают уктурскую (K_1) свиту и отложения переходного возраста (K_2 - P_1). Кайнозойские отложения относятся ими к разряду только газогенерирующих, так как они ещё не достигли главной фазы нефтегенерации. Ими же допускается возможность миграции УВ (в т.ч. и нефти) из нижележащих толщ.

В 1974 г. решением Министерства геологии материковая часть Дальнего Востока, в том числе СОБ, была зачислена в разряд бесперспективных в нефтегазоносном отношении земель, и все производственные геолого-геофизические работы в этом направлении были прекращены. Преждевременность такого решения была подтверждена положительными результатами нефтегазопоисковых работ на смежных территориях Китая, где работы в аналогичных структурах продолжались и завершились открытием месторождений нефти и газа в бассейнах Сунляо, Субей-Желтоморский и Бохайвань.

В 1984 г. решением Межведомственного совещания в г. Хабаровске официально была признана целесообразность и необходимость возобновления нефтегазопоисковых исследований в осадочных бассейнах Дальнего Востока, среди которых СОБ был отнесен к первоочередному объекту изучения.

В конце 80-х годов в Институте тектоники и геофизики ДВО РАН проводились исследования по флюидогеодинамике и нефтегазоносности северо-восточной окраины Азии. По флюидогеодинамическим признакам СОБ находится на молодой конструктивно-деструктивной стадии развития, для которой характерны значительные скопления как нефти, так и газа. На зональном уровне выделены области питания, стока и разгрузки, для которых

определён фазовый состав УВ по элементам геофлюидного потока как в гравитационно-конвекционном, так и в компрессионном режиме [19].

Структурно-параметрическое бурение проведено в ограниченном объеме в пределах Переяславского грабена. Основная часть глубоких скважин (1-ОК, 1-Е, 2-Е) пробурена в юго-западной части Переяславского грабена в пределах горстообразных структур, вскрывших осадочные отложения на глубину 600-1200 м. В центральной части грабена, на его борту, пробурена скважина 1-В глубиной 3200 м. Притоков нефти и газа не обнаружено. На основе изучения коллекторских свойств пород, вскрытых скважинами, оценки их нефтематеринского потенциала, а также сравнительного анализа критериев нефтегазоносности СОБ и бассейнов Восточного Китая рядом исследователей [20, 21, 22, 23, 15] дается отрицательная оценка перспектив нефтегазоносности СОБ.

С 1995 по 2007 годы ИТиГ ДВО РАН в сотрудничестве с Чанчуньским университетом проводил совместные российско-китайские исследования по геологическому строению и нефтегазоносности пограничных с Россией осадочных бассейнов, в частности бассейна Саньцзян, включая систему грабенов северного продолжения системы разломов Тан-Лу [24, 25, 26].

В 2001-2002 гг. часть сейсмопрофилей по Переяславскому грабену была переобработана на современном уровне [100, 101], построены схемы по отражающим горизонтам мезозойского сейсмокомплекса, выделены по данным высокоточной гравиметрии локальные аномалии типа «залежь» по методике «ГОНГ» (разработка «ВНИИГеофизика»).

В 2011 г. ИНГГ СО РАН в сотрудничестве с ИТиГ ДВО РАН было проведено обобщение геолого-геофизических материалов, оценка перспектив нефтегазоносности, разработка рекомендаций по целесообразности проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ в Среднеамурском бассейне [102]. Отмечено, что рассчитывать на открытие крупных месторождений нефти и газа в Среднеамурском бассейне не следует. Вместе с тем предполагается открытие небольших месторождений нефти (первые млн. т) и газа (первые млрд. м³).

1.4 Стратиграфия и вещественный состав отложений

1.4.1 Кындальский грабен (Буреинский бассейн)

Нижняя часть осадочного разреза Буреинского бассейна выполнена морскими и прибрежно-морскими отложениями. В разрезе установлены демкуканская, хавагдинская,

таксинская толщи, дешская, синкальтинская, эпиканская, эльгинская и чаганыйская свиты морского генезиса поздне триасового-среднеюрского возраста [27, 28].

Верхняя часть разреза Буреинского бассейна представлена стратонами преимущественно континентального генезиса: талынджанской, ургальской, чагдамынской, чемчукинской, йорекской и кындальской свитами юрско-мелового возраста и поздний мел-плиоценовыми толщами: песчаниковой, глинистой, песчано-галечниковой.

По данным бурения в осадочном чехле Кындальского грабена присутствуют терригенные отложения юрско-кайнозойского возраста.

Мезозойская эратема

Юрская система

Средне-верхнеюрские отложения

Талынджанская свита ($J_{2-3} tl$), выделенная Н.П. Херасковым в 1939 г., начинает разрез угленосных континентальных отложений Буреинского бассейна. Континентальные отложения талынджанской свиты развиты практически на всей территории КГ. Исключение составляют выступы фундамента (район скважины 1-А, рисунок 1.6). Нижняя подсвита ($J_{2-3} tl_1$) в Центральной зоне (рисунок 1.4) состоит преимущественно из граувакковых песчаников, содержащих единичные пачки их тонкого переслаивания с алевролитами, пласты и линзы аркозовых песчаников, туфопесчаников, аргиллитов и седиментационных брекчий. Верхняя пачка ($J_{2-3} tl_1$) сложена аркозовыми и граувакковыми мелко- и среднезернистыми песчаниками с растительным детритом и слюдой на плоскостях напластования. По материалам Ю.Г. Морозова, на правом берегу р. Ургал граница между двумя пачками нерезкая и выражена слоем переходных по составу песчаников мощностью 5-6 м, в котором исчезают текстуры взмучивания, зеленоватая окраска пород сменяется буровато-серой. Специфической особенностью переходного слоя является присутствие в нем углефицированных остатков корней растений, пронизывающих породы перпендикулярно плоскостям наложения. Отложения верхней пачки, по мнению Ю.Г. Морозова, фиксируют постепенную смену морского режима осадконакопления континентальным, которая выражается в появлении фауны двустворок опресненных бассейнов лагунного типа.

Талынджанская свита в значительном объеме (около 570 м) вскрыта глубокой скв. 1С, где она имеет существенно глинисто-алевролитовый состав, а в верхней части содержит довольно мощные слои углей. В скважинах по р. Ургал (скв. 2П) и севернее (скв. 4П) вскрыты лишь верхи талынджанской свиты, представленной песчаниками, алевролитами с горизонтами туфов, туффитов, редкими линзами угля. Принят келловей-оксфордский возраст талынджанской свиты.

Верхнеюрско-нижнемеловые отложения

Ургальская свита (J_3-K_1 *ur*) впервые выделена Г.Ф. Крашенинниковым в 1935 г., распространена в обрамлении Кындальской грабен-синклинали и в Тырминской впадине. В пределах центральной части Ургальского горнопромышленного района (УГР) обычно выделяют ургальскую серию с двумя свитами: дубликанской и солонийской. Почти во всех изученных разрезах в основании ургальской серии наблюдается горизонт разногалечниковых и валунных конгломератов. Выше следует комплекс ритмично переслаивающихся отложений. В основании каждого седиментационного ритма залегают грубообломочные породы (гравелиты, песчаники), которые сменяются алевролитами, аргиллитами, часто пепловыми туфами и каменными углями.

Меловая система

Нижнемеловые отложения

Установлен непрерывный ряд пресноводно-континентальных отложений всех ярусов, начиная с берриаса и по альб. Возраст определен по палинологическим исследованиям [29]. Выделены свиты: чагдамынская, чемчукинская, йорикская, кындальская.

Чагдамынская свита ($K_1\check{c}g$) обнажается лишь в северной и восточной частях Кындальской грабен-синклинали. Мощность свиты в выходах на поверхность 120-410 м. В глубоких скважинах она возрастает до 490 м. Преобладающими в ней являются аркозовые и полимиктовые песчаники. В основании свиты повсеместно наблюдается горизонт конгломератов, гравелитов и грубозернистых песчаников. Выше залегает толща чередующихся слоев песчаников, алевролитов, аргиллитов. В алевролитах и аргиллитах отмечаются прослойки пепловых туфов, пропластки и пласты каменного угля. Возраст *чагдамынской свиты* определен как готерив-раннебарремский.

Чемчукинская свита ($K_1\check{c}t$) выделена Г.Ф. Крашенинниковым в 1925 г. в бассейне р. Чемчуко. Она согласно залегает на чагдамынской и обнажена на значительных площадях на левобережье р. Буря, в нижних течениях рр. Чемчуко, Солони, в междуречье Дубликан-Адникан-Ягдынья. На большей части территории чемчукинская свита венчает разрез континентальных угленосных отложений. Значительная часть слагающих её образований денудирована и лишь в Кындальской зоне и вблизи неё свита представлена полными разрезами. В её основании залегает пачка (80-200 м) разнозернистых песчаников с линзами конгломератов и спорадически встречающимися прослоями алевролитов, пепловых туфов, углистых аргиллитов, минерализованных стволов деревьев. Средняя часть (180-200 м) свиты представлена переслаивающимися алевролитами, аргиллитами, песчаниками. Отмечаются прослойки пепловых туфов и пласты каменного угля. Выше следуют разнозернистые песчаники с частыми прослоями алевролитов и редкими – аргиллитов и углистых алевролитов. Мощность

свиты достигает 600 м. Формирование чемчукинской свиты приходится на поздний баррем-ранний апт.

Йорекская свита (K_{1ir}) выделена Т.Н. Давыдовой в 1939 г., позднее И.И. Шарудо и другими исследователями. Свита сложена конгломератами, гравелитами, крупно-, средне- и мелкозернистыми песчаниками, полимиктовыми алевролитами, аргиллитами и распространена в Кындальской зоне, где выходы её зачастую имеют дизъюнктивные ограничения. Общая мощность йорекской свиты меняется от 600 до 700 м. В скважине 4П в отложениях свиты преобладают грубообломочные породы, тонкие пласты угля приурочены к нижней части разреза. К югу, в скв. 2П, 1ПР, свита представлена преимущественно переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. В скв. 1А мощность её уменьшается до 437 м. Отмечены редкие тонкие слои углистых пород, туфов. Грубообломочные породы встречаются лишь в низах разреза. Возраст йорекской свиты принят позднеаптским-раннеальбским.

Нижний и верхний отделы объединенные

Кындальская свита (K_{1-2kn}), выделенная Ю.Г. Морозовым в 1965 г. со стратотипом по р. Кындылы, объединяет переслаивающиеся полимиктовые и граувакковые песчаники, аргиллиты, алевролиты и аргиллитоподобные глины с прослоями известняков, мергелей, туфов, туффитов, углей, углистых пород и линзами конгломератов в основании. Отложения свиты распространены только в Кындальской грабен-синклинали. В междуречье Ургала и Кындылы они перекрываются песчанниковой толщей верхнего мела-палеогена. Возраст для кындальской свиты принят альб-сеноманский.

Меловая система, верхний отдел – палеогеновая система, палеоцен

Песчанниковая толща ($K_2 - P_{1p}$) выделена впервые Ю.Г. Морозовым. Толщу слагают песчаники, аргиллиты, галечники, пески, уплотнённые глины. Эти образования закартированы преимущественно в пределах Кындальской грабен-синклинали, а также у её границ: в междуречье Энхо-Талынджан и междуречье Ургал-Кындылы и на правом берегу р. Кындылы. Состав и строение песчанниковой толщи указывают на формирование её в обстановке крупной аллювиальной долины с боковыми притоками и большими устойчивыми озёрами. В юго-юго-восточном направлении мощность толщи возрастает, достигая 300 м. Возраст толщи определён как маастрихт-датский.

Кайнозойская эратема

Неогеновая система

Глинистая толща (N_{1g}) – глины, суглинки, супеси, галечники сохранились только в северо-восточной части территории на пологих выровненных участках междуречных пространств рр. Бол. и Мал. Йорек. Здесь с поверхности залегают серовато-желтые суглинки и серые глины с прослоями супесей, линзами илов и отдельными захоронениями стволиков и

корневищ растений (пойменная фация), слагающие верхнюю часть миоценовых отложений. Нижняя половина изученных разрезов представлена галечниками и валунами с примесью песков (русловая фация). В переуглубленных участках древних миоценовых долин под валунно-галечниковыми отложениями скважинами вскрыт озёрный комплекс осадков мощностью 17 м. По заключению Л.И. Лукашовой, споро-пыльцевой комплекс толщи характерен для миоценовой флоры.

Песчано-галечниковая толща (N₂pg) – пески, галечники, глины, суглинки, редко валунники – развита в пределах всей площади на широких водораздельных пространствах, примыкающих к долинам рек Буряя и Ургал. Разрезы этих образований изучались с помощью скважин и канав, что позволило установить их двучленное строение. В составе верхней пачки (пойменная фация), в среднем, до глубины 15-18 м преобладают пластичные глины, суглинки, пески, реже илы. Для нижней пачки (средняя мощность 5-8 м) характерен грубообломочный материал – галечник с примесью отдельных валунов, сцементированный гравийно-песчаным материалом. Диапазон колебаний мощности пойменной и русловой фаций плиоценового аллювия в пределах изученной территории довольно широк – от 10 до 23 м. Результаты бурения в различных частях площади и изучение разрезов отложений позволили установить их несогласное залегание на всех нижележащих стратифицирующихся образованиях. Споро-пыльцевым методом палинологом И.Б. Мамонтовой возраст толщи был определён как позднеплиоценовый.

1.4.2 Переяславский грабен (Среднеамурский бассейн)

Геологический разрез СОБ слагают осадочные, эффузивно-осадочные и вулканогенные толщи кайнозойского и мелового возраста, а также более древние образования, фрагментарно обнажающиеся в пределах горно-складчатого обрамления впадины и внутри него в отдельных выступах. Поскольку степень изученности СОБ слабая, то разделение фундамента и чехла довольно условно.

Нижний структурно-тектонический этаж – гетерогенный **фундамент**, сложенный различными магматическими и метаморфическими формациями, предположительно архейского и палеозойского возраста.

Складчатое основание - средний структурный этаж, представленный морскими отложениями триаса, юры и нижнего мела, вскрыт в грабенообразных понижениях фундамента и обнажается на его выступах (горстах). Этот структурный этаж именуется ещё промежуточным.

Согласно принятому структурно-формационному районированию САОП позднемезозойские отложения Переяславского грабена относятся к Приуссурийской подзоне Западной структурно-формационной зоны (СФЗ). Приуссурийская подзона простирается от р. Гур на северо-востоке до р. Бикин на юго-западе. Она отделяется от Приамурской подзоны Маноминским разломом на северо-западе, а от Центральной СФЗ – Центрально-Сихотэ-Алинским и Мухенским разломами. В.П. Коновалов, А.Н. Филиппов и И.В. Кемкин, детально изучавшие сложную стратиграфическую последовательность в этой подзоне, установили, что типичный терригенный разрез здесь начинается с берриаса.

Меловые терригенные отложения Приуссурийской подзоны расчленены на раннеберриасовую *улиткинскую* свиту, берриас-ранневаланжинские *песчаниковую* толщу и *пиванскую* свиту, валанжинские *хоменгуйскую* и *кхемскую* свиты, баррем-альбскую *ассикаевскую* свиту, альбскую *стрельниковскую* свиту, альб-сеноманскую? *алчанскую* свиту, сеноманскую *столбовскую* толщу и *северянскую* толщу позднемелового возраста.

По литологическим и палеонтологическим данным **меловые отложения**, вскрытые глубокими скважинами в пределах Переяславского грабена, разделены на три свиты: *ассикаевскую*, *стрельниковскую* и *алчанскую*.

Ассикаевская свита (K_{1as}) – умеренно-глубоководные морские турбидитовые отложения. Вскрыты в скважине 1-В в объеме средней и верхней подсвит (инт. 2150-3200 м). Апт-среднеальбские отложения, отнесённые к ассикаевской свите, вскрыты также скв. 2-Е в районе пос. Переяславка (инт. 670-1400 м). Ассикаевская свита делится на три подсвиты. В средней подсвите преобладают разнотерристые песчаники, иногда с мелкой галькой кремнистых пород, реже отмечаются алевропелиты. В верхней подсвите доминируют аргиллиты с редкими прослоями туфопесчаников и туфоалевролитов.

Стрельниковская свита (K_{1str}) – средне-верхнеальбские отложения, разделённые на два комплекса. На западе Приуссурийской подзоны развиты терригенные толщи, слагающие стрельниковскую свиту, а на юге и востоке – вулканогенные отложения, объединенные в алчанскую свиту. Интервал разреза 2070-1300 м скв. 1-В условно отнесён к стрельниковской свите. Свита разделена на более тонкозернистую нижнюю и более грубозернистую верхнюю.

Алчанская свита (K_{1al}), которую выделил Б.Я. Черныш, представлена туфопесчаниками и туфоалевролитами с остатками пресноводной или морской фауны и обильными растительными остатками. Ей свойственна сильная фациальная изменчивость по латерали и вертикали. Соотношение её с ассикаевской свитой дискуссионно. Господствует мнение о резком угловом несогласии. Основываясь на том, что алчанская свита с размывом перекрывается столбовской толщей с раннесеноманской флорой, и детальном анализе

органических остатков В.П. Коновалов рассматривает возраст алчанской свиты как средний-поздний альб.

Кайнозойский осадочный чехол

Палеогеновый и неогеновый осадочный комплекс изучен крайне слабо, преимущественно в пределах 50-500-метровых глубин, достигаемых углепоисковыми, разведочными и гидрогеологическими скважинами, вскрывшими в основном неогеновый разрез.

Палеогеновая система

В скважине 1-В, пробуренной на северо-западном борту Оборского погружения Переяславского грабена, в шламе, поступившем с глубины 1254-1305 м, проанализирован палинокомплекс, позволивший В.С. Маркевич в 2000 году установить их вероятный палеоценовый возраст. Убедительно доказанные палеоценовые осадочные комплексы в пределах СОБ пока не установлены. В районе Мухенского месторождения, расположенного в северо-восточной части Переяславского грабена, геолого-съёмочными работами установлены предположительно палеоценовые отложения: кора выветривания, туфы, андезиты, аргиллиты, алевролиты, углистые аргиллиты и с размывом перекрывающая их пачка алевроито-глинистых угленосных отложений с галечником в основании. Вполне вероятно, что вулканогенно-осадочные палеоценовые комплексы, отмеченные выше, залегают в наиболее глубоких частях грабена, не вскрытых скважинами.

В пределах Переяславского грабена более погруженные горизонты кайнозойского чехла (до 1300 м) вскрыты опорно-картировочными (ОК) и структурно-параметрическими скважинами. Изученная в Переяславском грабене часть палеогеновых и неогеновых отложений расчленена на три свиты: чернореченскую, бирофельдскую и ушумунскую.

Чернореченская свита (P₂₋₃сr) вскрыта несколькими глубокими скважинами (1-ОК, 51, 5-ОК, 1-Е, 1-В), отмечена геолого-съёмочными и углепоисковыми работами на северо-востоке на Мухенском буроугольном месторождении. Литологический состав вскрытой части свиты неустойчив, изменяется по площади от существенно глинистого, глинисто-алевритового в наиболее погруженной части грабена до песчаного, песчано-галечникового – в краевых и приразломных зонах грабена. В скважине 5-ОК отмечены маломощные пласты и пропластки бурых углей и углистых глин суммарной мощностью до 6 м. Изредка отмечаются известковистые песчаники, известняки серые, тёмно-серые. По данным керна, каротажа и сейсмофациального анализа, чернореченская свита в разрезе скважины 1-В в интервале 1090-1305 м представлена песчано-гравийно-галечниковыми отложениями фаций конусов выноса и русел рек, а также продуктами коры выветривания в основании.

Бирофельдская свита (P_3^2bf) вскрыта редкими, наиболее глубокими скважинами в центральной и юго-западной частях ПГ и одиночными скважинами в прибортовых зонах. Литологический разрез представлен разнообразным набором литотипов. В наиболее погруженных зонах развит преимущественно глинистый и алевритовый, переслоенный мелкозернистыми песками, литотип, ближе к окраинам грабена – существенно песчаный. В прибортовых участках грабена отмечаются крупнозернистые пески с галькой, гравийники и галечники. Пески преимущественно мелкозернистые, изредка крупнозернистые. Отмечаются редкие прослои известковистых песчаников, мергелей, слои глин, пропластки бурого угля и углистых глин. Глинистый материал пород представлен гидрослюдой с примесью монтмориллонита и каолинита, участками – каолинитом с примесью гидрослюды и бейделлита. Олигоценый возраст бирофельдской свиты определен по остаткам фауны, флоры, спорово-пыльцевым комплексам. Мощность свиты изменчива – от 46 (скв. 10-ОК) -220 (скв. 51-ОК) до 460 (скв. 1-ОК) – 625 (скв. 1-Е) метров.

Неогеновая система

Ушумунская свита ($N^{1-2}_{1u\delta}$) наиболее изучена. Она вскрыта практически всеми углепоисковыми и разведочными скважинами, пробуренными в структурах СОБ. В Переяславском грабене отложения ушумунской свиты перекрывают бирофельдскую свиту согласно или с размывом. Отличаются они большим разнообразием литогенетических типов, как в разрезе, так и по площади грабена. В скв. 2-Е, пробуренной на Екатеринославском поднятии, осадочный разрез, коррелируемый с осадками ушумунской свиты, представляется существенно глинисто-алевролитовым, переслоенным мелко- и среднезернистым песком, содержащим пропластки и линзы бурого угля. В основании разреза отмечается песок с галькой. Мощность ушумунской свиты достигает 700 м.

Головинская свита ($N_{1-2}gl$) в пределах бассейна имеет ограниченное распространение. Она сложена песками с линзами гравийников, галечников. По данным С.П. Кузьменко, головинская свита представлена глинами, алевритами, песками и галечниками. В минеральном составе глин преобладает каолинит. Алевриты, пески и галечники имеют преимущественно кремнистый состав. Головинскую свиту С.П. Кузьменко относит к формации кор выветривания.

Приамурская свита ($N_{1-2}pr$) наиболее широко распространена в СОБ, вскрыта многочисленными буровыми скважинами на глубинах 2-36 метров, а на востоке, в горном обрамлении бассейна, выходит на дневную поверхность. Представлена приамурская свита грубообломочными породами (от песков разной зернистости с гравием и галькой до песчано-гравийных и песчано-галечниковых несортированных образований), содержащими прослои и линзы мелко- и среднезернистых песков, алевритов и глин мощностью до 15 м. Терригенный материал представлен в основном кварцем и кремнем, реже полевыми шпатами. Мощность

свиты изменчива – от 20 м вблизи зон поднятия докайнозойских пород до 130 м – в пределах погружений СОБ.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения в пределах СОБ, несмотря на свою наибольшую доступность для исследований, изучены слабо. Известно, что наряду с широким развитием озерно-аллювиальных и склоновых образований, четвертичный осадочный комплекс широко представлен эоловыми лессовыми отложениями.

1.5 История изучения теплового поля юга Дальнего Востока

Первые измерения теплового потока на территории юга Дальнего Востока связаны с именем И.К. Туезова, который был организатором и вдохновителем этих работ. В 1966–67-х годах сотрудниками СахКНИИ ДВНЦ АН СССР (Веселовым О.В., Волковой Н.А., Ерёминым Г.Д., Соиновым В.В. и др.) был измерен тепловой поток на четырёх площадях Приморского края, одной площади в Хабаровском крае, одной площади в Амурской области, созданы карты распределения теплового потока территории [30, 31, 32].

С 1983 года к исследованиям теплового поля на юге Дальнего Востока приступил Горнов П.Ю. (ИТиГ ДВО РАН), который измерил тепловой поток в 120 скважинах на 40 площадях Дальнего Востока (Амурская и Магаданская области, Приморский и Хабаровский края). По результатам исследований Горновым П.Ю. установлены средние значения теплового потока для основных тектонических структур юга Дальнего Востока, составлена карта теплового потока (рисунок 1.8) и геотермические разрезы литосферы региона. [33, 34, 35, 36]

Средние значения величин теплового потока тектонических структур региона имеют небольшой разброс – 50–70 мВт/м², наибольшие величины характерны для вулканогенных поясов 90–200 мВт/м² и осадочных, в основном нефтегазоносных, бассейнов региона – 80–90 мВт/м², а наименьшая – для докембрийских блоков, массивов и орогенных поясов – 50–53 мВт/м².

На Востоке Азии наилучшую геотермическую изученность имеют осадочные впадины. Все они обладают высокими значениями теплового потока и геотермического градиента, особенно впадины Бохайская, Ляохе, Сунляо. В таблице 1.1 представлены полученные Горновым П.Ю. значения геотермических параметров осадочных бассейнов северо-востока Евразии.

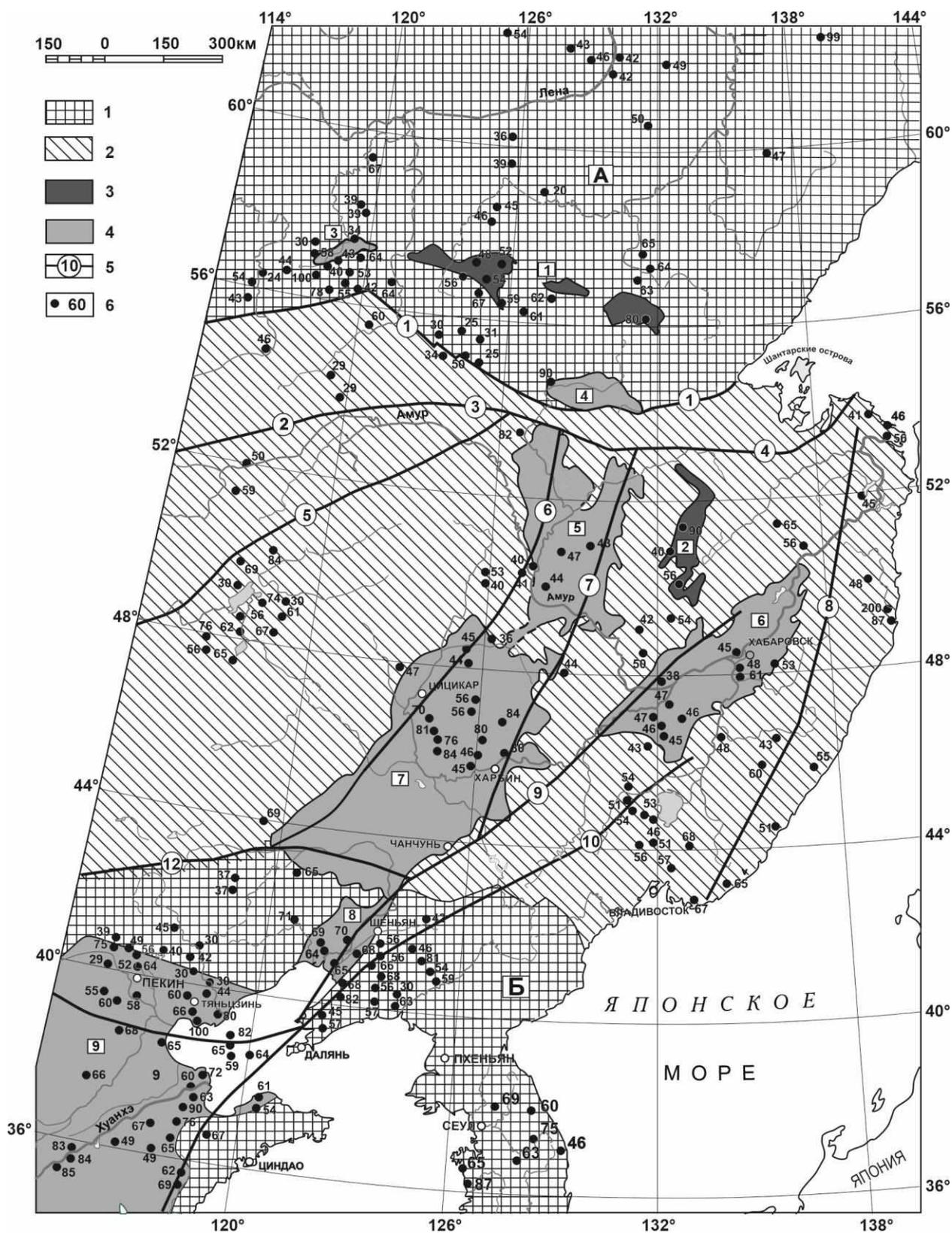


Рисунок 1.8 – Карта теплового потока северо-востока Евразии [35].

1–древние платформы: Сибирская (А), Северо-Китайская (Б); 2–коллаж аккрецированных террейнов; 3–мезозойские осадочные бассейны (цифры в квадратах): 1–Южно-Якутский группа, 2–Буреинский; 4–мезозойско-кайнозойские осадочные бассейны: 3–Северо-Байкальский, 4–Верхнезейский, 5–Амуро-Зейский, 6–Среднеамурский, 7–Сунляо, 8–Ляохе, 9–Бохайский; 5–основные разломы (цифры в кружках): 1–Становой, 2–Монголо-Охотский, 3–Тукурингский, 4–Пауканский, 5–Дербуганский, 6–Нэньцзянский, 7–Харбинский, 8–Центрально-Сихотэ-Алиньский; 9 – Илань-Итунский; 10 – Дуньхуа-Мишаньский; 6–пункты измерения теплового потока и его величины (мВт/м²)

Таблица 1.1. Геотермические параметры осадочных бассейнов северо-востока Евразии

Название осадочной структуры	ТП (мВт/м ²)	Мощность литосферы (км)	Мощность земной коры (км)	Температура на поверхн. Мохо (С°)	Температура на подошве осад. слоя (С°)
Южно-Якутская группа впадин	61/20	105	42–44	700–800	60–80
Северо-Байкальская группа впадин	48/17	130	44	400–500	40–60
Верхне-Зейская впадина	90/2	70–80	42–44	800–900	140–160
Буреинская впадина	90/3	70–80	34–36	800–900	160–180
Амуро-Зейская впадина	45/9	130	38–40	400–500	60–80
Среднеамурская впадина	(40–60)/10	120	32–34	500–600	80–90
Впадина Сунляо	75/>100	90	30–32	700–800	180–200
Впадина Ляохе	70/55	90	32	700–800	140–160
Северо-Китайская группа впадин	70/>100	90	32	700–800	160–180

Примечание. В столбце 2 в числителе – среднее арифметическое значение ТП бассейна, в знаменателе – количество определений [35]

В центре Буреинской впадины значения теплового потока и геотермического градиента равны 90 мВт/м² и 36 К/км соответственно. Мощность «геотермической» литосферы в наиболее прогретых частях Верхнебуреинской впадины составляет 70–80 км, температура на поверхности Мохо – 800–900°С.

Тепловое поле Среднеамурской впадины характеризуется невысокими значениями теплового потока, слабо дифференцировано и составляет 40–60 мВт/м², геотермический градиент равен 20–30 К/км. Среднее значение теплового потока впадины, по данным П.Ю. Горнова, составляет 50 мВт/м², минимальное значение – 40 мВт/м², максимальное – 61 мВт/м². Среднее значение геотермического градиента равно 24 К/км, минимальное значение – 20,5 К/км, максимальное – 31,8 К/км. Мощность «геотермической» литосферы составляет около 120 км, температура на границе Мохо – 400–500°С. [33]

В целом материковая часть востока Евразийского континента характеризуется низкой геотермической изученностью. Определение теплового потока сдерживается ограниченностью

площадей бурения и наличием скважин, проходимых для термозонда, методическими и техническими вопросами определения теплового потока в «мелких» скважинах, малочисленностью организаций, занимающихся геотермическими измерениями. [34]

1.6 Выводы

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.

В пределах наиболее перспективных грабенов СОБ и ББ проведены в небольшом объёме сейсморазведочные работы 2D, на единичных площадях проведены сейсморазведочные работы 3D, пробурены единичные глубокие скважины, проведены геохимические исследования керн. Однако полученной на современном уровне информации для выделения нефтегазопроизводящих свит, оценки их катагенетической зрелости и генерационного потенциала крайне мало.

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.

В Среднеамурском осадочном бассейне на основании имеющейся информации уверенно выделяется только один потенциально нефтегазоносный комплекс – палеогеновый, флюидоупором которого является бирофельдская свита (олигоцен). Информации для выделения проницаемых комплексов и флюидоупоров в меловом комплексе СОБ недостаточно.

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

2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Ключевым геодинамическим параметром, определяющим геотемпературы и время воздействия их на очаги генерации углеводородов, является *тепловой поток из кровли фундамента* [38, 39]. Он служит основой для бассейнового моделирования при прогнозировании и поисках. Вместе с тем известно, что корректно восстановить плотность глубинного теплового потока Земли, особенно на границе фундамента и осадочного чехла (кровли фундамента) – один из непростых, проблемных этапов моделирования [40, 41].

Количественная оценка плотности теплового потока из основания осадочного чехла сложна из-за связей с тектоникой, денудационными процессами и климатом, и поэтому его моделирование требует комплексного подхода. Такой подход к расчету теплового потока обеспечивает применяемая нами методика, которая предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет вековых климатических изменений температуры на земной поверхности, а также использование данных о распределении геотемператур как современных, так и палеотемператур.

2.1 Модель теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей (программный комплекс TeploDialog)

Метод исследований реализуется посредством программного комплекса TeploDialog [42, 49, 50]. Здесь принята математическая модель процесса распространения тепла – одномерная начально-краевая задача для уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса [43, 44, 45] (рисунок 2.1).

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

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (2.1)$$

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

$$U \Big|_{z=\varepsilon} = U(t), \quad (2.2)$$

$$-\lambda \left. \frac{\partial U}{\partial Z} \right|_{Z=0} = q(t), \quad (2.3)$$

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

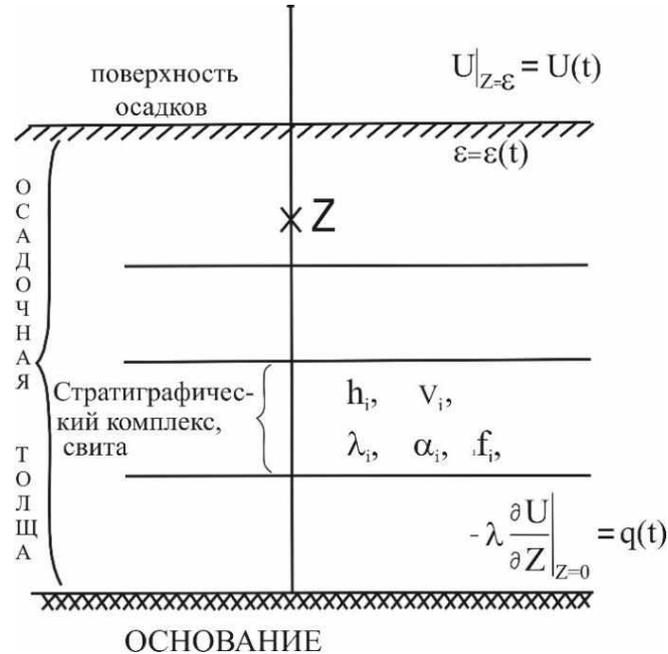


Рисунок 2.1 – Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании по [39]: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z_i – точки расчета температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; α_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников.

Для решения одномерной начально-краевой задачи (2.1)–(2.3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов.

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:

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (2.4)$$

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_i точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Решение обратной задачи (2.4) строится с учётом того, что q квазистационарен и

функция $U(Z_i, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (2.1) с краевыми условиями (2.2) и (2.3), в этом случае линейно зависит от q . Важно отметить, что модель (2.1)-(2.4) не требует априорных сведений о величинах глубинного теплового потока q .

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (ОСВ). Отражательная способность витринита – природного максимального термометра, наиболее предпочтительна для восстановления тепловой истории отложений, так как отражает кумулятивный эффект воздействия температур на рассеянное органическое вещество (РОВ) [46, 47]. Для перехода от ОСВ (R_o) к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [48]. На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_o=0,5$ % и температуры 80°C , линия соответствия $R_o=0,8$ % и температуры 120°C . При определении температуры для промежуточных значений R_o выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями. В случае использования данных ОСВ указывается время срабатывания «максимального палеотермометра».

2.2 Схемы геотемпературного моделирования на примере скважины 1А Буреинского осадочного бассейна

Геотемпературное моделирование интегрирует широкий спектр геолого-геофизической информации о бассейне осадконакопления, а также результаты геохимических исследований керн скважин [51, 52, 53]. Существующие на сегодняшний день программные комплексы моделирования бассейнов (Temis, Petromod, ГАЛО, TeploDialog и др.) характеризуются разными подходами к рассмотрению тектоно-седиментационных и термических условий генерации УВ. В данном подразделе представлено описание схемы одномерного моделирования в двух программах, примененных в диссертационных исследованиях, на примере скважины 1А Кындальского грабена Буреинского осадочного бассейна.

Схема геотемпературного моделирования в ПО TeploDialog. Одномерное моделирование проводится на основе имеющихся данных об осадочном разрезе в представительных глубоких скважинах. Представительность скважины определяется следующими критериями: 1) наличие замеров пластовых температур (или значений ОСВ), используемых в качестве «наблюденных»; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) скважина прошла необходимое время «выстойки» перед снятием термограммы.

Входными параметрами для моделирования служат: мощность толщи/свиты h_i , плотность σ , теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах и время осадконакопления t_i (рисунок 2.1). Мощность толщи/свиты может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

В настоящей работе данные литолого-стратиграфических разбивок принимались в соответствии с материалами монографий [10, 28]. Возраст пород и соответствующие интервалы шкалы геологического времени, увязанные с геохронологической шкалой Стратиграфического кодекса, определяют время и скорости осадконакопления. В соответствии с разбивкой задаются параметры седиментационной и теплофизической модели.

Для определения теплопроводности λ_i используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности ρ_i [42]. Эти зависимости получены О.В. Веселовым в интервале плотностей 1,5-2,6 г/см³ как для песчаных отложений (2.5), так и для алеволито-аргиллитовых пород (2.6):

$$\lambda_i = 0,84 * \rho_i - 0,43 \quad (2.5)$$

$$\lambda_i = 0,82 * \rho_i - 0,36 \quad (2.6)$$

Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i определяются литологией стратиграфических комплексов на основе опубликованных работ [54, 55].

Пример параметризации тектоно-седиментационной истории и теплофизических свойств осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной Адниканская 1 (1А) в пределах южной части Кындальского грабена Буреинского осадочного бассейна, приведен в таблице 2.1.

Этапы моделирования, исходные параметры, выходные данные модели скважины 1А последовательно изображены в виде блок-схемы на рисунок 2.2.

На первом этапе моделирования выполняется решение обратной задачи геотермии (рисунок 2.2, блоки 1-6). Для определения теплового потока из основания осадочного разреза используются в качестве «наблюденных» температуры, пересчитанные из определений ОСВ меловых отложений.

На втором этапе моделирования с известным значением теплового потока, решаются прямые задачи геотермии – рассчитываются температуры в заданных точках осадочной толщи (в том числе в материнских отложениях) на заданные моменты геологического времени (рисунок 2.2, блоки 7-8). Восстановление седиментационной и термической истории выполнялось для пяти потенциально материнских свит (ургальская, чагдамынская, чемчукинская, йорекская, кындальская) и одной нематеринской толщи (песчаниковой).

Таблица 2.1. Пример параметризации осадочной толщи при моделировании в ПО TerloDialog (скважина 1А)

Свита, толща (стратиграфия) *	Мощность, м*	Возраст, млн лет назад**	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см ³ ***	Теплопроводность, Вт/м-град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Квартер, Q	30	0–1,81	1,81	1,6	0,91	6,5e-007	1,1e-006
P_1-N_2	-200	1,8–61,7	59,89	1,9	1,17	6,5e-007	1,1e-006
Песчаниковая p K_2-P_1	480	61,7–70,6	8,9	1,9	1,17	6,5e-007	1,1e-006
K_2	-1100	70,6–98,2	27,6	2,3	1,53	8e-007	1,25e-006
Кындальская kn K_1-2	1990	98,2–108,4	10,2	2,3	1,53	8e-007	1,25e-006
Йорекская ir K_1	437	108,4–116	7,6	2,5	1,69	8e-007	1,3e-006
K_1	-	116–118,2	2,2	-	-	-	-
Чемчукинская cm K_1	581	118,2–127,5	9,3	2,5	1,69	8e-007	1,3e-006
Чагдамынская cg K_1	382	127,5–136,4	8,9	2,58	1,76	8e-007	1,3e-006
Ургальская ur J_3-K_1	398	136,4–150,8	14,4	2,52	1,71	8e-007	1,3e-006

* – данные литолого-стратиграфических разбивок взяты из монографии [28];

** – в качестве основы использована Шкала геологического времени [56];

*** – плотность пород выделенных свит и толщ принята по материалам монографии [28]. Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – перерывы осадконакопления и размывы меловых и палеоген-неогеновых отложений

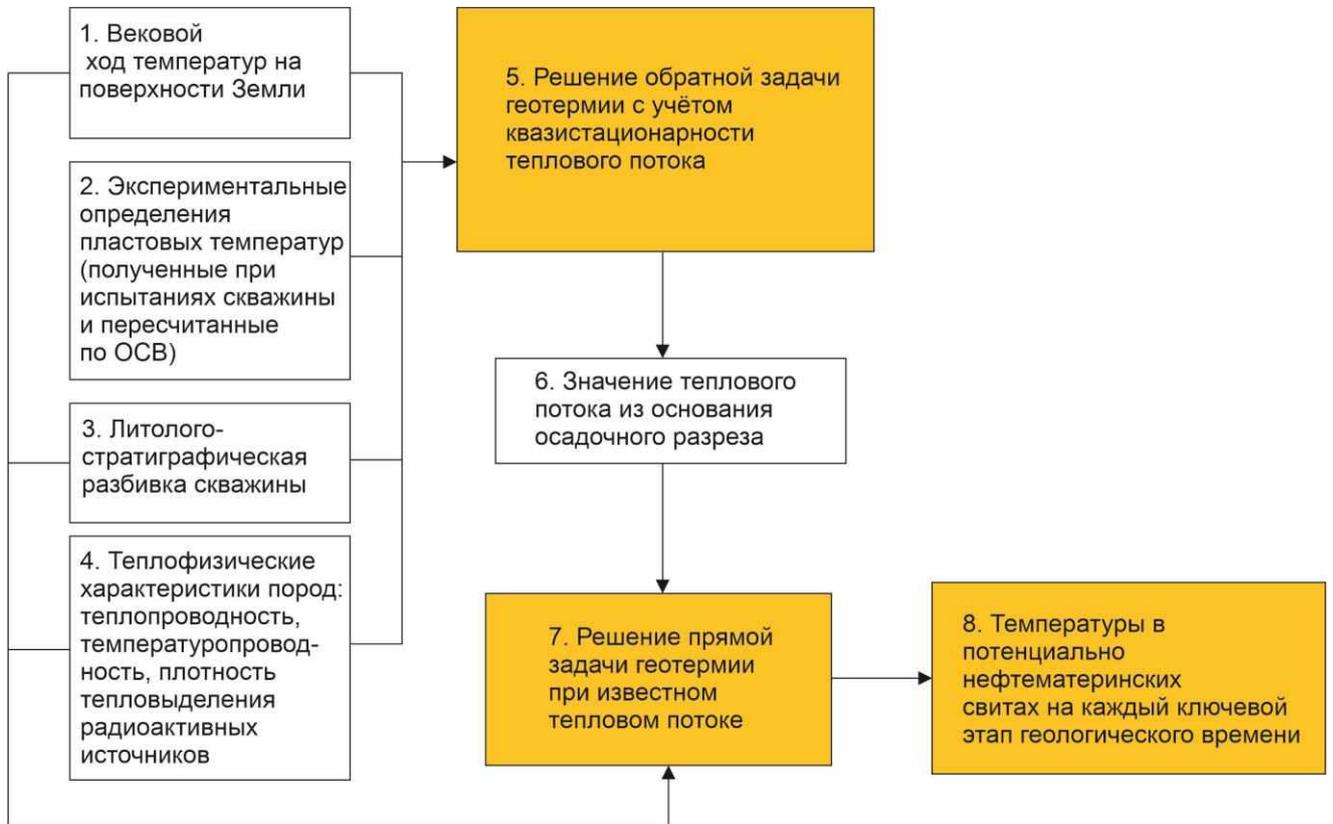


Рисунок 2.2 – Блок-схема этапов моделирования скважины 1А в ПО TerloDialog по [50] с изменениями

В соответствии с принятой вертикальной шкалой катагенеза Конторовича А.Э. [57] по результирующим оценочным графикам идентифицируются зоны нефтегазообразования: газа первой генерации – 50–90°C (МК₁¹); нефти – 90–130°C (МК₁²); газа второй генерации и газоконденсата – 130–190°C (МК₂–МК₃). В принятой модели возможно смещение указанных зон в шкале катагенеза в зависимости от соотношения в РОВ сапропелевой и гумусовой составляющих. Например, РОВ осадочных комплексов скважины 1А Кындальского грабена ББ преимущественно гумусового типа, поэтому нижняя температурная граница вхождения в верхнюю зону газообразования (ВЗГ) принята 60 °С, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – 95 °С, в нижнюю зону газообразования (НЗГ) – 130 °С.

В методическом подходе, использующем ТеплоDialog, применяется простой способ (экспресс-расчет) интегрального *температурно-временного показателя R* [58, 59, 60]. Расчет реализуется следующим образом. Решение прямых задач геотермии выполняется на моменты геологического времени, включающие времена начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающей материнскую. Балансовая модель процессов нефтегазообразования позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования УВ из РОВ материнских отложений. Далее для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности генерации углеводородов R:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_t t_i \cdot 10^{-2}), \quad (2.7)$$

или [45]

$$R = k \cdot \sum_{i=1}^n (U_t t_i \cdot 10^{-2}), \quad (2.8)$$

где U_t – максимальная расчётная геотемпература очага генерации УВ на i -тый ключевой момент геологического времени, °С; t_i – интервальное время действия очага (интервалы нахождения материнской свиты в ГЗН и ВЗГ определяются на глубину залегания её центра), млн лет; n – количество временных интервалов; $k=0,0\div 1,0$ – весовой коэффициент, линейно учитывающий мощность h материнской свиты. Множитель 10^{-2} применяется для закругления результатов оценки, представляемых в интервале целочисленных значений $0\div 100$ усл. ед.

Расчетное значение R напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ВЗГ, ГЗН, НЗГ и от геотемператур этих зон. Применяемый подход позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений и достаточно просто выполнять пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ. Показатель R, в известном смысле, является аналогом вычисления температурно-временного индекса (ТВИ) [61] – относительно простого метода описания температурно-временной истории преобразования РОВ в осадочных бассейнах.

В таблице 2.2 приведены результаты экспресс-оценки плотности генерации газа и нефти на примере скважины 1А Кындальского грабена ББ.

Таблица 2.2 Экспресс-оценка плотности генерации углеводородов (температурно-временные интервалы ВЗГ, НЗГ и ГЗН)

Потенциально материнская свита	Экспресс-расчет плотности генерации газа (R), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации газа, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочагов генерации газа, млн лет	Экспресс-расчет плотности генерации нефти (R), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочагов генерации нефти, млн лет
Скважина 1А						
Ургальская	17	112,0–103,0; 94 96,0–94,0; 132(НЗГ) 6,0–0,0; 94	17	128	103,0–96,0; 130 94,0–6,0; 120	96
Чагдамынская	47	107,0–102,0; 83 77,5–67,0; 92 35,0–0,0; 94	50	63	102,0–77,5; 121 67,0–35,0; 107	56
Чемчукинская	87	105,0–99,0; 93 87,5–0,0; 93	94	12	99,0–87,5; 107	12
Йорекская	60	103,0–74,0; 91 71,0–28,0; 78	72	-	-	-

Схема геотемпературного моделирования в PetroMod. Рабочий процесс моделирования в ПО PetroMod заключается во вводе информации, последовательной симуляцией программой геологических процессов, происходящих в бассейне от момента его формирования до настоящего момента, и калибровки параметров полученной модели с данными реальных измерений этих параметров (рисунок 2.3). В случае, если данные параметры модели близки к значениям их измерений, результатом моделирования становится сценарий. В противном случае, необходимо пересмотреть достоверность входных данных и изменить их в пределах неопределенности таким образом, чтобы пройти этап калибровки. Также рекомендуется получение нескольких вероятных сценариев развития бассейна, среди которых следует выделить наиболее оптимистичный и пессимистичный варианты. [65]

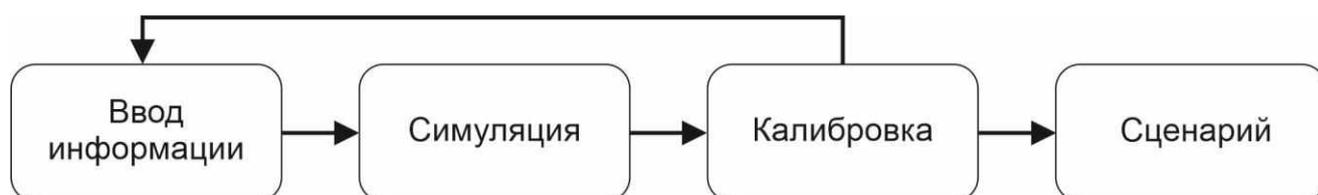


Рисунок – 2.3 Рабочий процесс построения модели в ПО PetroMod по [65]

Блок ввода данных включает:

- 1) Данные по современной структуре бассейна:
 - глубины залегания осадочных слоев;
 - их литологический состав;
 - петрофизические характеристики пород, слагающих осадочные комплексы;
- 2) Привязка к геологическому времени:
 - абсолютные датировки геологических границ;
 - периоды размывов/отсутствия осадконакопления;
- 3) Данные по палеогеометрии бассейна:
 - присутствующие перерывы и несогласия;
 - палеоглубины бассейна;
- 4) Граничные условия:
 - значения среднегодовой температуры на поверхности Земли;
 - значения теплового потока (если такие данные имеются);
 - мощности земной коры и литосферной мантии;
- 5) Индикаторы палеотемпературной истории бассейна:
 - измерения отражательной способности витринита;
 - оценки степени зрелости органического вещества пород по характеристикам биомаркеров (если такие данные имеются).

Необходимым исходным элементом моделирования является *реконструкция истории погружения фундамента осадочного бассейна* [66]. Техника одномерного компьютерного моделирования, позволяющая реконструировать историю погружения осадочного бассейна, восстановить мощности слагающих его осадочных толщ называется *backstripping-анализ*. Методика *backstripping-анализа* рассмотрена во многих работах, в частности в [40, 67, 68, и др.]. Суть его заключается в последовательном снятии слоев (соответствующих выделяемым в разрезе свитам), начиная с самого молодого, восстановлении их первоначальной мощности с учетом изменения палеоглубин, колебаний уровня моря и вычислении общего и тектонического погружения бассейна (рисунок 2.4)

Входными данными для реконструкции истории погружения служат: 1) современный геологический разрез (порядок залегания слоев, их мощность, глубина залегания и вещественный состав); 2) продолжительность перерывов в осадконакоплении,

продолжительность/мощность эрозии; 3) абсолютные датировки геологических границ; 4) определения палеоглубин морского бассейна [69].

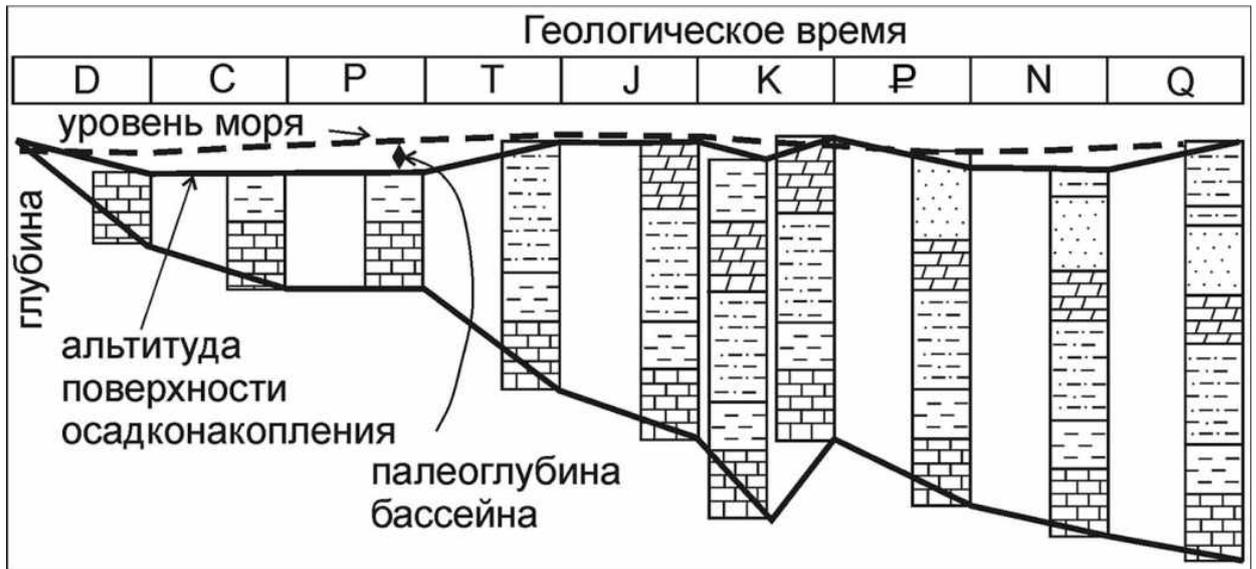


Рисунок – 2.4 Иллюстрация backstripping-процедуры вычисления истории погружения бассейна по скважине с учетом эвстатических колебаний уровня моря и палеоглубин бассейна [68]

Литологический состав и физические свойства отложений необходимы для введения поправки за уплотнение пород при погружении. Для введения поправки необходимо знать зависимость пористости от глубины залегания слоя. Она задается либо на основании скважинных замеров пористости, либо рассчитывается, исходя из литологического состава слоя и статистических кривых изменения пористости отдельных типов пород с глубиной. Литологическая характеристика слоя задается в процентном содержании основных типов пород, и при расчетах предполагается их независимое уплотнение [70].

Для определения величины эрозии существуют прямые и косвенные методы [68]. В первом случае по двумерному геологическому, а чаще сейсмическому профилю путем интерполяции оценивается размытая часть слоя (в случае выдержанной мощности или ее линейного изменения). Ко второму методу относятся несколько способов, основанных на необратимых изменениях физических свойств вещества в зависимости от глубины погружения. Перерыв в осадконакоплении вводится как слой с нулевой мощностью; эрозия – как слой с отрицательной мощностью, величина которой равна амплитуде эрозии. Входные данные для моделирования представлены в таблице 2.3.

На основании восстановленных мощностей слоев, учета эрозии и продолжительности этапов их отложения рассчитывается история общего погружения бассейна (рисунок 2.4). Общее погружение бассейна складывается из тектонического погружения, вызванного

действием эндогенных сил, и изостатического, обусловленного весом осадков. Путем вычитания из общего погружения изостатического рассчитывается тектоническое погружение. Важность этого параметра заключается в том, что он характеризует тектонические процессы, вызвавшие погружение бассейна и позволяет сравнивать различные бассейны, независимо от разницы в литологии, мощности осадков и т.д.

Таблица 2.3. Входные данные для 1D моделирования в ПО PetroMod (на примере скважины 1А Кындальского грабена ББ)

Наименование слоев (свит)	Мощность свиты (м)	Абс. геолог. возраст подошвы (млн лет)	Глубина подошвы слоя (м)	Размы, эрозия (м)	Палеоглубина моря (км)	Период формирования свит (млн лет)	Аргиллит, %	Алевролит, %	Песчаник, %	Гравелиты, конгломераты, %	Уголь, %
Квартер, Q	30	1.81	30			1.81					
P_1-N_2		61.7		-200		59.89					
Песчаная p K_2-P_1	280	70.6	310		0	8.9	18.20	16.00	21.10	44.70	
K_2		98.2		-1100		27.6					
Кындальская kn K_{1-2}	2300	108.4	1200		-0.1	10.2	39.40	25.80	34.80		
Йорекская ir K_1	437	116	1637		0	7.6	10.80	41.20	34.30		13.70
K_1	-	118.2				2.2					
Чемчукинская cm K_1	581	127.5	2218		0	9.3	24.10	39.80	36.10		
Чагдамынская cg K_1	382	136.4	2600		0	8.9	7.90	48.90	39.30		3.90
Ургальская ur J_3-K_1	398	150.8	2998		0	14.4	18.60	41.20	27.60		12.60

Кривые тектонического погружения для разного типа бассейнов при условии непрерывного осадконакопления имеют свои особенности. К настоящему времени получены характерные виды кривых тектонического погружения для различных типов осадочных бассейнов: бассейнов растяжения, передовых прогибов, бассейнов пассивных окраин, внутрикратонных бассейнов и др. [68]. Сравнивая кривую тектонического погружения, полученную по реальному разрезу конкретного региона, с эталонными кривыми, можно выделить те или иные тектонические этапы в его развитии.

В программе PetroMod тектоническое погружение осадочного бассейна рассчитывается на основе модели рифтинга Д. Маккензи [71]. В ней выделяются два периода: фаза растяжения литосферы с утонением коры и верхней мантии, происходящим с линейно уменьшающейся по мере поднятия астеносферы и постоянной на протяжении всего периода рифтинга скоростью, а

затем фаза остывания с почти полным восстановлением первоначальной мощности литосферы (рисунок 2.5):

$$v_z(z) = \frac{z}{h_0} v_m, \quad (2.9)$$

где z – глубина, v_m – максимальная скорость, h_0 – начальная мощность литосферы.

Утонение литосферы описывается посредством показателя растяжения β , который равен отношению начальной мощности (h_0) к мощности после растяжения. Связь показателя растяжения, максимальной скорости (v_m) и времени растяжения (t_s) описывается формулой [41]:

$$t_s = \int_{h_0/\beta}^{h_0} \frac{h_0}{z v_m} dz = \frac{h_0 \ln \beta}{v_m} \quad (2.10)$$

В программе PetroMod применяется модифицированная модель рифтинга двуслойной литосферы, учитывающая изостатическую компенсацию и термическое расширение в результате растяжения. Предполагается двухслойная литосфера, состоящая из земной коры и литосферной мантии, поэтому вычисляются два коэффициента растяжения, для коры – β_c , верхней мантии – β_m (рисунок 2.5).

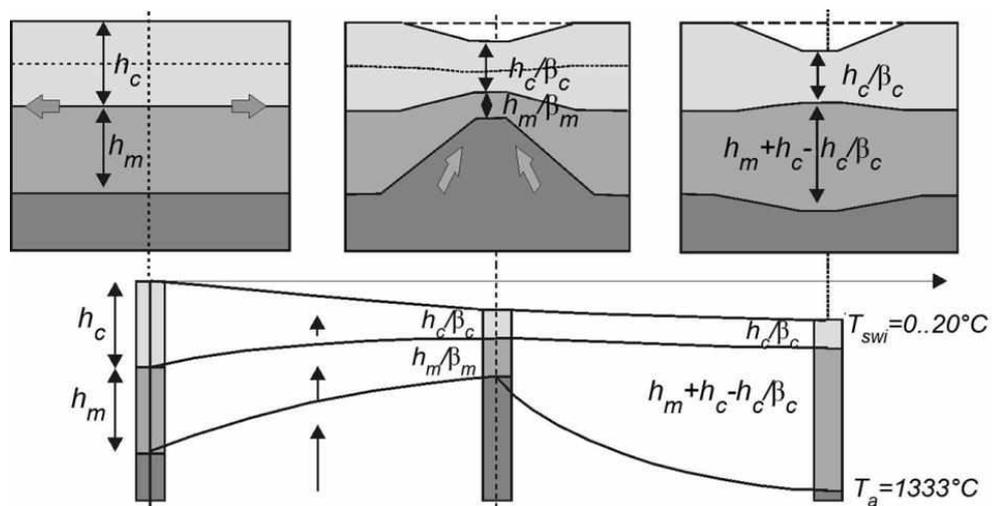


Рисунок – 2.5 Иллюстрация модели рифтинга Маккензи [41]. h_c , h_m – мощности коры и мантии; β_c , β_m – коэффициенты растяжения коры и мантии, T_{swi} , T_a – температура в кровле и подошве литосферы

Исходными данными для расчета модельной кривой тектонического погружения являются мощности дорифтовой земной коры и литосферной мантии, время рифтинга и коэффициенты растяжения. Полученная теоретическая кривая сравнивается с наблюдаемой кривой тектонического погружения, полученной на основе backstripping-процедуры. Максимальное приближение модельной кривой к наблюдаемой достигается путём перебора вариантов первой кривой при меняющихся коэффициентах растяжения и мощности дорифтовой двуслойной литосферы. Наилучшее соответствие отвечает наиболее подходящему модельному варианту, что позволяет предсказать величины переменных геодинамических параметров, наиболее близких к существовавшим при рифтогенезе.

Моделирование тепловой истории включает расчет плотности теплового потока, теплофизических свойств осадочных пород и температур на протяжении всей эволюции бассейна. Для расчета решается задача тепломассопереноса в литосфере, включающей осадочную толщу, земную кору и литосферную мантию. Уравнение теплового переноса основано на том, что изменение внутренней энергии в элементе объема, вызванное температурой, равняется теплу, проведенному в или из элемента объема, + тепло, перенесенное в процессе конвекции, + производство радиогенного тепла. Граничными условиями являются температура на поверхности осадочной толщи и температура в основании литосферы. Верхним граничным условием является температура «нейтрального» слоя (T_n – на суше) или температура на поверхности раздела «осадочные породы – вода» (T_{swi} – в условиях моря). В первом случае используется усредненная по годовым колебаниям температура земной поверхности, то есть температура нейтрального слоя, не подверженная влиянию сезонных колебаний температуры воздуха, с учетом географической палеошироты бассейна. В случае морского осадконакопления в программе заложена опция расчета T_{swi} в зависимости от глубины моря.

Расчет теплового потока в литосфере производится из формул:

$$q = \lambda_b \frac{T_b - T_{swi}}{h_l}, \quad \frac{h_l}{\lambda_b} = \frac{h_m}{\lambda_m} + \frac{h_c}{\lambda_c} + \frac{h_s}{\lambda_s}, \quad (2.11)$$

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 [72]. При расчетах теплового потока в литосфере учитывается образование радиогенного тепла в коре, предполагается, что в мантии оно равно нулю.

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:

$$T_{bs} = T_{swi} + \sum_{i=1}^n \Delta T_i \quad (2.12)$$

Общая теплопроводность для каждого слоя (λ_i) вычисляется как геометрическое среднее значений теплопроводности воды (λ_w) и породы (λ_r) с пористостью (φ):

$$\lambda_i = \lambda_r^{(1-\varphi)} \lambda_w^\varphi \quad (2.13)$$

Значения теплофизических параметров свит/толщ могут определяться как по данным изучения петрофизических свойств конкретной породы из керна скважины изучаемого района, так и на основании среднемировых данных для основных литологических единиц осадочных пород. Численные алгоритмы программы позволяют получить зависимости теплофизических параметров пород (теплопроводность, удельная теплоемкость, теплогенерация) от их литологического состава, пористости и температуры.

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

$$Q_r = 0.01\rho_r(9.52U + 2.56Th + 3.48K), \quad (2.14)$$

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

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

$$\Delta q = (1 - \varphi)hQ_r \quad (2.15)$$

2.3 Критерии оценки достоверности геотемпературного моделирования

Критериями достоверности результатов геотемпературного моделирования являются:

- 1) согласованность расчетных значений плотности теплового потока q с данными экспериментального определения плотности теплового потока на территории исследований;
- 2) согласованность расчётных температур с измеренными пластовыми температурами в скважине;
- 3) согласованность максимальных расчётных температур с распределением измеренных значений ОСВ по керну скважины.

В отечественном программном обеспечении (ПО) ТеплоDialog основным критерием корректности результатов моделирования выступает *оптимальная* согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна *оптимальность* «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. «Невязка» оптимальна, когда средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равна погрешности наблюдений [64]. При моделировании скважин Кындалского грабена статистически установленная погрешность наблюдений составила порядка $\pm (2-3)$ °С и ей оптимально соответствуют «невязки» геотемператур. В таблице 2.4 представлены измеренные и расчетные геотемпературы со значениями «невязки» на примере скважины 1А Кындалского грабена ББ.

Таблица 2.4 Пример сопоставления измеренных и расчетных геотемператур в модели скважины 1А Кындальского грабена ББ (ПО ТеплоDialog)

Глубина измерения параметра, м	Температура, °С		
	По ОСВ (R_0), °С	Модельная (расчетная) температура, °С	Разница расчетных и измеренных температур, °С
Скважина 1А			
1888	99	102	+3
2196	114	111	-3
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			±3

В импортном ПО PetroMod для снижения неопределённости предусмотрен алгоритм калибровки полученных моделей. В итоге калибровки определяются наиболее вероятные сценарии граничных условий и теплопроводных свойств пород (в случае, если литологические данные используются при моделировании). Для калибровки палеотемпературных условий в большинстве случаев используются данные по отражательной способности витринита, которые фиксируют максимальную степень прогрева осадочной породы в ее истории. Кроме этого контроль температурных условий модели осуществляется с помощью данных о пластовых температурах в скважинах, температурных градиентов, современного теплового потока в осадочном чехле [40, 73]. В большинстве случаев для определения термальной зрелости используются значения отражательной способности витринита, измеренные в масле (R_0). Значения R_0 рассчитываются с применением кинетической модели термического созревания витринита Дж. Свини и А. Бурнхам [74]. Эта модель учитывает не только температуру в осадочной толще, но и временной фактор.

2.4 Сопоставительный анализ параметризации и результатов палеотемпературного моделирования, выполненного в ТеплоDialog и в PetroMod

Основным отличием ПО ТеплоDialog и PetroMod является различие в подходах к определению нижнего граничного условия при моделировании тектонической и тепловой истории отложений осадочного бассейна. [108]

Нижним граничным условием является значение теплового потока из основания бассейна осадконакопления [103, 105, 106]. При моделировании в ПО PetroMod предусматриваются переменные значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла, определяемые на основе модели растяжения двухслойной литосферы Маккензи [75]. При палеотемпературном моделировании в ТеплоDialog предполагается квазипостоянство значения плотности теплового потока из основания. В ТеплоDialog

глубинный тепловой поток определяется решением обратной задачи геотермии, в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, без привлечения сведений о геодинамике ниже основания осадочного разреза [109]. При непосредственном расчете геотемператур в ТеплоDialog значения плотности теплового потока из основания можно задавать в виде ряда дискретных значений на ключевые времена или в виде экспоненциальной функции от времени, если таковые сведения о динамике теплового потока имеются. Как видим, и в случае применения ПО PetroMod, так и в случае применения ПО ТеплоDialog имеют место неопределенности.

Сопоставительным анализом результатов моделирования скважин Кындальского грабена Буреинского осадочного бассейна, выполненной с использованием как *российского комплекса* палеотемпературного моделирования ТеплоDialog (разработчик ПО - кафедра прикладной математики Новосибирского Государственного Технического Университета), так и с применением *импортной системы* PetroMod (разработчик ПО - Schlumberger), установлено, следующее. Термический режим прогнозируемых очагов генерации УВ (продолжительность периодов нефте- и газообразования, максимальные температуры периодов интенсивной генерации нефти и газа) отличается несущественно (рисунок 2.6-2.7). А далее представлена таблица 2.5 со схожей оценкой термического режима очагов генерации УВ в районе скважины 1А, полученная с использованием системы PetroMod [104] и ТеплоDialog [107].

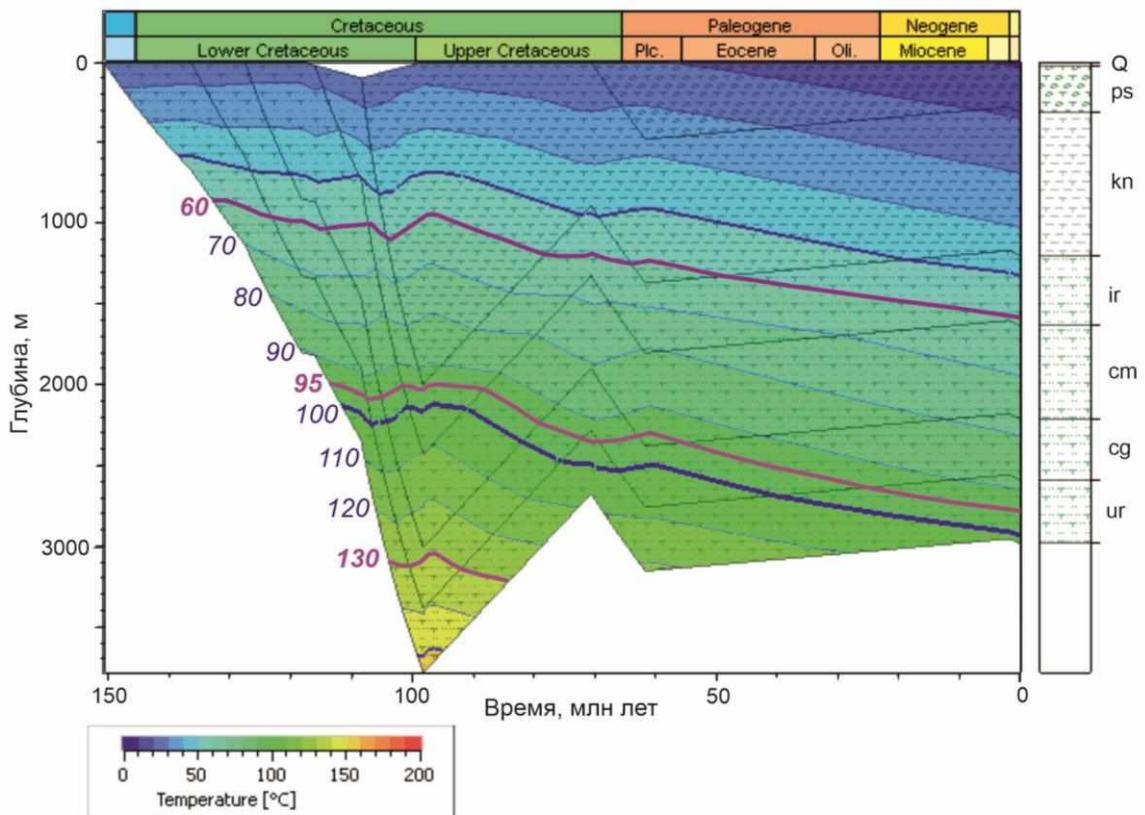


Рис – 2.6 Палеорекострукция тектонической и термической истории по скважине 1А, выполненная в программе PetroMod по [104]

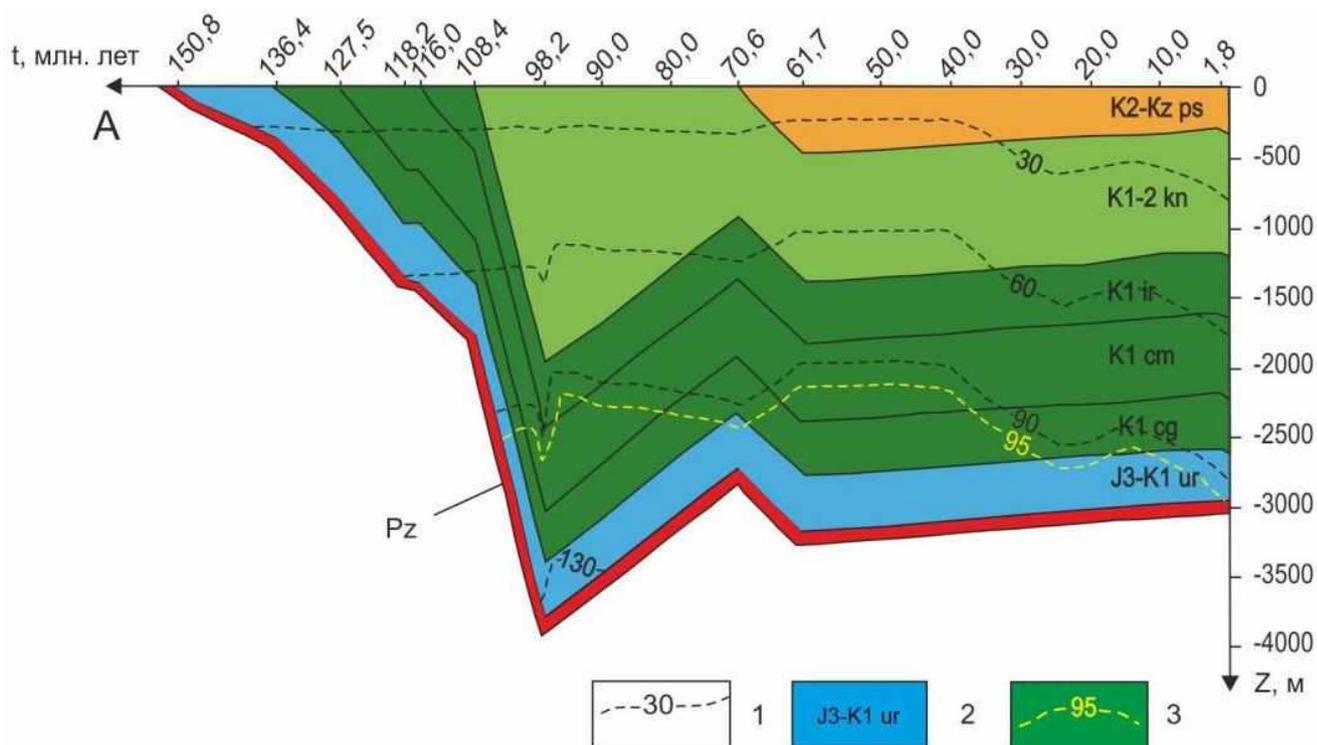


Рисунок – 2.7 Палеорекострукция тектонической и термической истории в разрезе скважины 1А на основе применения программного обеспечения TeploDialog. 1 - изотермы; 2- стратиграфическая приуроченность отложений; 3- изотерма пороговой температуры главной зоны нефтеобразования [107]

Таблица 2.5. Температурно-временные интервалы зон нефте- и газообразования по скважине 1А, рассчитанные в двух программных комплексах (TeploDialog и PetroMod)

Потенциально материнская свита	TeploDialog				PetroMod			
	Период работы палеоочага генерации газа, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочагов генерации газа, млн лет	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочагов генерации нефти, млн лет	Период работы палеоочага генерации газа, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочагов генерации газа, млн лет	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочагов генерации нефти, млн лет
Ургальская	112,0–103,0; 94 96,0–94,0; 132 6,0–0,0; 94	17	103,0–96,0; 130 94,0–6,0; 120	96	128,0–110,0; 94 100,0–91,0; 145	27	110,0–100,0; 130 91,0–0,0; 130	101
Чагдамынская	107,0–102,0; 83 77,5–67,0; 92 35,0–0,0; 94	50	102,0–77,5; 121 67,0–35,0; 107	56	119,0–106,0; 94 75,0–67,0; 94 35,0–0,0; 94	21	106,0–75,0; 130 67,0–35,0; 101	63
Чемчукинская	105,0–99,0; 93 87,5–0,0; 93	94	99,0–87,5; 107	12	110,0–100,0; 94 85,0–0,0; 94	95	100,0–85,0; 115	15
Йорекская	103,0–74,0; 91 71,0–28,0; 78	72	-	-	105,0–20,0; 94	85	-	-

Если провести сопоставление результатов ТеплоDialog и PetroMod по всем трем скважинам Кындальского грабена (1А, 1С и 1ПР), то перечни выделенных по геотемпературному критерию очагов генерации нефти (*талынджанский, ургальский, чагдамынский*) и очагов газогенерации (*ургальский, чагдамынский, чемчукинский, йорекский*) полностью совпадают. [109]

Вместе с тем, можно отметить, что рассчитанные в ТеплоDialog значения плотности глубинного теплового потока (45–49 мВт/м²) согласуются со значениями современной плотности теплового потока, полученными с помощью PetroMod (48–49 мВт/м²) [110, 111].

2.5 Выводы

В диссертационных исследованиях применен метод, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей в условиях кондуктивного теплопереноса, реализованный в программном обеспечении ТеплоDialog.

Существующая методика геотемпературного моделирования, учитывающая изменение во времени параметров геотермического поля, позволяет достаточно достоверно рассчитывать температуры на заданный момент геологического времени в заданной точке разреза. Принятые критерии оценки достоверности результатов моделирования показывают корректность расчетных моделей.

Особенностью математической модели, реализованной в отечественной программе ТеплоDialog, является априорно принимаемое квазипостоянство значения плотности глубинного теплового потока. При этом, в ТеплоDialog глубинный тепловой поток определяется на основе параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, без привлечения сведений о геодинамике ниже основания осадочного разреза.

Для прогнозирования нефтегазового потенциала материнских отложений необходим весь набор геологических, геофизических и геохимических данных об осадочном бассейне. Расчёт интегрального показателя плотности генерации УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений и выполнять пространственно-временную локализацию очагов генерации нефти и газа.

3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОЧАГОВ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КЫНДАЛСКОГО ГРАБЕНА

3.1 Геологическое строение и признаки нефтегазоносности Кындалского грабена

Кындальский грабен (КГ) является одной из структурных зон центральной части Буреинского бассейна (рисунок 3.1).

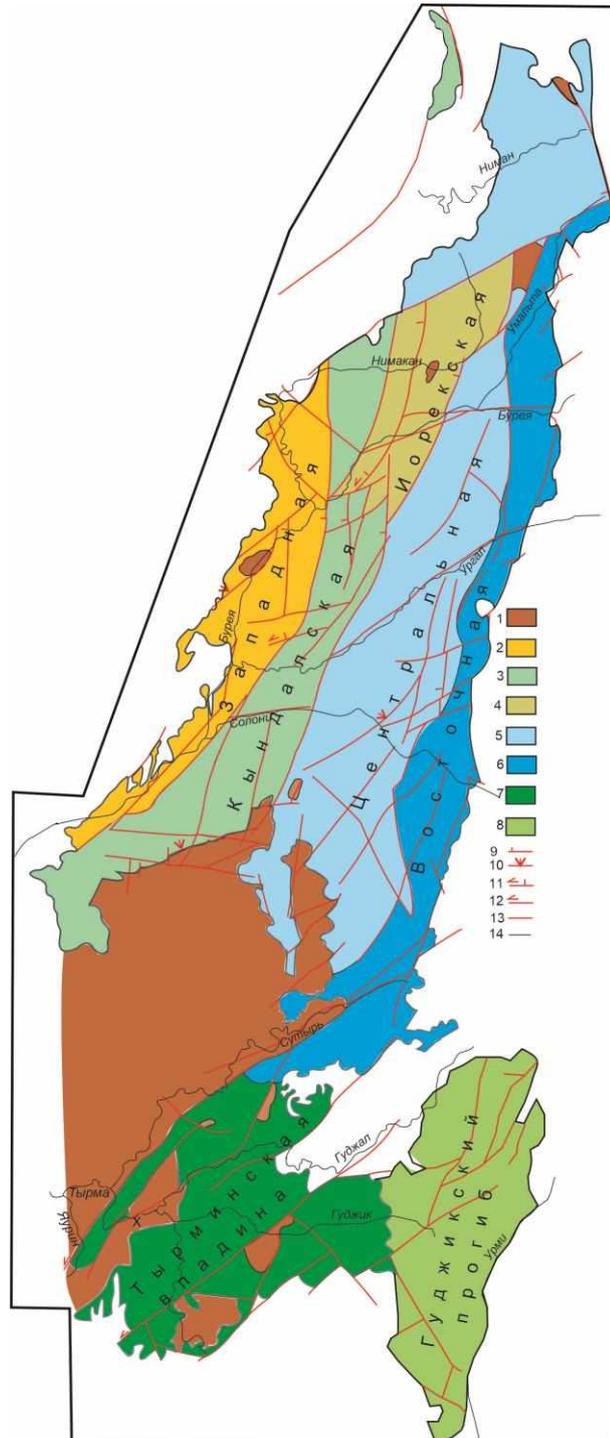


Рисунок – 3.1 Структурно-тектоническая схема Буреинского прогиба по [28]

1 – выходы фундамента на уровень эрозионного среза; Структурные зоны чехла: 2 – Западная, 3 – Кындальская, 4 – Иорекская, 5 – Центральная, 6 – Восточная, 7 – Тырминская впадина, 8 - Гуджикский прогиб. Разрывные нарушения: 9 – сбросы, 10 – взбросы, 11 – сбросо-сдвиги, 12 – сдвиги, 13 – с неустановленной кинематикой. 14 – границы Буреинского бассейна и его структурных подразделений.

КГ детально изучен грави- и магниторазведкой, здесь проведены сейсморазведочные работы МОГТ (рисунок 3.2).

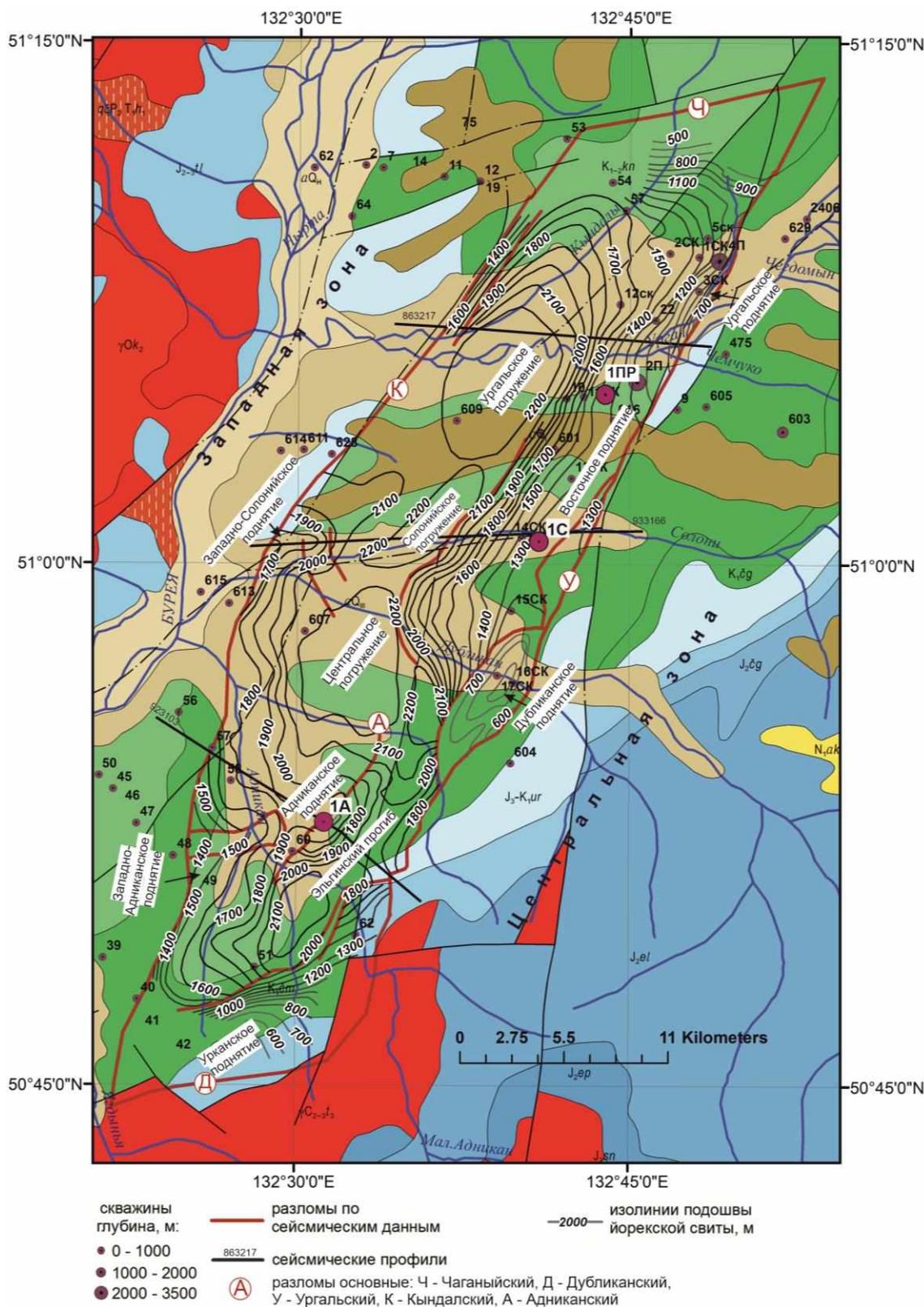


Рисунок – 3.2 Структурная схема Кындальского грабена по подошве йорекской свиты по [28]

В период с 1965 по 1972 гг. в пределах Кындалского грабена проведено структурно-картировочное, параметрическое и поисковое бурение шести скважин, в том числе одной параметрической 1ПР на Восточном поднятии. В 1980–1990 гг. пробурены две глубокие скважины: 1С в центральной части и 1А в южной части грабена. В скважине 1А получены промышленные притоки газа, что послужило открытию Адниканского газового месторождения.

Строение осадочного чехла изучено с помощью поперечных сейсмогеологических разрезов, пересекающих северную, центральную и южную части КГ [28].

С запада грабен ограничен Кындалской, с востока Ургальской крупными разломными зонами, с юга и с севера – Дубликанским и Чаганыйским разломами, соответственно (рисунок 3.2). Он вытянут в север-северо-восточном направлении на 56 км при максимальной ширине 17 км. В его пределах выделяются структуры более высокого порядка: погружения и прогибы, поднятия и локальные антиклинальные структуры.

В северной части КГ расположено Ургальское погружение (рисунок 3.3а) Мощность осадочных отложений в погружении, вероятно, достигает 4,5 км. Ургальское погружение ограничено с запада Кындалской зоной разломов, а на востоке переходит в крупное Восточное поднятие. Последнее прослеживается в северной и центральной частях КГ на протяжении более 30 км при ширине 5-7 км. С востока оно ограничено Ургальской зоной разломов. Вертикальная амплитуда перемещения по Ургальскому разлому составляет почти 1,5 км. На Восточном поднятии в зоне Ургальского разлома обособлено несколько локальных антиклинальных структур. Самая северная Ургальская локальная структура представляет собой структурный нос, вытянутый по изогипсе 1250 на 15 км при ширине 2 км.

В центральной части КГ выделяется Солонийское погружение, осложнённое на западе локальной Западно-Солонийской антиклинальной структурой, продолжается Восточное поднятие, обособляется Центральное погружение и Дубликанская антиклинальная структура (рисунок 3.3б). В центральной части КГ имеет наибольшую ширину – 17 км. Солонийская структура, расположенная на Восточном поднятии, в пределах которой пробурена скважина 1С, является малоамплитудной.

Разлом, разделяющий Центральное погружение и Восточное поднятие, смещается к востоку и затухает (рисунок 3.2). Наиболее активным становится разлом, разделяющий Дубликанскую структуру и Центральное погружение. Он представляет собой надвиг, амплитуда смещения по которому составляет более 500 м.

Грабен в южной части сужается до 10 км. По широкому развитию разломной тектоники, антиклинальных и синклинальных структур можно констатировать, что южная часть КГ подверглась максимальному тектоническому воздействию в постседиментационный период (рисунок 3.3в).

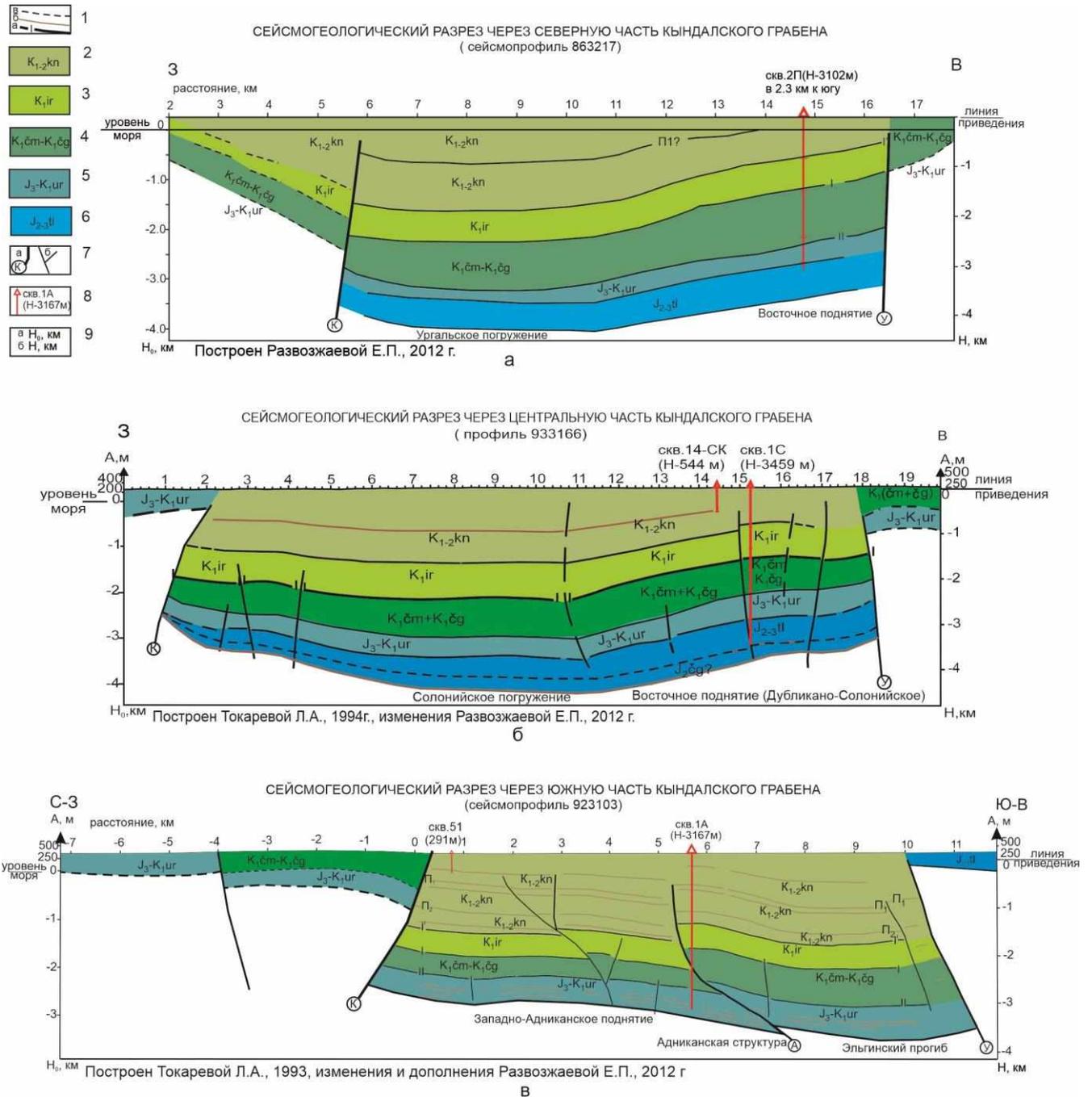


Рисунок – 3.3 Поперечные сейсмогеологические разрезы северной (а) центральной (б) и южной (в) частей Кындальского грабена [28]. 1 – отражающие горизонты: а – опорные и их номер, б – прочие, в – предполагаемые; 2 – отложения кындальской свиты; 3 – отложения йорекской свиты; 4 – нерасчлененные отложения чагдамынской и чемчукинской свит; 5 – отложения ургальской серии; 6 – отложения талынджанской свиты; 7 – разломы: основные и их название (К – Кындальский, У – Ургальский, А – Адниканский), б – второстепенные; 8 – скважина, её номер, в скобках её глубина: а – от уровня моря, б – от уровня приведения, принятого для сейсмических разрезов и равного +250 м; 9 – глубина: а – от уровня моря, б – от уровня приведения

Южный борт Центрального погружения осложнен двумя антиклинальными структурами: Западно-Адниканской и Адниканской амплитудой 200 и 500 м соответственно. Последняя представляет собой принадвиговую складку. Адниканский надвиг параллелен Ургальскому краевому разлому северо-восточного направления, имеет ограниченное

распространение. Западно-Адниканская антиклиналь имеет восток-северо-восточное простирание и ограничена с запада Кындальской зоной разломов. Самый южный из поперечных сейсмических профилей пересекает Ягдыньское поднятие, расположенное западнее Кындальского разлома в Западной структурной зоне. Мощность осадочного чехла на Ягдыньском поднятии значительно меньше, чем в грабене, не более 1500 м. Восточнее профиль пересекает глубокую синклиналиную складку, переходящую в Урканское поднятие. На Урканском поднятии фиксируется малоамплитудная Урканская антиклинальная структура. Между Адниканской антиклинальной структурой и Урканским поднятием расположен Эльгинский прогиб, который протягивается вдоль восточного борта грабена от Дубликанской структуры до юго-западного борта грабена.

Кындальский и Ургальский краевые разломы подчёркивают ромбовидную форму КГ, имеющего максимальную ширину в центре и сужающегося в северо-восточном и юго-западном направлениях. Расположение погружений в самом грабене свидетельствует об определяющей роли разломов северо-восточного и меридионального направлений в формировании КГ.

Осадочный чехол КГ включает талынджанскую свиту, ургальскую серию, чагдамынскую, чемчукинскую, йорекскую, кындалскую свиты и песчаниковую толщу. Каждая свита имеет свои литолого-фациальные особенности, но в целом осадочный чехол КГ характеризуется ритмичным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, реже конгломератов, углей и редко туфов, залегающих преимущественно согласно. Однако иногда угловое несогласие (по Максимову П.П. и др., 1981 г.) и тектоно-магматическая активизация отмечаются на границе йорекской и кындальской свит, что, по всей видимости, связано с завершающим этапом сихотэалиньской орогении. Кроме того, песчаниковая толща (маастрихт-даний) после значительного перерыва, связанного с инверсией, с угловым несогласием перекрывает выходящие на эрозионный срез различные свиты.

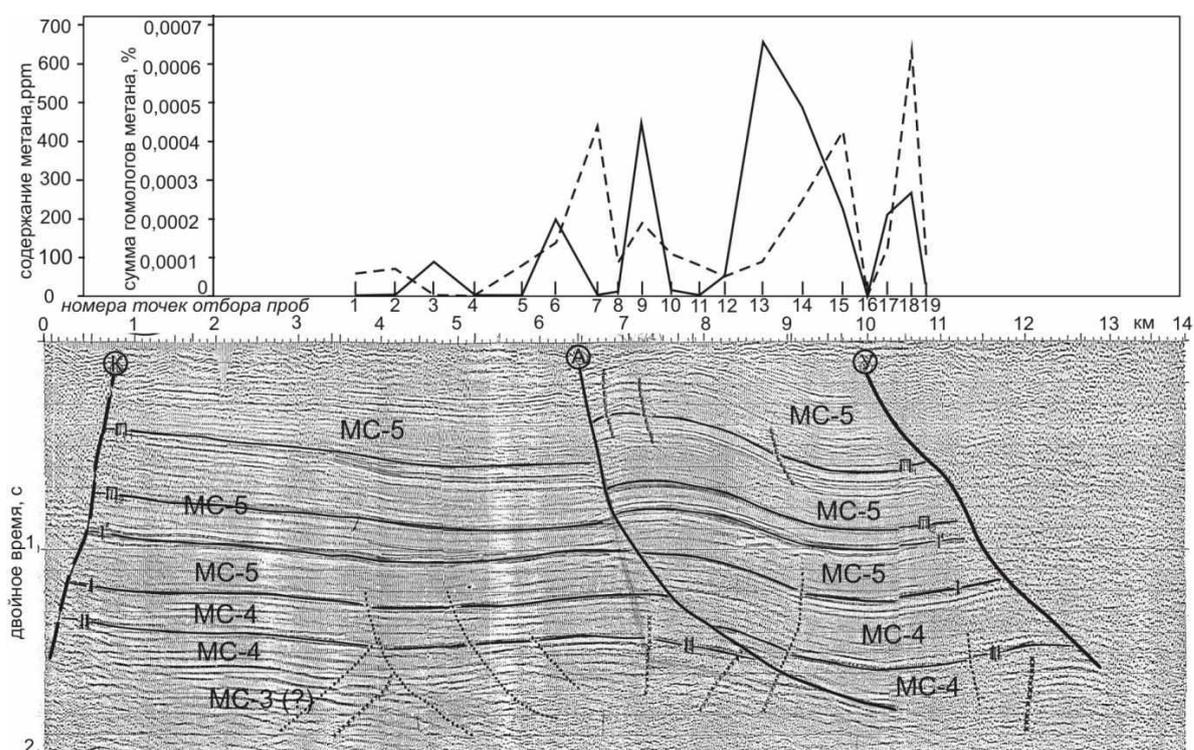
Фундамент вскрыт скв. 1А в южной части КГ, где он представлен палеозойскими гранитоидами. Начинается осадочный разрез в большей части КГ с талынджанской свиты средне-позднеюрского возраста. Во время накопления талынджанской свиты в ББ произошел переход от морского осадконакопления к континентальному. Мощность талынджанской свиты в скв. 1С – 569 м, невскрытая часть составляет, по сейсмическим данным, ~350 м. Она может быть представлена не только талынджанской, но и более древними свитами. На востоке КГ предполагаются в основании разреза морские ниже-среднеюрские отложения. После накопления талынджанской свиты фиксируется перерыв в седиментации.

В 1990-х гг. в разрезе скважины 1А, вскрывшей чагдамынскую, чемчукинскую, йорекскую, кындалскую свиты и песчаниковую толщу, проведено детальное изучение литологии, фильтрационно-емкостных свойств пород и геохимии органического вещества. По

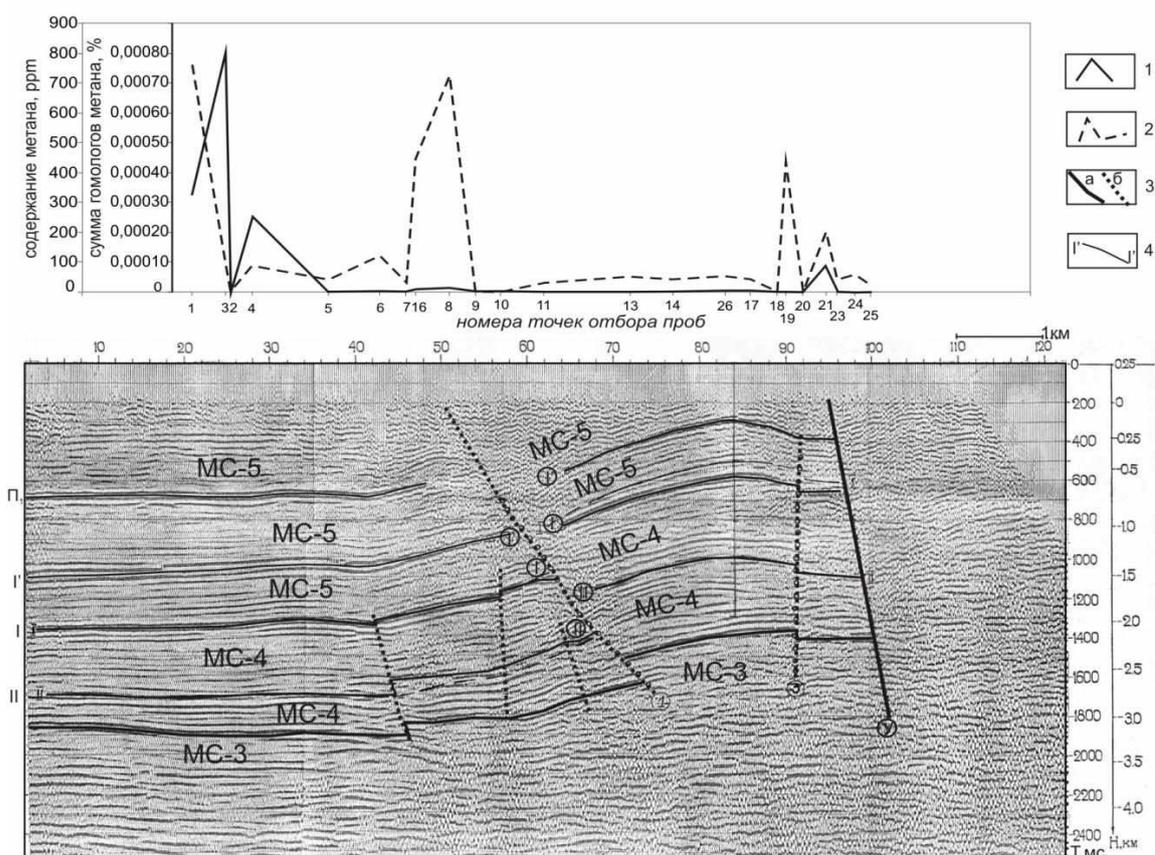
результатам исследований выявлено, что *в процесс нефтегазообразования вовлечён весь юрско-меловой разрез* Буреинского осадочного бассейна, при этом исходное органическое вещество имеет преимущественно гумусовый состав [76].

На основании анализа данных, полученных из керна скважин, в осадочном чехле Верхнебуреинской впадины выделено три зоны, характеризующиеся различными фильтрационно-емкостными свойствами. Меловой разрез скв. 1А относится к верхней зоне. Она включает чагдамынскую, чемчукинскую, йорекскую, кындалскую свиты и песчаниковую толщу и характеризуется значениями общей пористости пород – 15-30 %, газопроницаемости – немногими десятками, в отдельных интервалах первыми сотнями мкм² и плотностью – 1.9-2.2 г/см³; в интервале глубин 100-350 м содержит, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), до 10 пластов-коллекторов с высоким газовым фактором мощностью 1.5-9.8 м [77].

В 2016 году сотрудники ИТиГ в сотрудничестве с ТОИ провели газогеохимическое опробование снежного покрова по двум маршрутам, пересекающим газоносную Адниканскую структуру и наиболее перспективную Дубликанскую. Полученные результаты показали высокие концентрации метана и его гомологов над Адниканской структурой (рисунок 3.4 А), а также в зонах разлома. На Дубликанской структуре приуроченность повышенных содержаний УВ газов к зонам разломов, ограничивающих Дубликанскую структуру, выражена еще четче (рисунок 3.4 Б). Кроме того, наблюдается аномалия в пределах Центрального погружения, которая, по мнению авторов, также связана с разломом, но субширотного направления. Разломы субширотного направления четко выражены в рельефе, но практически не отмечаются на сейсмических разрезах [78].



А



Б

1 - метан; 2 - сумма гомологов метана; 3 - разломы: а - основные (К - Кындальский, У - Ургальский, А - Адниканский), б - второстепенные; 4 - отражающие горизонты и их обозначение: Π_1 , Π_2 - пласты песчаника с газом, I^1 - подошва кындальской свиты, I - подошва йорекской свиты, II - кровля ургальской свиты;

Рисунок – 3.4 Сейсмические и газогеохимические разрезы вкрест простирания: А – Адниканской, Б – Дубликанской антиклинальных структур по [78]

3.2 Структурные и геотемпературные палеорекострукции

Палеорекострукции истории погружения и геотемператур выполнены для трех глубоких скважин: 1А, 1С и 1ПР Кындальского грабена.

В таблице 3.1 приводятся краткие сведения о мощности вскрытого разреза, возрастной привязке, наличии размыва, измеренных значениях показателя ОСВ, а также результатах испытаний верхнеюрско-меловых пластов.

Таблица 3.1. Характеристика разрезов скважин 1А, 1С и 1ПР

Характеристики	Значения		
	Скважина 1А	Скважина 1С	Скважина 1ПР
1	2	3	4
Забой, м	2998	3459	3012
Отложения на забое (свита)	Ургальская (<i>ur J₂</i>)	Талынджанская (<i>tl J₂</i>)	Ургальская (<i>ur J₂</i>)
Кровля талынджанской свиты (<i>tl J₂₋₃</i>)	-	3459	-
Мощность талынджанской свиты, м	-	569	-
Кровля ургальской свиты (<i>ur J₃- K₁</i>), м	2998	2890	3012
Мощность ургальской свиты, м	398	608	442
Кровля чагдамынской свиты (<i>cg K₁</i>), м	2600	2282	2570
Мощность чагдамынской свиты, м	382	429	402
Кровля чемчукинской свиты (<i>cm K₁</i>), м	2218	1853	2168
Мощность чемчукинской свиты, м	581	513	534
Кровля йорекской свиты (<i>ir K₁</i>), м	1637	1340	1634
Мощность йорекской свиты, м	437	440	614
Кровля кындальской свиты (<i>kn K₁₋₂</i>), м	1200	900	1020
Мощность кындальской свиты, м	890	730	845
Размыв позднемеловых отложений (70,6 -98,2 млн. лет назад), м	-1100	-900	-600
Мощность песчанниковой толщи (<i>p P₁-K₂</i>)	280	170	175
Размыв палеоген-неогеновых отложений (1,81 – 61,7 млн. лет назад), м	-200	-200	-200
Мощность верхнеюрско-меловых отложений в современном разрезе, м	2968	3459	3012
Мощность четвертичных отложений в современном разрезе, м	30	-	-

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4
Результаты испытаний верхнеюрско-меловых пластов (свита; интервал, м; тип флюида; дебит, м ³ /сут)*	кп; 438-455; фонтанный газ; 53,2 тыс. кп; 974-977; «сухо» кп; 993-1010; газ; 95,1 тыс. кп; 1010-1022; газ; 82,4 тыс. кп; 1118-1140; вода+растворенный газ; 10,8 иг; 1202-1215; 1218-1225; вода+растворенный газ; 6,6; 7,4 иг; 1621-1636; «сухо» см; 1713-1722; «сухо» см; 1756-1767; «сухо» сг; 2438-2459; «сухо» иг; 2703-2747; «сухо» иг; 2935-2975; «сухо»	иг; 1209-1259; фильтрат бурового раствора+вода; 2,4 см; 1638-1649; слабогазированные фильтрат бурового раствора с плёнкой нефти; 0,05 иг; 2737-2788; слабогазированные фильтрат бурового раствора; 0,15 иг; 2680-2792; фильтрат бурового раствора; 0,47 тл; 3205-3250; фильтрат бурового раствора; 0,1	кп, см, сг, иг; повышенные газопоказания иг; 2941-2966; газ; 500 иг; 2720-3002; выбросы нефтеносной парафинистой нефти; данные отсутствуют сг; 2477-2500; 2285-2293; вода; 17,5; 82
«Измеренные» температуры по ОСВ (глубина отбора, м; R_{vt}^0); температура, °С)**	1888; (0,64); 99 2196; (0,75); 114	1211; (0,52); 83 1263; (0,52); 83 1355; (0,53); 84	

* – данные испытаний скважин 1А и 1С изучены и сведены из первичных «дел скважин», данные испытаний скважины 1ПР приняты из монографии [28]

** – значения отражательной способности витринита (ОСВ) - R_{vt}^0 приняты из монографии [28]

Входные данные для построения одномерных моделей с помощью ПО TermoDialog сведены в табл. 3.2-3.4.

Термическая история осадочных комплексов восстанавливалась на основе использования фактических данных об ОСВ. Скважина 1А пересекает Адниканский надвиг. Граница аллохтонной и автохтонной пластин проходит на глубине около 1850 м. Предварительный анализ показал, что значения показателя ОСВ для отложений висячего блока являются некондиционными за счёт того, что в результате смещения блока по надвигу значения оказались завышенными. Для моделирования были отобраны значения показателя ОСВ, измеренные в образцах керна скважины с глубины ниже 1850 м. Для скважины 1С для моделирования были выбраны значения показателя ОСВ по двум структурно-картировочным скважинам 14-ск и 16-ск, расположенным в аналогичных структурно-тектонических условиях.

Таблица 3.2. Входные данные для одномерного моделирования в ПО ТеплоDialog (скважина 1А)

Свита, толща (стратиграфия)*	Мощность, м*	Возраст, млн. лет назад**	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³ ***	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Квартер Q	30	0-1.81	1.81	1.6	0.91	6.5e-007	1.1e-006
P_1-N_2	-200	1.8-61.7	59.89	-	-	-	-
Песчаниковая $p K_2-P_1$	480	61.7-70.6	8.9	1.9	1.17	6.5e-007	1.1e-006
K_2	-1100	70.6-98.2	27.6	-	-	-	-
Кындальская $kn K_{1-2}$	1990	98.2-108.4	10.2	2.3	1.53	8e-007	1.25e-006
Йорекская $ir K_1$	437	108.4-116	7.6	2.5	1.69	8e-007	1.3e-006
K_1	1	116-118.2	2.2	-	-	-	-
Чемчукинская $cm K_1$	581	118.2-127.5	9.3	2.5	1.69	8e-007	1.3e-006
Чагдамынская $cg K_1$	382	127.5-136.4	8.9	2.58	1.76	8e-007	1.3e-006
Ургальская $ur J_3-K_1$	398	136.4-150.8	14.4	2.52	1.71	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	2998						

* – данные литолого-стратиграфических разбивок взяты из монографии [28];

** – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [79];

*** – плотность пород выделенных свит и толщ принята по материалам монографии [28]. Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – перерывы осадконакопления и размывы меловых и палеоген-неогеновых отложений.

Таблица 3.3. Входные данные для одномерного моделирования в ПО ТеплоDialog (скважина 1С)

Свита, толща (стратиграфия)*	Мощность, м*	Возраст, млн. лет назад**	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³ ***	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
$Q-P_1$	-200	0-61.7	61.7	-	-	-	-
Песчаниковая $p K_2-P_1$	370	61.7-70.6	8.9	1.9	1.17	6.5e-007	1.1e-006
K_2	-900	70.6-98.2	27.6	-	-	-	-
Кындальская $kn K_{1-2}$	1630	98.2-108.4	10.2	2.16	1.41	7e-007	1.25e-006
Йорекская $jr K_1$	440	108.4-116	7.6	2.33	1.55	8e-007	1.25e-006
K_1	-	116-118.2	2.2	-	-	-	-
Чемчукинская $cm K_1$	513	118.2-127.5	9.3	2.43	1.61	8e-007	1.25e-006
Чагдамынская $cg K_1$	429	127.5-136.4	8.9	2.45	1.65	8e-007	1.3e-006
Ургальская $ur J_3-K_1$	608	136.4-150.8	14.4	2.54	1.72	8e-007	1.3e-006
J_3	-	150.8-159.3	8.5	-	-	-	-
Талынджанская $J_{2-3} tl$	596	159.3-164.7	5.4	2.63	1.8	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	3459						

* – данные литолого-стратиграфических разбивок взяты из монографии [28];

** – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [79];

*** – плотность пород выделенных свит и толщ принята по материалам монографии [28]. Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – перерывы осадконакопления и размывы меловых и палеоген-неогеновых отложений.

Для скважины 1ПР измеренные значения показателя ОСВ отсутствуют. Построение модели геотемператур выполнялось на основе экстраполяции рассчитанных величин теплового потока, полученных в скважинах 1А и 1С. Экстраполяция значений теплового потока допустима, так как расчёт значений теплового потока в скважинах 1А и 1С производился на основе измеренных значений отражательной способности витринита. Судя по кривой зависимости плотности пород от глубины (по керну скважин), степень преобразования органического вещества материнских отложений в скважине 1ПР аналогична степени преобразования в скважинах 1А и 1С.

Таблица 3.4. Входные данные для одномерного моделирования в ПО ТеплоDialog (скважина 1ПР)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн. лет назад	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
<i>Q-P₁</i>	-200	0-61.7	61.7	-	-	-	-
Песчаниковая <i>p K₂-P₁</i>	375	61.7-70.6	8.9	1.9	1.17	6.5e-007	1.1e-006
<i>K₂</i>	-600	70.6-98.2	27.6	-	-	-	-
Кындальская <i>kn K₁₋₂</i>	1445	98.2-108.4	10.2	2.16	1.41	7e-007	1.25e-006
Йорекская <i>jr K₁</i>	614	108.4-116	7.6	2.33	1.55	8e-007	1.25e-006
<i>K₁</i>	-	116-118.2	2.2	-	-	-	-
Чемчукинская <i>cm K₁</i>	534	118.2-127.5	9.3	2.43	1.61	8e-007	1.25e-006
Чагдамынская <i>cg K₁</i>	402	127.5-136.4	8.9	2.45	1.65	8e-007	1.3e-006
Ургальская <i>ur J₃-K₁</i>	442	136.4-150.8	14.4	2.54	1.72	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	3012						

* – данные литолого-стратиграфических разбивок взяты из монографии [28];

** – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [79];

*** – плотность пород выделенных свит и толщ принята по материалам монографии [28]. Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – перерывы осадконакопления и размывы меловых и палеоген-неогеновых отложений.

Достоверность результатов моделирования, выполненного по скважинам 1А и 1С Кындальского грабена, подтверждается согласованностью полученных расчетных значений

плотности теплового потока 45 и 49 мВт/м² (табл. 3.5) с диапазоном расчетных значений плотности теплового потока в Переяславском грабене Среднеамурской впадины (48–56 мВт/м²) [80], а также с диапазоном значений теплового потока в пределах приграничной территории Китая (40–60 мВт/м²) [81]. Результаты моделирования отличаются от значения теплового потока (90 мВт/м²), измеренного в пределах Буреинского бассейна [36]. Скважины, в которых были измерены коэффициенты теплопроводности пород (до глубины 360 м) расположены в других тектоно-стратиграфических зонах за пределами Кындальского грабена, где на поверхность выходят более плотные чемчукинская и чагдамынская свиты. В пределах Кындальского грабена мощность осадочного чехла значительно больше (в скважине 1А фундамент вскрыт на глубине 2998 м). Особенностью строения Кындальского грабена является наличие слаболитифицированных кындальской и йорекской свит общей мощностью 1200–1500 м (по данным скважин). Для кындальской свиты значение плотности – 2,16 г/см³, для йорекской – 2,33 г/см³. Это приводит к несоответствию в значениях теплофизических параметров пород всего осадочного разреза, использованных при расчёте теплового потока в работе [36] и тех, что были использованы в диссертационной работе.

Таблица 3.5. Сопоставление измеренных и расчётных геотемператур в скважинах 1А и 1С

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Расчетные температуры, °С	Разница расчетных и измеренных температур, °С
Скважина 1А				
1888	99	по ОСВ	102	+3
2196	114		111	–3
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С				±3
Расчетная плотность теплового потока, мВт/м ²				49
Скважина 1С				
1211	83	по ОСВ	81	–2
1263	83		83	0
1355	84		86	+2
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С				±2
Расчетная плотность теплового потока, мВт/м ²				45

Результирующие графики истории погружения и геотемператур осадочных комплексов Кындальского грабена представлены на рисунок 3.5.

Интересно отметить кратковременное, но характерное охлаждение осадочного разреза, начиная с 108 млн лет назад (пиковое «провисание» изотерм, рисунок 3.5), обусловленное как высокой скоростью накопления кындальской свиты, так и ее последующей мощной денудацией.

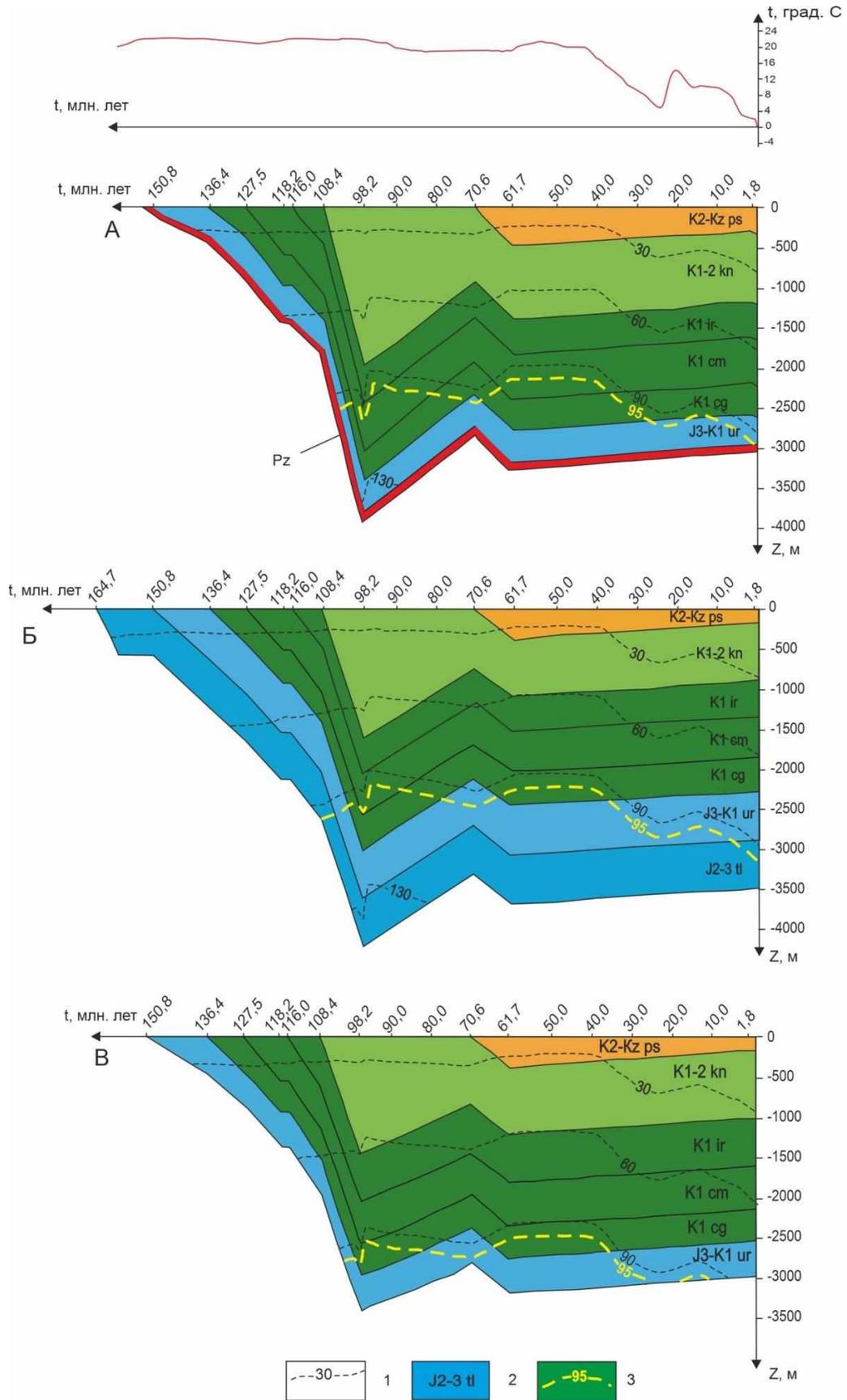


Рисунок – 3.5 Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин: А – 1А, Б – 1С, В – 1ПР. 1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотерма пороговой температуры ГЗН. В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности

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.

3.3 Интерпретация результатов палеотемпературного моделирования

В соответствии с температурной градацией зон интенсивной генерации УВ, используя полученную термическую историю свит и ее графическое представление (рисунок 3.5), проведена оценка степени реализации генерационного потенциала талынджанской, ургальской, чагдамынской, чемчукинской и йорекской свит.

Анализ истории погружения и геотемператур (рисунок 3.5) 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.*

Около 126,0 млн лет назад породы *талынджанской* свиты вошли в ВЗГ. Благоприятные геотемпературные условия для генерации нефти отложениями талынджанской свиты (ГЗН) наступили 107 млн лет назад. Затем, начиная с 98,2 млн лет назад, свита вошла в НЗГ. Результаты расчётов свидетельствуют о том, что с 87,5 млн лет назад *по настоящее время в отложениях талынджанской свиты генерируется нефть (ГЗН).*

Около 114,0–112,0 млн лет назад породы *ургальской* свиты вошли в ВЗГ. Затем, приблизительно 103,0–101,0 млн лет назад, ургальская свита достигла ГЗН. Наибольшая длительность фазы генерации нефти ургальской свитой наблюдается в районе скважины 1А, где отложения продолжали генерировать нефть в период с 103 до 6 млн лет назад. Ургальская свита вышла из ГЗН в районе скважины 1ПР, около 35 млн лет назад. В районе скважины 1С главная фаза нефтегенерации ургальской свитой завершилась 32 млн лет назад. *В настоящее время отложения ургальской свиты в пределах территории исследований являются газопроизводящими (ВЗГ).*

Около 107,0 млн лет назад *чагдамынская* свита вошла в ВЗГ. Благоприятные условия для генерации нефти отложениями чагдамынской свиты сформировались приблизительно 102–99 млн лет назад. Затем, около 91,0–77,5 млн лет назад, под влиянием тектонического (общее воздымание территории и последующий размыв) и палеоклиматического факторов, чагдамынская свита вышла из ГЗН. Вторая волна входа в ГЗН, обусловленная нарастанием мощности перекрывающей осадочной толщи, наступила приблизительно 69–62 млн лет назад.

Чагдамынская свита вышла из «нефтяного окна» в районе скважин 1ПР и 1С, около 48 млн лет назад. В районе скважины 1А главная фаза нефтегенерации отложениями чагдамынской свиты завершилась 35 млн лет назад. *В настоящее время породы чагдамынской свиты в пределах территории исследований являются газопродуцующими.*

Около 105,0 млн лет назад *чемчукинская* свита вошла в ВЗГ. В период 99,0–87,5 млн лет назад в районе скважины 1А отложения чемчукинской свиты генерировали нефть (ГЗН). Фаза нефтеобразования в отложениях чемчукинской свиты в районе скважин 1С и 1ПР места не имела. Приблизительно 105,0–87,5 млн лет назад чемчукинская свита начала генерировать газ. Чемчукинская свита вышла из ВЗГ в районе скважины 1С, 7 млн лет назад. В районе скважины 1ПР фаза газообразования завершилась 3 млн лет назад. В настоящее время *в районе скважины 1А отложения чемчукинской свиты продолжают генерировать газ.*

Около 103,0–101,0 млн лет назад отложения *йорекской* свиты достигли температуры 60 °С (ВЗГ). Затем, около 80,0–74,0 млн лет назад, йорекская свита вышла из ВЗГ. Вторая волна входа в ВЗГ наступила приблизительно 71–65 млн лет назад. В районе скважин 1С и 1ПР йорекская свита вышла из ВЗГ около 36–35 млн лет назад. Наибольшая длительность фазы генерации газа йорекской свитой наблюдается в районе скважины 1А, где отложения продолжали генерировать газ в период с 71 до 28 млн лет назад.

Сводные данные экспресс-оценки по интегральному температурно-временному показателю генерации УВ (R) талынджанской, ургальской, чагдамынской, чемчукинской и йорекской свит приведены в табл. 3.6.

Наибольшая продолжительность фазы нефтеобразования (ГЗН) в Кындамском грабене наблюдается в *талынджанском очаге* генерации нефти – 96 млн лет, очаг характеризуется максимальным значением плотности генерации нефти – $R=125$ усл. ед (табл. 3.4). Соизмеримо долго, по геотемпературному критерию, «работает» в пределах грабена *ургальский очаг* генерации нефти, продолжительностью от 58 до 96 млн лет, $R=62–128$ усл. ед. Продолжительность фазы генерации жидких УВ чагдамынским очагом составила от 22 до 56 млн лет, $R=21–63$ усл. ед. Вклад в генерацию нефти *чемчукинским* очагом мал, продолжительность генерации жидких УВ – 12 млн лет, $R=12$ усл. ед. На сегодняшний день геотемпературные условия генерации жидких УВ сохраняются для *талынджанского* очага.

Наибольшая фаза газообразования (ВЗГ) наблюдается в *чемчукинском* очаге генерации – от 94 до 102 млн лет, очаг характеризуется максимальным значением плотности генерации газа – $R=87–93$ усл. ед. Продолжительность периодов газогенерации, выделенных по геотемпературному критерию, *чагдамынским, йорекским и ургальским* очагами составила 50–85 млн лет ($R=47–80$), 53–72 млн лет ($R=37–60$) и 17–54 млн лет ($R=17–50$), соответственно. Вклад

в генерацию газа талынджанским очагом невелик, продолжительность периода газообразования 30 млн лет, $R=31$ усл. ед.

Таблица 3.6. Экспресс-оценка генерации углеводородов (температурно-временные интервалы ВЗГ, НЗГ и ГЗН)

Потенциально материнская свита	Экспресс-расчет плотност и генераци и газа (R), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации газа, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочага в генерации газа, млн лет	Экспресс-расчет плотност и генераци и нефти (R), усл. ед.	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад; максимальные геотемпературы, °С	Время работы палеоочага в генерации нефти, млн лет
Скважина 1А						
Ургальская	17	112,0–103,0; 94 96,0–94,0; 132(НЗГ) 6,0–0,0; 94	17	128	103,0–96,0; 130 94,0–6,0; 120	96
Чагдамынская	47	107,0–102,0; 83 77,5–67,0; 92 35,0–0,0; 94	50	63	102,0–77,5; 121 67,0–35,0; 107	56
Чемчукинская	87	105,0–99,0; 93 87,5–0,0; 93	94	12	99,0–87,5; 107	12
Йорекская	60	103,0–74,0; 91 71,0–28,0; 78	72	–	–	–
Скважина 1С						
Талынджанская	31	98,2–87,5; 139(НЗГ) 126,0–107,0; 87	30	125	107,0–98,2; 130 87,5–0,0; 130	96
Ургальская	42	114,0–103,0; 92 71,0–69,0; 94 32,0–0,0; 94	45	80	103,0–71,0; 123 69,0–32,0; 110	69
Чагдамынская	72	107,0–101,0; 87 84,5–61,7; 94 48,0–0,0; 94	77	31	101,0–84,5; 109 61,7–48,0; 95	30
Чемчукинская	93	105,0–7,0; 95	98	–	–	–
Йорекская	40	102,0–77,5; 86 65,0–36,0; 67	54	–	–	–
Скважина 1ПР						
Ургальская	50	112,0–101,0; 92 76,0–68,0; 94 35,0–0,0; 94	54	62	101,0–76,0; 109 68,0–35,0; 106	58
Чагдамынская	80	107,0–99,0; 89 91,0–62,0; 94 48,0–0,0; 94	85	21	99,0–91,0; 98 62,0–48,0; 96	22
Чемчукинская	88	105,0–3,0; 86	102	–	–	–
Йорекская	37	101,0–80,0; 71 67,0–35,0; 69	53	–	–	–

Вероятность очагов генерации УВ, выделенных по геотемпературному критерию, не противоречит результатам испытаний глубоких скважин на исследуемой территории.

Непромышленные притоки нефти получены при испытании *ургальской свиты*, плёнки нефти – при испытании *чемчукинской свиты*.

Повышенные газопоказания зафиксированы при испытании *чемчукинской, чагдамынской и ургальской свит*. По данным бурения скважины 1А получен промышленный приток газа из *кындальской свиты*. Вполне вероятно, что углеводороды, генерируемые нижнемеловыми комплексами, могли мигрировать и аккумулироваться в тектонически экранированных ловушках, образовавшихся во фронте Андиканского *надвига*.

3.4 Выводы

1. Промышленная газоносность кындальской свиты, установленная в пределах Адниканской антиклинальной структуры, повышенные газопоказания в чемчукинской, чагдамынской и ургальской свитах, а также полученные непромышленные притоки нефти в ургальской свите подтверждают перспективность мелового комплекса в пределах Кындальского грабена ББ.
2. По результатам геохимических исследований РОВ меловых отложений Кындальского грабена относится к смешанному сапропелево-гумусовому типу с преобладанием гумусовой составляющей. К потенциально материнским относятся свиты: талынджанская, ургальская, чагдамынская, чемчукинская, йорикская и кындальская.
3. Методом одномерного палеотемпературного моделирования по трём глубоким скважинам КГ рассчитаны значения плотности теплового потока 45-49 мВт/м². Сравнение результатов расчёта теплового потока с диапазоном расчетных значений плотности теплового потока в Переяславском грабене Среднеамурской впадины (48–56 мВт/м²), а также с диапазоном значений теплового потока в пределах приграничной территории Китая (40-60 мВт/м²) показало надёжность полученных значений.
4. Отличие в значениях плотности теплового потока, рассчитанных в данной работе (45-49 мВт/м²), и измеренных ранее (90 мВт/м²) вероятно обусловлено тем, что точки измерения расположены за пределами Кындальского грабена в других структурно-седиментационных зонах Буреинского осадочного бассейна. Измеренные значения теплового потока не были использованы, так как при их расчёте не учтены теплофизические параметры всех отложений, входящих в состав осадочного чехла грабена.
5. На основе рассчитанного теплового потока были восстановлены палеотемпературы для потенциально материнских свит Кындальского грабена. Анализ полученных моделей

показал, что на протяжении истории погружения ББ в пределах КГ генерация УВ могла происходить в талынжданской, ургальской, чагдамынской, чемчукинской и йорекской свитах. Кындальская свита за всю свою историю практически не входила в ГЗН, лишь эпизодически, незначительно, подошвой достигала верхов ВЗГ.

6. Наиболее высокими значениями интегрального показателя генерации нефти характеризуются талынжданский и ургальский очаги. На сегодняшний день геотемпературные условия генерации жидких УВ сохраняются для талынжданского очага.
7. 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.

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое 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 талынжданского и ургальского очагов, а газогенерации - для чемчукинского очага».

4 УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МЕЛ-ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРЕЯСЛАВСКОГО ГРАБЕНА

4.1 Строение и признаки нефтегазоносности Переяславского грабена

Переяславский грабен (ПГ) расположен в юго-восточной части Среднеамурского бассейна, входит в цепочку грабенов Восточной СТЗ и является самой крупной отрицательной структурой СОБ (рисунок 4.1). Грабен вытянут в северо-восточном направлении на 125 км при ширине 15-30 км. В поперечном сечении ПГ 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.

Условно (в т.ч. и по степени изученности) в Переяславском грабене выделяют 3 части: юго-западную, центральную и северо-восточную.

В юго-западной части ПГ выделяются Хорское, Киинское, Чиркинское, Зоевское и предположительно западная часть Ситинского погружения, разделенные Могилевско-Владимирским валом, Казакеевским и Екатеринославским поднятиями.

Могилевско-Владимирский вал уверенно прослеживается как линейная структура с аномально малой мощностью осадочного чехла (500-1000 м), ограничен с двух сторон разломами северо-восточной ориентировки.

В Хорском погружении изучена только северо-западная граница. Глубина изученной части Хорского погружения составляет более 1800 м. Здесь пробурена скважина 51-ОК глубиной 878 м, вскрывшая бирофельдскую свиту преимущественно алевроито-глинистого состава, что свидетельствует о некомпенсированном осадконакоплении, а, значит, о благоприятных условиях для образования нефтегазоматеринских пород.

Киинский прогиб, вытянутый в северо-восточном направлении, имеет юго-восточный крутой борт, ограниченный Могилевско-Владимирским валом. Его пологий северо-западный борт одновременно является границей ПГ с Хехцирским поднятием, глубина не более 1500 м.

Чиркинское погружение расположено на пересечении северо-западного разлома с Могилевско-Владимирским валом. Мощность осадочного комплекса достигает 1500 м.

В Зоевском погружении глубиной более 1800 м пробурена скважина 1-ОК, вскрывшая 1200 м отложений осадочного чехла.

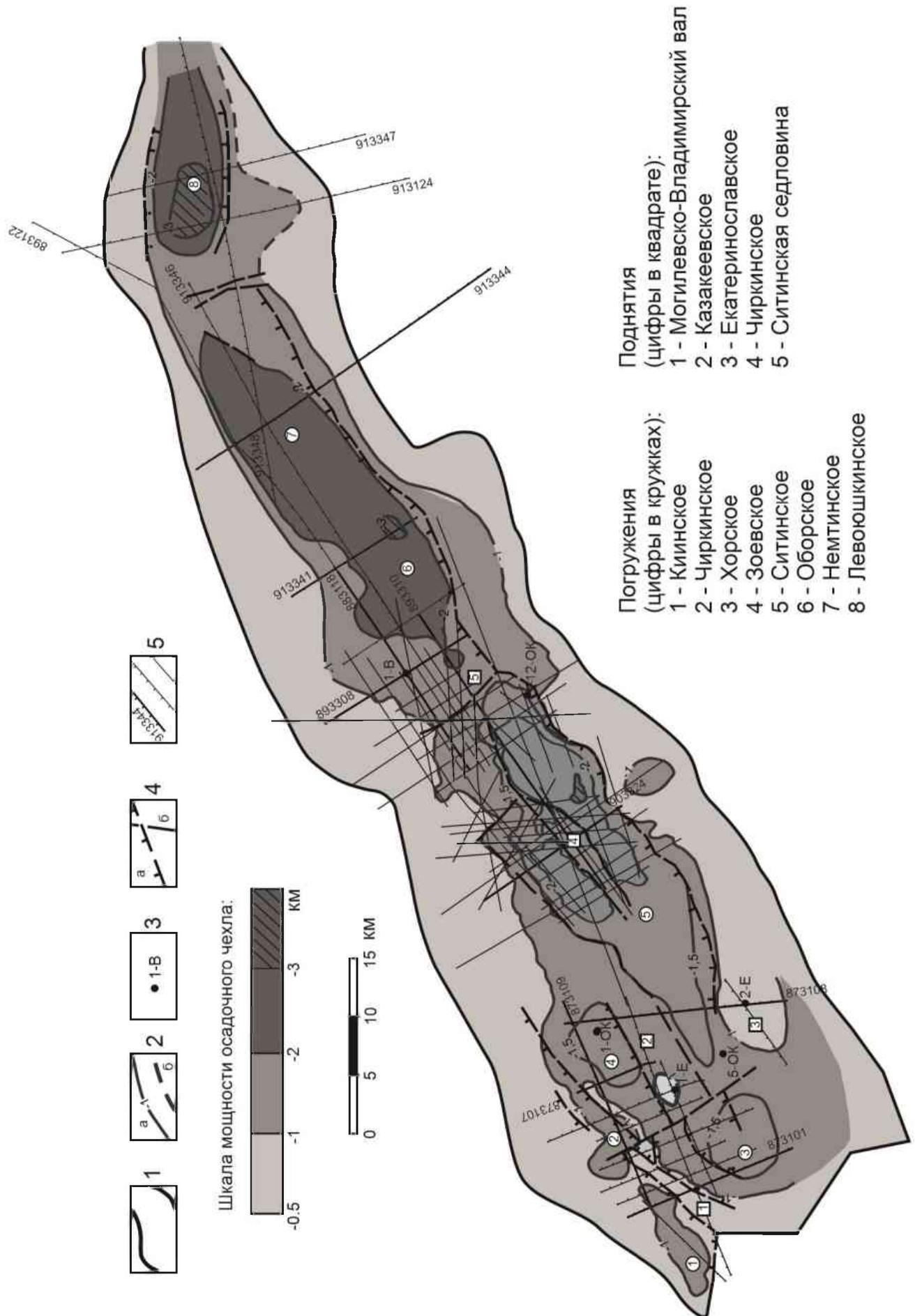


Рисунок – 4.1 Структурная схема ПГ по [10].

1 – граница грабена; 2 – изопакиты мощности осадочного чехла, км: а – уверенные, б – предполагаемые; 3 – основные глубокие скважины; 4 – основные разломы, выделенные по данным МОВ ОГТ: а) сбросы, б) прочие; 5 – сейсмические профили

Центральная часть ПГ состоит из последовательно расположенных Ситинского и Оборского погружений мощностью более 2500 м. Ситинское и Оборское погружения разделены относительно приподнятой зоной — Ситинской седловиной.

Ситинское погружение является самой крупной отрицательной структурой в ПГ – 255 км². Оно разделено Чиркинским центральным поднятием на две зоны – юго-восточную и северо-западную. Мощность осадочного чехла в наиболее погруженной части достигает 3000 м. Не ясно на данном этапе изученности взаимоотношение Ситинского погружения с юго-западной частью ПГ.

Оборское погружение изучено сейсморазведкой неравномерно, в основном, западная его часть. В северо-восточной части пройдены только одиночные профили. Мощность осадочного чехла в депоцентре Оборского погружения составляет 3000 м. Скважиной 1-В, пробуренной на пологом склоне Оборского погружения, вскрыто 1300 м палеоген-неогенового осадочного комплекса.

Северо-восточная часть ПГ состоит из Немптинского и Леоюшкинского прогибов. Прогибы характеризуются небольшой шириной и сравнительно мощным осадочным чехлом, приблизительно на 1000 м больше, чем в юго-западной части. Здесь появляется отражающий горизонт, разделяющий палеоген-неогеновый и неоген-четвертичный осадочные комплексы, что указывает на относительно большую мощность последнего. Наблюдается смещение депоцентра неоген-четвертичной седиментации в северо-западном направлении. Простираение ПГ в северо-восточной части меняется на восток-северо-восточное, а последнего Леоюшкинского прогиба – на субширотное. Леоюшкинский прогиб ограничен в своей самой глубокой части сбросами как с севера, так и с юга, причём депоцентр расположен ближе к северному сбросу.

Расположенный восточнее Мухенский грабен, вероятно, входит в состав ПГ, так как по продольному сейсмическому профилю осадочный комплекс не выклинивается, а продолжается в восточном направлении.

Геолого-разведочные работы на нефть и газ в СОБ остановлены на региональной стадии в 1989 г. Основная часть глубоких скважин пробурена в пределах Переяславского грабена (ПГ) 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 СОБ цепочкой грабенов Западной СТЗ, уже открыты месторождения нефти и газа в кайнозойских толщах [82, 83].

При бурении глубоких скважин на территории СОБ в отложениях чернореченской и бирофельдской свит кайнозойского комплекса были выявлены признаки нефтегазоносности [84]. 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.

В начале 1990-х годов в СНИИГГиМС Поляковой И.Д., Рязановой Т.А. и Соболевой Е.И. были исследованы коллекторские свойства и геохимические характеристики органического вещества мел-палеогеновых отложений по керну структурно-параметрических скважин, пробуренных в Переяславском грабене [20, 21, 22]. По результатам этих исследований фильтрационно-емкостные свойства меловых отложений были охарактеризованы как слабые. При этом было выделено несколько пластов меловых пород, которые по своей обогащённости органическим веществом и степени его зрелости были охарактеризованы как нефте- и газоматеринские.

По результатам геохимических исследований органического вещества кайнозойского комплекса пород, к материнским отложениям отнесены миоценовые отложения *ушумунской* свиты, олигоценые отложения *бирофельдской* свиты, а также эоценовые отложения *чернореченской* свиты. В палеогеновых отложениях отмечаются интервалы с повышенными содержаниями органического углерода ($C_{орг}$), хлороформенного битумоида ($B_{хл}$) и значениями водородного индекса (НИ). Имеют место существенные колебания как концентрации углеводородов в битумоидах, так и соотношения в них насыщенной и нафтено-ароматической фракций. Максимально обогащены углеводородами битумоиды *чернореченской* свиты. В кайнозойских отложениях Среднеамурской впадины органическое вещество имеет смешанный гумусо-сапропелевый состав. Для алеврито-глинистых отложений характерно преобладание органического вещества сапропелевого типа, а для алеврито-песчанистых отложений – гумусового.

В 2011 году сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН меловые битумоиды из отложений скважины 1-В были детально исследованы на молекулярном уровне. Органическое вещество нижнемеловых комплексов, по результатам этих исследований, «несомненно, могло генерировать углеводороды и не вышло из главной зоны нефтеобразования» [85, 102ф].

В результате комплексных газогеохимических исследований, проведенных сотрудниками Тихоокеанского океанологического института ДВО РАН совместно с ИТиГ ДВО РАН в период 2010–2018 гг. в пределах Бирофельдского грабена, относящегося к Западной граничной зоне грабенов СОБ, выявлены аномальные зоны разных по происхождению скоплений углеводородных газов, установлены газогеохимические аномалии в поверхностных и подземных водах [86, 87].

4.2 Одномерные палеорекострукции мелового комплекса Переяславского грабена

Палеотектоническое и палеотемпературное моделирование выполнено для 3-х скважин Переяславского грабена: 1-В, 1-Е и 2-Е, вскрывших кайнозойский и мезозойский осадочные комплексы. Скважины расположены соответственно в юго-западной (Казакеевское поднятие, Екатеринославское поднятие) и центральной (Оборское погружение) частях Переяславского грабена (рисунок 4.1). Северо-восточная часть грабена изучена слабо, глубоких скважин нет.

Краткие сведения о возрастной привязке, мощности вскрытого разреза, наличии размыва, измеренных значениях температуры, а также результатах испытаний пластов приведены в табл. 4.1. Параметр плотности пород принят по результатам анализа плотностных моделей стратиграфических комплексов по скважинам 1-В, 1-Е и 2-Е. Значения теплопроводности каждой из свит рассчитаны на основе эмпирических зависимостей «плотность-теплопроводность» [42]. Выбор коэффициентов температуропроводности и удельной теплогенерации определялся литологическим составом свит в соответствии с данными, представленными в работе [55].

Расчет величины эродированных во время тектонических перестроек осадочных отложений точно определить невозможно из-за недостатка информации. Применение различных способов: по сейсмическим разрезам, по палеогеографическим и стратиграфическим данным и расчетам параметрических кривых градиента плотности с глубиной [88], позволило определить для каждой скважины вероятный интервал изменения величины эрозии. Величина интервала в большой степени объясняется невозможностью учесть в программе численного моделирования силы горизонтального сжатия, имевшего место при орогении Сихотэ-Алиня. Известно, что влияние стресса сопоставимо с дополнительной вертикальной нагрузкой в 1.0–1.5 км [89]. Для скважины 1В интервал изменения величины эрозии во время перерыва с позднего мела по палеоцен был принят от 700 до 1700 м во время перерыва с конца позднего мела по палеоцен, для скв. 2Е – 1300–2300 м, для скв. 1Е – 1000–2000 м. Для скв. 2Е был также учтен размыв 600 м, который произошел при воздымании Екатеринославского поднятия, вероятно, в

позднем миоцене. Разброс значений величины эрозии по скважинам связан с их различной структурной позицией.

Таблица 4.1. Характеристика разрезов скважин 1В, 1Е и 2Е

Характеристики	Значение		
	Скважина 1В	Скважина 1Е	Скважина 2Е
Забой, м	3200	1200	1400
Отложения на забое (свита)	Ассикаевская ($K_1 as$)	Алчанская ($K_1 al$)	Ассикаевская ($K_1 as$)
Кровля ассикаевской свиты ($K_1 as$), м	2070	-	670
Мощность ассикаевской свиты, м	1130	-	730
Кровля стрельниковской / алчанской свиты ($K_1 str / K_1 al$), м	1305	924	-
Мощность стрельниковской / алчанской свиты, м	765	276	-
Размыв раннемеловых отложений (28,4-99,6 млн. лет назад), м	700-1700	1000-2000	1300-2300
Кровля чернореченской свиты ($P_{2.3} chr$), м	860	-	600
Мощность чернореченской свиты, м	445	-	70
Кровля бирюфельдской свиты ($P_3 bf$), м	496	320	390
Мощность бирюфельдской свиты, м	364	604	210
Кровля ушумунской свиты ($N_1 ush$), м	60	50	50
Мощность ушумунской свиты, м	436	270	340
Размыв неогеновых отложений (4,0 – 11,6 млн. лет назад), м	-	-	600
Мощность приамурской толщи ($N_2-Q pa$), м	60	50	50
Мощность нижнемеловых отложений в современном разрезе, м	1895	276	730
Мощность кайнозойских отложений в современном разрезе, м	1305	924	670
Результаты испытаний пластов (свита; интервал, м; тип флюида; дебит, м ³ /сут)*	chr ; 1216-1237; пластовая вода; 24,2 str ; 1388-1432; «сухо» str ; 1576-1616; «сухо» str ; 1608-1653; ?; 0,1 as ; 2126-2156; глинистый раствор; 0,14 as ; 2682-2720; глинистый раствор; 0,15 as ; 3092-3153; глинистый раствор; 0,1-0,15 as ; 3091-3200; глинистый раствор; 0,1	bf ; 847-919,5; приток воды; 59,4	bf ; 380-437; фильтрат+пластовая вода; 259,2 bf ; 572-600; пластовая вода; 202,2 as ; 844-870; глинистый раствор; 2,22 as ; 1117-1135; «сухо» as ; 1260-1313; «сухо» as ; 1330-1361; «сухо»
Измеренные температуры (глубина, м; температура, °С)**	1216-1237; 40 2682-2720; 72 3092-3153; 90	1000; 38 1100; 41 1170; 43	1117-1135; 38 1260-1313; 40 1330-1361; 45

* – данные испытаний скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Хабаровского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Дальневосточному федеральному округу»)

** – значения температур по скважине 1-Е приняты из [33]

В качестве примера, в таблицах 4.2 и 4.3 приведено параметрическое описание разреза скважины 1-В, моделируемой с учётом разной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии.

Таблица 4.2. Параметризация осадочного разреза скважины 1-В (с учётом минимальной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии)

Свита, толща (стратиграфия)*	Мощность, м*	Возраст, млн. лет назад**	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³ ***	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Приамурская (N ₂ -Q pa)	60	0-4.0	4.0	1.6	0.98	6.5e-007	1.1e-006
N	-	4.0-11.6	7.6	-	-	-	-
Ушумунская (N ₁ ush)	436	11.6-23.0	11.4	2.18	1.44	7e -007	1.25e-006
Бирофельдская (P ₃ bf)	364	23.0-28.4	5.4	2.26	1.5	7e -007	1.25e-006
Чернореченская (P _{2,3} chr)	445	28.4-48.0	19.6	2.3	1.53	7e-007	1.25e-006
P ₂ -K ₁	-700	48.0-99.6	51.6	-	-	-	-
Стрельниковская (K ₁ str)	1465	99.6-105.8	6.2	2.57	1.73	8e-007	1.3e-006
Ассикаевская (K ₁ as)	1130	105.8-113	7.2	2.6	1.75	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	3200						

* – данные литолого-стратиграфических разбивок скважин взяты из [10]

** – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [79]

*** – литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам [10]

Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – размыв раннемеловых и перерыв в осадконакоплении неогеновых отложений

Таблица 4.3. Параметризация осадочного разреза скважины 1-В (с учётом максимальной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии)

Свита, толща (стратиграфия)*	Мощность, м*	Возраст, млн. лет назад**	Время накопления, млн. лет	Плотность, г/см ³ ***	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Приамурская (pa N ₂ -Q)	60	0-4.0	4.0	1.6	0.98	6.5e-007	1.1e-006
N	-	4.0-11.6	7.6	-	-	-	-
Ушумунская (ush N ₁)	436	11.6-23.0	11.4	2.18	1.44	7e -007	1.25e-006
Бирофельдская (bf P ₃)	364	23.0-28.4	5.4	2.26	1.5	7e -007	1.25e-006
Чернореченская (chr P _{2,3})	445	28.4-48.0	19.6	2.3	1.53	7e-007	1.25e-006
P ₂ -K ₁	-1700	48.0-99.6	51.6	-	-	-	-
Стрельниковская (str K ₁)	2465	99.6-105.8	6.2	2.57	1.73	8e-007	1.3e-006
Ассикаевская (as K ₁)	1130	105.8-113	7.2	2.6	1.75	8e-007	1.3e-006
Мощность разреза, м	3200						

* – данные литолого-стратиграфических разбивок скважин взяты из [10]

** – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [79]

*** – литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам [10]

Для восстановления тепловой истории отложений были отобраны значения пластовых температур по скважинам 1-В и 2-Е, а также значения температур, измеренные сотрудником ИТиГ ДВО РАН П.Ю. Горновым в скважине 1-Е [33].

Полученные в результате моделирования значения плотности теплового потока изменяются в интервале 44–57 мВт/м², с возрастанием в направлении с северо-востока на юго-запад.

Критерием достоверности результатов моделирования является согласованность полученных значений плотности теплового потока 44, 51 и 57 мВт/м² (табл. 4.4) с экспериментальными определениями теплового потока Среднеамурской впадины (40–60 мВт/м²) [33], а также порядком расчетных значений плотности теплового потока в пределах Переяславского грабена (46–59 мВт/м²) [80].

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов моделирования является оптимальность значений средней квадратичной разности («невязки» [90]) при сравнении расчетных и измеренных температур в скважинах. Сравнение показало, что «невязка» составила ± 3 °С, что не выходит за пределы величины погрешности измерения. Сопоставление расчетных и измеренных температур по скважинам приведено в таблице 4.

Таблица 4.4. Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скважинах

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Расчетные температуры, °С	Разница	Расчетная плотность теплового потока, мВт/м ²
Скважина 1-В					
1216	40	пластовые	38	-2	44
2682	72	пластовые	76	+4	
3153	90	пластовые	88	-2	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			±3		
Скважина 1-Е					
1000	38	термометрия	38	0	57
1100	41	термометрия	41	0	
1170	43	термометрия	43	0	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			0		
Скважина 2-Е					
1126	38	пластовые	37	-1	51
1287	40	пластовые	42	+2	
1346	45	пластовые	44	-1	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			±1		

Рассеянное органическое вещество (РОВ) кайнозойских отложений имеет смешанный состав (в алевроито-глинистых породах гумусо-сапропелевый, в алевро-песчаных – сапропелево-гумусовый), РОВ меловых отложений – преимущественно гумусовый [20, 22]. Исходя из этого, температурная граница вхождения в верхнюю зону газообразования (ВЗГ) принята 60 °С, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – 90 °С. [113, 114]

На рисунке 4.2 представлены результирующие одномерные модели тектонической и термической истории отложений Переяславского грабена с учётом разной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии.

Оценка степени реализации генерационного потенциала нефтегазоматеринских (ассикаевской, стрельниковской, алчанской) свит проводилась на основе расчетных значений геотемператур на протяжении истории формирования каждой свиты с учётом различных масштабов поздней мел-палеоценовой эрозии.

Сводные данные экспресс-оценки плотности генерации углеводородов отложениями ассикаевской, алчанской, стрельниковской свит (с учётом разной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии) приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5. Экспресс-оценка плотности генерации углеводородов отложениями ассикаевской и алчанской свит (с учётом разной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии)

Потенциально материнская свита	Экспресс-расчет плотности генерации газа (R), усл. ед	Период работы палеочага, млн. лет назад; максимальные геотемпературы палеочага генерации газа, °С	Время работы палеочага генерации газа, млн. лет	Экспресс-расчет плотности генерации нефти (R), усл. ед	Период работы палеочага, млн. лет назад; максимальные геотемпературы палеочага генерации нефти, °С	Время работы палеочага генерации нефти, млн. лет
Скважина 1-В (поздний мел-палеоценовой 700 м)						
Ассикаевская (as)	46	0,0-24,0; 81 65,0-101,0; 74	24 36	-	-	-
Стрельниковская (str)	-	-	-	-	-	-
Скважина 1-В (амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1700 м)						
Ассикаевская (as)	52	0,0-24,0; 81 54,0-87,0; 90 100,5-103,5; 90	24 33 3	14	100,5-87,0; 100	13,5
Стрельниковская (str)	-	-	-	-	-	-
Скважина 1-Е (амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1000 м)						
Алчанская (al)	-	-	-	-	-	-
Скважина 1-Е (амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 2000 м)						
Алчанская (al)	0,2	99,0-99,6; 60	0,4	-	-	-
Скважина 2-Е (амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1300 м)						
Ассикаевская (as)	0,6	105,0-106,0; 61	1	-	-	-
Скважина 2-Е (амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 2300 м)						
Ассикаевская (as)	10	11,0-12,0; 62 94,0-107,0; 68	1 13	-	-	-

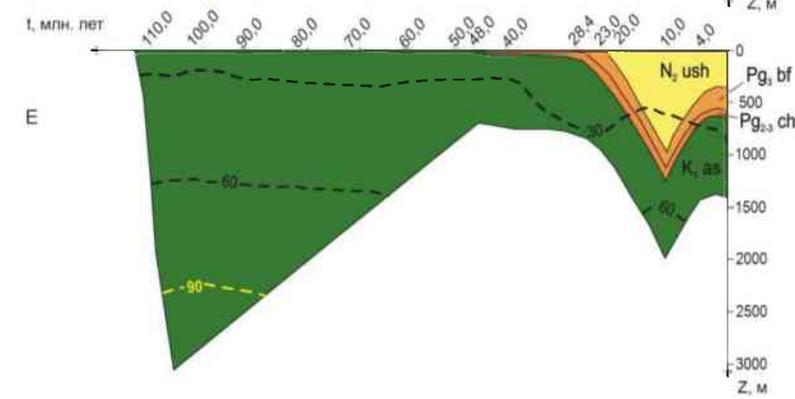
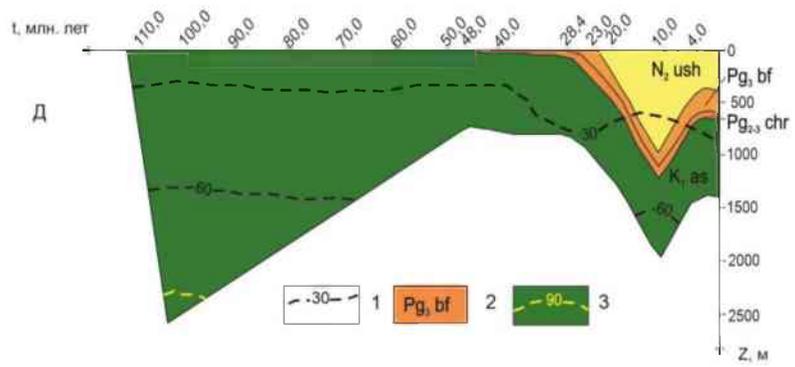
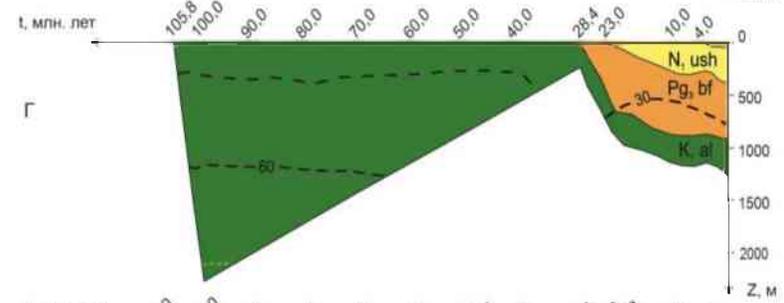
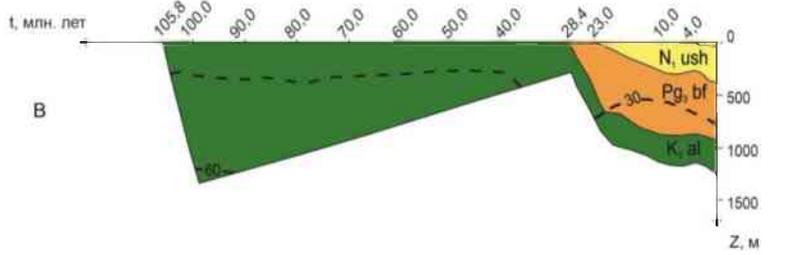
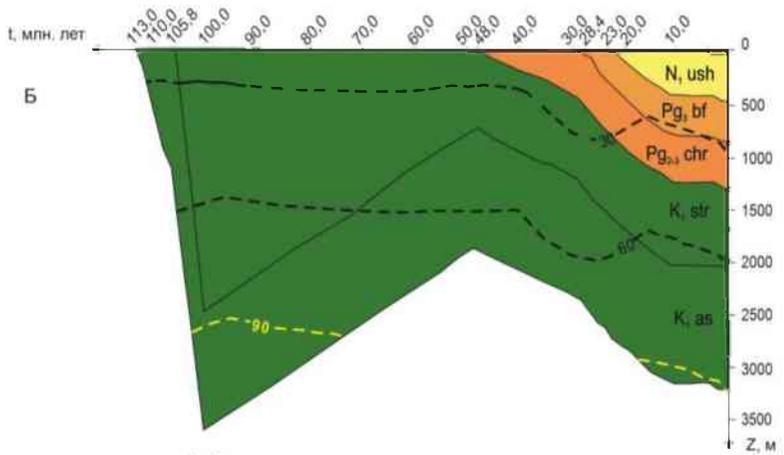
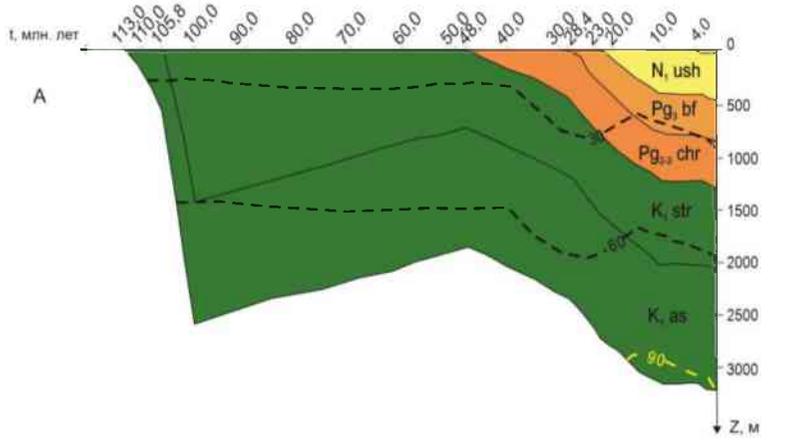
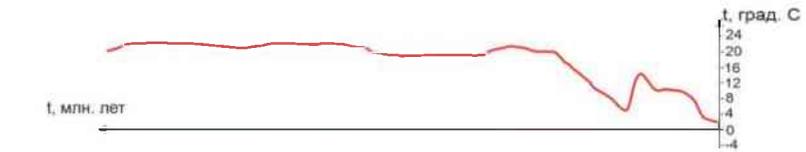


Рисунок – 4.2 Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин (положение скважин на рисунке 4.1). *А, Б* – Волочаевская-1 (*А* – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 700 м, *Б* – амплитуда поздний мел-палеоценовой эрозии 1700 м); *В, Г* – Екатеринославская-1 (*В* – амплитуда 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

По результатам анализа полученных одномерных моделей тектонической и термической истории Переяславского грабена (рисунок 4.2), экспресс-оценки плотности генерации УВ (табл. 4.5) 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.

Наиболее «продуктивная» катагенетическая модель генерации углеводородов отложениями *ассикаевской* и *алчанской* свит наблюдается, если рассматривать максимальную амплитуду меловой эрозии (рисунок 4.2, *б, г, е*). При учёте максимальной амплитуды меловой эрозии *ассикаевская свита* вошла в ВЗГ около 107.0–103.5 млн лет назад. В период воздымания и пенепленизации территории бассейна *ассикаевская свита* находилась выше ВЗГ. При таком варианте в районе скважины 1-В *ассикаевская свита* в период 100.5–87.0 млн лет назад генерировала нефть.

При максимальной амплитуде меловой эрозии период фазы газообразования (ВЗГ) отложениями *алчанской свиты* составил 0.6 млн лет (99.6–99.0 млн лет назад).

При учёте минимальной амплитуды эрозии в районе скважины 1-В *ассикаевская свита* начала входить в ВЗГ около 106.0–101.0 млн лет назад и вышла из ВЗГ приблизительно 65.0 млн лет назад.

Вторая волна входа *ассикаевской свиты* в ВЗГ, обусловленная нарастанием мощности перекрывающей осадочной толщи, началась приблизительно 24.0–12.0 млн лет назад. В районе скважины 2-Е *ассикаевская свита* вышла из ВЗГ приблизительно 11.0 млн лет назад. В районе скважины 1-В отложения *ассикаевской свиты* до сих пор находятся в ВЗГ.

В результате сопоставления полученных интервалов работы палеочагов генерации и значений интегрального показателя генерации УВ в районе скважин 1-В, 1-Е и 2-Е можно сделать вывод о том, что генерация газа в большем масштабе происходила в первую волну входа нижнемеловых отложений в ВЗГ в период *поздний мел–эоцен*.

Наибольшая продолжительность фазы газообразования (ВЗГ) в пределах исследуемой части Переяславского грабена наблюдается в *ассикаевском очаге*. Очаг характеризуется плотностью генерации газа от 0,6 до 52 усл. ед. Наибольшая плотность генерации газа *ассикаевским очагом* наблюдается в районе скважины 1-В (от 46 до 52 усл. ед.).

Плотность генерации газа *ассикаевским очагом* в период *поздний мел–эоцен* изменяется от 0.6 до 32 усл. ед. Если допустить мощность меловой эрозии более 1500 м, то в районе скважины 1-В отложения *ассикаевской свиты* в небольшом объеме генерировали нефть ($R \leq 14$ усл. ед.). Наибольшая плотность генерации газа в период *поздний мел–эоцен* наблюдается в районе скважины 1-В ($R = 27\text{--}32$ усл. ед.), наименьшая плотность – в районе скв. 2-Е ($R = 0.6\text{--}9$ усл. ед.).

В районе скважины 1-Е генерация газа отложениями *алчанской свиты* в период *поздний мел–эоцен* могла происходить в незначительном объеме ($R = 0.2$ усл. ед.).

Вторая волна входа отложений *ассикаевской свиты* в ВЗГ наступила в *олигоцен-миоценовое время* и в районе скважины 1-В продолжается по настоящее время. Плотность генерации газа в этот период составляет от 0.6 до 19 усл. ед. Наибольшая плотность генерации газа в этот период отмечается в районе скв. 1-В ($R = 19$ усл. ед.), наименьшая – в районе скважины 2-Е ($R = 0.6$ усл. ед.).

Таким образом, 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.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое 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».

4.3 Двумерные палеорекострукции кайнозойского чехла

Двумерные модели рассчитаны для 3-х профилей (913344, 913341 и 873107), расположенных вкрест простирания Переяславского грабена (рисунок 4.3). [115, 116]

Температурные измерения в осадочном чехле, необходимые для решения обратной задачи геотермии, приняты по палеотемпературам, рассчитанным из значений отражательной способности витринита (R_0). Данных о степени катагенеза кайнозойских отложений в пределах Переяславского грабена не достаточно, но есть реальные сведения о петрохимических свойствах и степени преобразования РОВ пород по керну скважин, в пределах аналогичных структур бассейна Саньцзян на территории Китая [91, 92, 93]. А также известны статистические данные по средним и крупным месторождениям нефти и газа Китая, в соответствии с которыми граничное значение отражательной способности витринита в нефтематеринских породах при генерации УВ должно быть не меньше 0,5, а величина пика – 1,0 [94]. На основе этих данных было рассчитано максимальное значение теплового потока в наиболее погруженной части бассейна Саньцзян – грабене Нунцзян (59 мВт/м²). Аналогичное значение теплового потока использовалось для расчёта прямой задачи геотермии при моделировании профилей 913341 и 913344 северо-восточной части Переяславского грабена. В юго-западной части Переяславского грабена значение теплового потока для моделируемого профиля 873107 (54 мВт/м²) получено методом экстраполяции значений теплового потока, рассчитанного в скважинах 1Е и 2Е.

Критерием достоверности результатов моделирования является согласованность полученных значений плотности теплового потока с экспериментальными определениями теплового потока в пределах бассейна Саньцзян (30–70 мВт/м²) [95], а также порядком значений плотности теплового потока в пределах Среднеамурского осадочного бассейна (42–61 мВт/м²) [33]. Кроме того, полученные значения плотности теплового потока согласуются с результатами одномерного моделирования кайнозойского комплекса, выполненного в программном комплексе PetroMod (53-60 мВт/м²) [105].

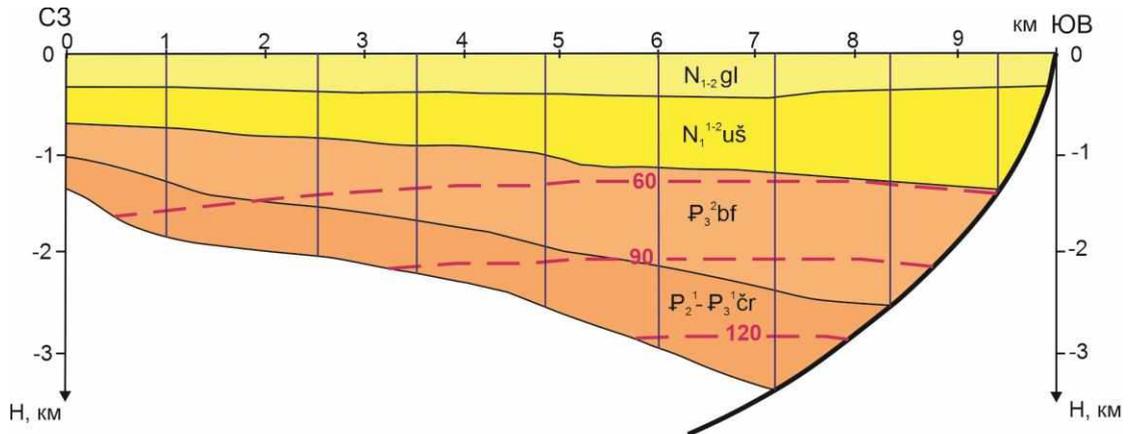
Для расчётных профилей восстановлены палеомощности и глубины, на которых находился кайнозойский комплекс на моменты начала формирования каждой свиты. На эти же моменты геологического времени рассчитаны палеотемпературы, в результате чего получены ретроспективные разрезы катагенетической эволюции кайнозойских отложений бассейна. Ключевые моменты времени определены в соответствии с принятой нами моделью геологического развития и геохронологической шкалой.

1 – границы грабена; 2 – изопахиты 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

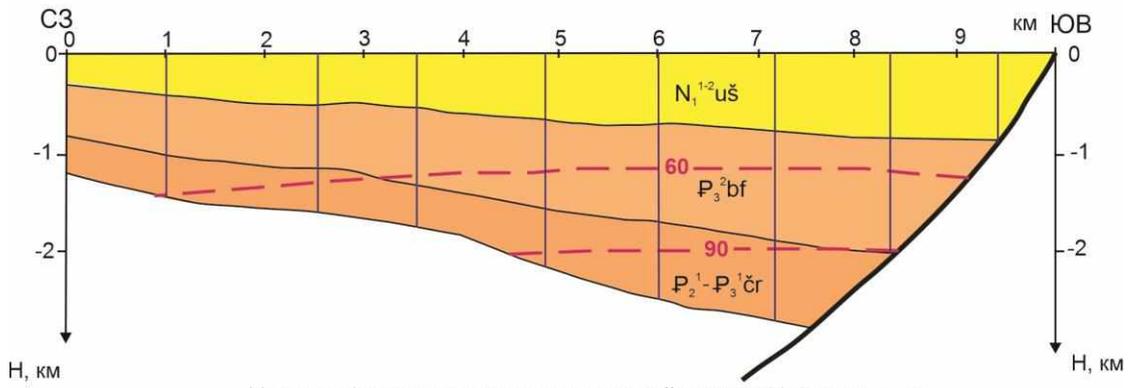
Оценивая термическое состояние верхней части земной коры Переяславского грабена по результатам двумерного моделирования, отметим наиболее существенные особенности распределения температур в кайнозойском осадочном чехле. В северо-восточной части Переяславского грабена нефтегенерирующей толщей является 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 4.4 представлены двумерные палеореконструкции 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 пенепленизации территории вышла из ГФН (рисунок 4.5).

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.

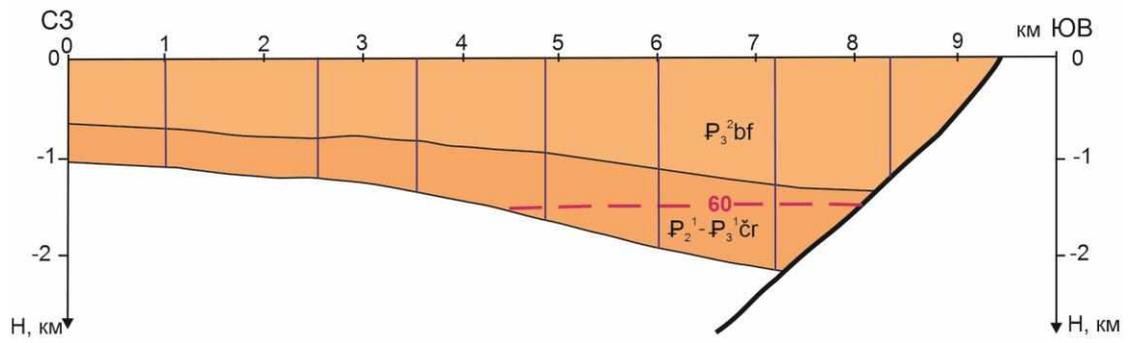
Моделирование профиля СХ-8 в пределах грабена Нунцзян бассейна Саньцзян (рисунок 4.6) показало, что очагами генерации нефти на сегодняшний день являются отложения эоцена и палеоцена – формаций *далянхэ*, *синаньчунь* и *уюнь*. Генерация газа в настоящее время приурочена к формациям олигоцена – *баоцюанлин нижняя* и *баоцюанлин средняя* (рисунок 4.7).



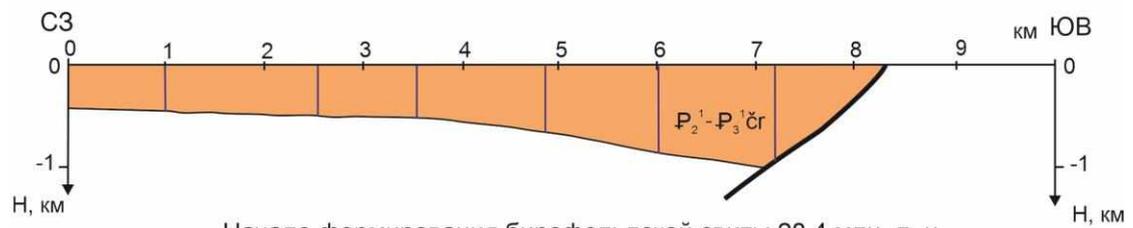
Современный геотемпературный разрез



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

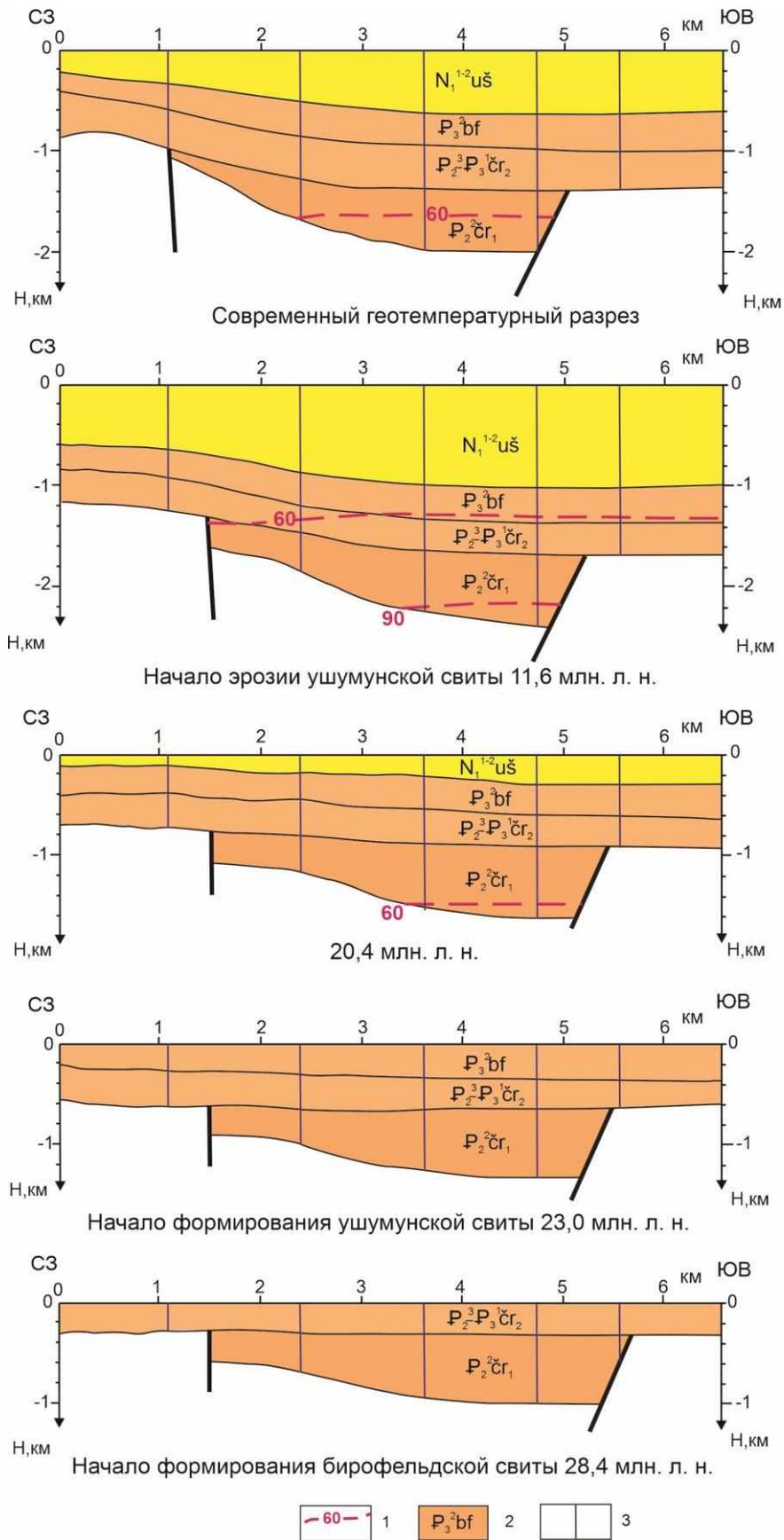


Рисунок – 4.5 Палеорекострукции с изолиниями геотемператур Зоевского погружения Переяславского грабена (профиль 873107): 1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – положение точек одномерного моделирования (положение «псевдоскважин»)

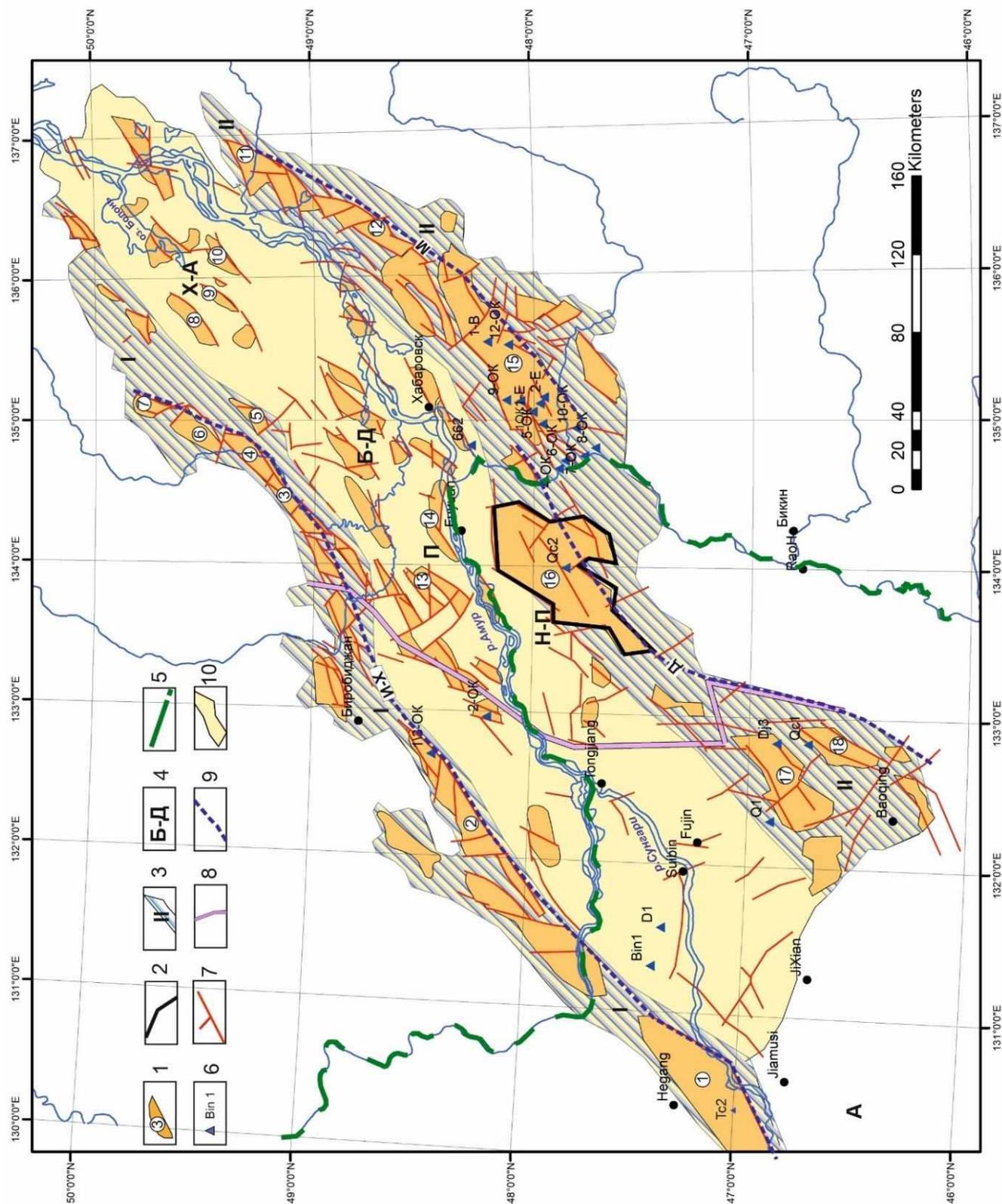


Рисунок – 4.6 Структурная схема Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна [по 18 с изменениями]: 1 – контуры грабенов и их наименования (цифры в кружках): 1 – Танюань, 2 – Бирофельдский, 3 – Кур-Урмийский, 4 – Кафэнский, 5 – Алгинский, 6 – Утанакский, 7 – Харпийский, 8 – Сельгонский, 9 – Симминский, 10 – Норменский, 11 – Нижнеанюйский, 12 – Гасси-Анюйский, 13 – Петровский-Луговойской, 14 – Нижнеспаский, 15 – Переяславский, 16 – Нунцзян, 17 – Хуншен, 18 – Сидалинцзы; 2 – граница грабена Нунцзян; 3 – краевые сдвиговые зоны: I – Западная зона, II – Восточная зона; 4 – наименования зачаточных зон сдвигов: X-A – Харпийско-Анюйская, Б-Д – БиробиджанскоДаргинская, П – Приамурская, H-П – Нунцзян-

Переяславская; 5 – Российско-Китайская граница; 6 – скважины и их наименования; 7 – разломы по данным гравиметрии; 8 – граница Цзямусы-Буреинско-Ханкайского массива и Сихотэ-Алинского орогенного пояса; 9 – положение магистрального разлома в краевых зонах: И-Х – И-шу-Харпийского, М – Маноминского, Д – Дахэчженского; 10 – граница бассейна

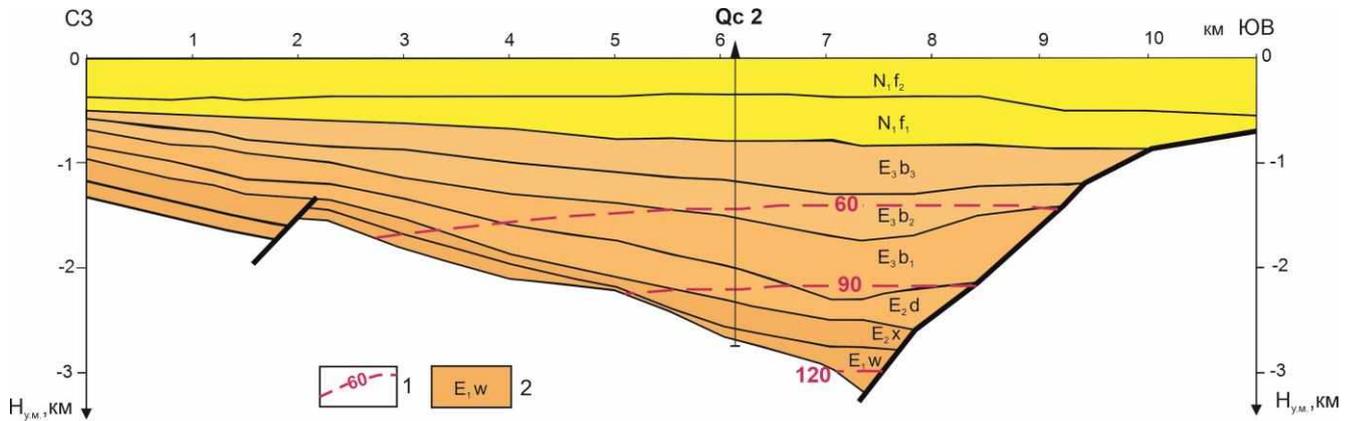


Рисунок – 4.7 Современный геотемпературный разрез грабена Нунцзян (профиль СХ-8): 1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений

Таким образом, 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.

Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое 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».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследований Буреинского (Кындальский грабен) и Саньцзян-Среднеамурского (грабены Переяславский и Нунцзян) осадочных бассейнов выполнено численное моделирование тектонической истории развития, рассчитаны скорости осадконакопления, построены одномерные и двумерные пространственно-временные геотемпературные модели. Полученные результаты свидетельствуют о благоприятных условиях для образования нефти и газа в изученных структурах.

Одномерные модели по трем скважинам для Кындальского грабена рассчитаны с помощью двух программных пакетов – зарубежного PetroMod и отечественного ТеплоDialog. Сопоставительным анализом результатов моделирования в двух программах было установлено, что выделенные по геотемпературному критерию очаги генерации нефти и газа полностью совпадают. Анализ полученных моделей показал, что на протяжении истории погружения ББ в пределах КГ 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.

Проведённый сравнительный анализ результатов моделирования кайнозойского комплекса Переяславского грабена с аналогичной структурой на территории Китая (грабен Нунцзян) показал высокие перспективы нефтегазогенерации наиболее погруженных частей кайнозойского чехла Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна. Моделирование в пределах грабена Нунцзян показало, что очагами генерации нефти на сегодняшний день являются отложения эоцена и палеоцена – формаций *далянхэ, синаньчунь* и *уюнь*. Генерация газа в настоящее время приурочена к формациям олигоцена – *баоцюанлин нижняя* и *баоцюанлин средняя*. 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 – бирюфельдской. В юго-западной части грабена на сегодняшний день отложения чернореченской свиты генерируют газ.

Одномерное палеотемпературное моделирование Среднеамурского бассейна по скважинам, вскрывшим меловой комплекс, выявило, что на сегодняшний день потенциально нефтегазонасными 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 имеют большую значимость, как для геотермических исследований осадочных бассейнов Дальнего Востока, так и для прогнозно-поисковых работ на нефть и газ в Хабаровском крае. Результаты проведенного моделирования в пределах Переяславского грабена СОБ позволяют обосновать необходимость возобновления нефтегазопроисковых работ, в частности проведения на первом этапе профильных и площадных газогеохимических работ для заверки ранее выявленных сейсморазведкой перспективных локальных объектов.

Дальнейшие исследования по изучению углеводородного потенциала бассейнов Дальнего Востока на основе одномерных и двумерных моделей могут быть проведены в пределах Алдано-Майского и Зея-Буреинского осадочных бассейнов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ЦАТП – Центрально-Азиатский тектонический пояс
ББ – Буреинский бассейн
СОБ – Среднеамурский осадочный бассейн
ЦХБ террейн – Цзямусы-Ханкайско-Буреинский террейн
САОП – Сихотэ-Алиньский орогенный пояс
СФЗ – структурно-формационная зона
СТЗ – структурно-тектоническая зона
КМПВ – корреляционный метод преломленных волн
МОВ ОГТ – метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки
ВЭЗ – вертикальное электрическое зондирование
МТЗ – магнитотеллурическое зондирование
ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование
ОСВ – отражательная способность витринита
УВ – углеводороды
РОВ – рассеянное органическое вещество
ПО – программное обеспечение
ВЗГ – верхняя зона газообразования
ГЗН – главная зона нефтеобразования
НЗГ – нижняя зона газообразования
КГ – Кындальский грабен
ПГ – Переяславский грабен

ЛИТЕРАТУРА

1. Тектоника, глубинное строение, металлогения области сочленения Центрально-азиатского и Тихоокеанского поясов. Объяснительная записка к Тектонической карте масштаба 1:1 500 000. – Владивосток; Хабаровск: ДВО РАН, 2005. – 264 с.
2. Кириллова Г.Л. Позднемезозойские-кайнозойские осадочные бассейны континентальной окраины юго-восточной России: геодинамическая эволюция, угле- и нефтегазоносность // Геотектоника. – 2005. – № 5. – С. 62-82.
3. Тектоническая карта области сочленения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского складчатых поясов масштаба 1:1 500 000 под редакцией Л.П. Карсакова и Чжао Чунцзинь. Хабаровск-Шеньян, 2001.
4. Пересторонин А.Н., Развозжаева Е.П. Система кайнозойских депрессий Приамурья и Приморья: строение, тектоническая позиция и геодинамическая интерпретация // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 2. – С. 58–74.
5. Забродин В.Ю. Зона сочленения Буреинского массива с Сихотэ-Алинской складчатой системой // Бюлл. МОИП. Отд. геол. – 2010. – № 1. – С. 11-22.
6. Государственная геологическая карта Российской Федерации. 1:1 000 000 (Третье поколение). Серия Дальневосточная. Лист М-53 – Хабаровск / А.Ф. Васькин, В.А. Дымович, А.Ф. Атращенко и др. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2009.
7. Государственная геологическая карта Российской Федерации. 1:1 000 000 (Третье поколение). Серия Дальневосточная. Лист N-53 – Шантарские острова / В.Ю. Забродин, А.М. Бородин, В.А. Гурьянов и др.; СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2007.
8. Бормотов В.А., Меркулова Т.В. Кайнозойский этап развития Северной ветви Тан-Лу-Охотской рифтовой системы: глубинное строение и сейсмогеодинамика // Тихоокеанская геология. – 2012. – Т. 31. – № 1. – С. 26–41.
9. Кузнецов В.Е., Уралов В.И. Структура угленосных кайнозойских впадин южной части Хабаровского края по гравиметрическим данным // Геология и геофизика Приамурья (40 лет Геофизической экспедиции). – 1997. – С. 83-90.
10. Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / отв. ред. Г.Л. Кириллова. – Владивосток: ДВО РАН, 2009. – 424 с.
11. Варнавский В.Г., Крапивенцева В.В. Палеогеографические критерии формирования нефтегазоносности Верхнебуреинской впадины // Тихоокеан. геология. – 1994. – № 6. – С. 107-121.

12. Забродин В.Ю. Палеогеография Буреинского краевого прогиба в юрском периоде (Дальний Восток) // Тихоокеан. геология. – 2007. – Т. 26. – № 5. – С. 77-87.
13. Кириллова Г.Л., Крапивенцева В.В., Варнавский В.Г. Буреинский бассейн // Геодинамика, магматизм и металлогения Востока России. В 2-х кн. / Ред. А.И. Ханчук. Владивосток: Дальнаука, 2006. – Кн. 1. – С. 515-522.
14. Кириллова Г.Л. Этапы позднемезозойского и кайнозойского рифтогенеза на юго-востоке России и в сопредельных регионах в связи с проблемой нефтегазоносности // ДАН. – 2008. – Т. 419. – №1. – С. 104-107.
15. Рязанова Т.А. Закономерности нефтегазообразования в мезозойско-кайнозойских впадинах юга Дальнего Востока (на примере Среднеамурской и Верхнебуреинской впадин): дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 04.00.17 / Рязанова Татьяна Алексеевна. – Новосибирск, 1996. – 174 с.
16. Рязанова Т.А. Коллектора в меловых породах Верхнебуреинской впадины // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа. Т.: Изд-во ТПУ, 2001. – С. 232-234.
17. Развозжаева Е.П. Строение Среднеамурского осадочного бассейна: по сейсморазведочным данным: дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 25.00.10 / Развозжаева Елена Петровна. – Хабаровск, 2010. – 162 с.
18. Развозжаева Е.П., Талтыкин Ю.В., Чжоу Юнхэн. Строение кайнозойского чехла Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна (Россия, Китай) // Тихоокеан. геология. – 2018. – Т. 37. – № 6. – С. 3-20.
19. Равдоникас О.В. Флюидогеодинамическое обоснование нефтегазогеологического районирования крупных регионов (на примере северо-восточной окраины Азии) // Тихоокеанская геология. – 1991. – № 2. – С. 56-66.
20. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. Геохимическая оценка нефтематеринского потенциала третичных отложений Екатеринославской площади Среднеамурской впадины // Тихоокеанская геология. – 1990. – № 5. – С. 112-115.
21. Полякова И.Д., Натальин Б.А., Рязанова Т.А. Сравнительный анализ критериев нефтегазоносности Среднеамурской впадины и бассейнов Восточного Китая // Тихоокеанская геология. – 1992. – № 5. – С. 89-94.
22. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. и др. Геохимические показатели нефтегазообразования в мезо-кайнозойских отложениях Среднеамурской впадины // Тихоокеанская геология. – 1993. – № 1. – С.49-57.
23. Перозио Г.Н., Полякова И.Д., Рязанова Т.А., Ушаков Н.Е. О коллекторских свойствах меловых отложений Среднеамурской впадины // Тихоокеанская геология. – 1992. – №6. – С. 61-70.

24. Кириллова Г.Л., Лю Чж., Ван С. и др. Стратиграфическая корреляция верхнемезозойских-кайнозойских разрезов Среднеамурского (Саньцзян) осадочного бассейна // Тихоокеанская геология. – 1996. – Т. 15. – № 6. – С. 81-102.
25. Меркулова Т.В., Кириллова Г.Л. Строение и перспективы нефтегазоносности северных звеньев Итун-Иланской ветви системы разломов Тан-Лу // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 6. – С. 55-75.
26. Меркулова Т.В., Развозжаева Е.П. Анализ фаций в кайнозойских грабенах Среднеамурского осадочного бассейна методами сейсмо- и электроразведки // Тихоокеанская геология. – 2007. – Т. 26. – № 4. – С. 34-52.
27. Маркевич В.С., Бугдаева Е.В. Палинологическое обоснование возраста пограничных отложений юры и мела в Буреинском бассейне (Российский Дальний Восток), Тихоокеанская геология. – 2009. – Т. 28. – № 3. – С. 91-100.
28. Буреинский осадочный бассейн: геолого-геофизическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / отв. ред. Г.Л. Кириллова. – Владивосток: Дальнаука, 2012. – 360 с.
29. Решения Четвертого Межведомственного стратиграфического совещания по докембрию и фанерозою юга Дальнего Востока и Восточного Забайкалья (Хабаровск, 1990 г.). Хабаровск, 1994. – 124 с.
30. Веселов О.В., Волкова Н.А., Еремин Г.Д., Соинов В.В., Козлов Н.А. Измерение теплового потока в зоне перехода от Азиатского материка к Тихому океану // Докл. АН СССР. – 1974. – Т. 217. – № 4. – С. 897-900.
31. Веселов О.В. и др. Наземные геотермические исследования, проведенные САХКНИИ в южной части Дальнего Востока // Геофизические поля северо-западной части Тихого океана. Ред. Красный М.Л. – Владивосток, 1982. – С. 6-43.
32. Веселов О.В. Геотермия тектоносферы Японо-Охотоморского региона: дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 25.00.10 / Веселов Олег Васильевич. – Хабаровск, 2005. – 199 с.
33. Горнов П.Ю. Геотермические характеристики Средне-Амурской впадины // Геология и разведка. – 2009. – № 3. – С. 56–61.
34. Горнов П.Ю. Тепловое поле области сопряжения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского складчатых поясов и смежных окраин Сибирской и Северо-Китайской платформ: дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 25.00.10 / Горнов Павел Юрьевич. – Хабаровск, 2010. – 137 с.
35. Горнов П.Ю., Гильманова Г.З. Тепловое поле и геотермические модели литосферы области перехода континент-океан северо-востока Азии // Геология и геофизика. – 2018. – № 8. – С. 1292-1303.

36. Горнов П.Ю., Горошко М.В., Малышев Ю.Ф., Подгорный В.Я. Геотермические разрезы земной коры области сочленения Центрально-Азиатского и Тихоокеанского поясов и смежных платформ // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 5. – С. 630-647.
37. Марков В.А. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности впадин Советского Приамурья: дис... канд. геол.-минер. наук. – М., 1966. – 347 с.
38. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992. – 231 с.
39. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101–115.
40. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
41. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.
42. Исаев В.И., Косыгин В. Ю., Соловейчик Ю. Г., Юрчук А. А., Гуленок Р. Ю., Шпакова Н. В. Проблемы оценки нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона // Геофизический журнал. – 2002а. – № 1. – С. 28-52.
43. Старостенко В.И., Кутас Р.И., Шуман В.Н., Легостаева О.В. Обобщение стационарной задачи геотермии Рэлея-Тихонова для горизонтального слоя // Физика Земли. – 2006. – № 12. – С. 84–91.
44. Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) // Физика Земли. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
45. Исаев В.И., Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Фомин А.Н. Геотермия и зональность сланцевой нефтеносности Колтогорско-Уренгойского палеорифта (юго-восток Западной Сибири) // Геофизический журнал – 2018а. – Т. 40. - № 3 – С. 54-80.
46. Yalcin M.N., Littke R., Sachsenhofer R.F. Thermal history of sedimentary basins. – Berlin: Springer Verlag, 1997. – 167 p.
47. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
48. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
49. Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf (дата обращения 10.06.2022)

50. Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г., Кузьменков С.Г., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири. // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – №.3.
51. Геоисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов. М., 1999. – 524 с. (МПР РФ, ЦРГЦ, Геокарт, МГУ).
52. Гаврилов В. П., Галушкин Ю. И. Геодинамический анализ нефтегазоносных бассейнов (бассейновое моделирование): учебник для вузов. – М.: Недра, 2010. – 227 с.
53. Савицкий А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования : дис. ... канд. геол.-минерал. наук : 25.00.12 / Савицкий Александр Викторович. – М., 2005. – 143 с.
54. Справочник физических констант горных пород (ред. С.Кларк мл.). – М.: Мир, 1969. – 544 с.
55. Веселов О.В., Волкова Н.А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. – Владивосток: ДВО РАН, 1981. – С. 51-70.
56. Общая стратиграфическая (геохронологическая) шкала фанерозоя и докембрия (Приложение 1 к Стратиграфическому кодексу России, 2019 г.).
57. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
58. Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Ньюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf (дата обращения 10.06.2022)
59. Исаев В. И., Искоркина А. А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64-80.
60. Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Ньюрольской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
61. Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как фактор углефикации // Изв. АН СССР. Сер. Геолог. – 1971 – № 3. – С.95-106.

62. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов [Текст] // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
63. Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г., Кузьменков С.Г., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 17-48.
64. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии – Киев: Наукова думка, 1978. – 228 с.
65. Кадыров Р.И. Бассейновый анализ и моделирование нефтегазоносных систем. Учебно-методическое пособие – Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2020 г. – 33 с.
66. Мубарак Матлак Аль-Хаджери, Мариам Аль-Сайед, Ян Деркс и др. Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем // Нефтегазовое обозрение. – 2009. – Т. 21. – № 2. – С. 18–37.
67. Клавдиева Н.В. Тектоническое погружение Предкавказских краевых прогибов в кайнозой: дис... канд. геол.-минер. наук.: 25.00.01 / Клавдиева Наталья Владимировна. – М., 2007. – 263 с.
68. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / ред. Ю.Г. Леонов, Ю.А. Волож. – М.: Науч. мир, 2004. – 526 с.
69. Малышева С.В. Региональное моделирование бассейнов различных геодинамических типов в связи с прогнозом их нефтегазоносности : дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 25.00.12 / Малышева Светлана Валентиновна. – М., 2015. – 138 с.
70. Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. – Ростов-на-Дону: Контики, 2015. – 256 с.
71. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins // Earth and Planet. Sci. Lett. – 1978. – V. 40. – P. 25–32.
72. Карслоу Е., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. – М.: Наука, 1964. – 487 с.
73. Peters K. E. ed. Basin and Petroleum system modeling: AAPG Getting Started Series 16, AAPG/Datapages, Tulsa, OK – 2009.
74. Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics // AAPG Bull. – 1990. – V. 74. – P. 1559–1570.
75. Royden L., Keen C.E. Rifting process and thermal evolution of the continental margin of eastern Canada determined from subsidence curves. // Earth and Planet. Sci. Letters. – 1980, – V. 51. – P. 342–361.

76. Рязанова Т.А. Закономерности нефтегазообразования в мезозойско-кайнозойских впадинах юга Дальнего Востока (на примере Среднеамурской и Верхнебуреинской впадин): дис. ... канд. геол.-минер. наук.: 04.00.17 / Рязанова Татьяна Алексеевна. – Новосибирск, 1996. – 174 с.
77. Рязанова Т.А. Коллектора в меловых породах Верхне-Буреинской впадины // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: Материалы международной научно-технической конференции (ред. Б. Д. Васильев, И. В. Гончаров). – Томск, 2001. – С. 232-234.
78. Развозжаева Е.П., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Перспективы нефтегазоносности Буреинского бассейна (Хабаровский край) по сейсморазведочным и газогеохимическим данным // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Сб. науч. трудов. Под ред. Е.Ю. Барабошкина. – Симферополь: Издательский Дом Черноморпресс, 2016. – С. 232-235.
79. Стратиграфический кодекс России : утвержден Бюро МСК 18 октября 2005 г. / Федеральное агентство по недропользованию Российской Федерации [и др.] ; редколлегия: Ю. Б. Гладенков [и др.] ; составители: А. И. Жамойда [и др.]. – 3-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ, 2019. – 92 с.
80. Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеан. геология. 2011. – Т. 30. – № 4. – С. 5–20.
81. Wei Tao, Zhengkang Shen Heat flow distribution in Chinese continent and its adjacent areas // Progress in Natural Science. – V.18. – 2008 – P. 843–849.
82. Нефтегазоносность юга Дальнего Востока и сопредельных территорий (Сопоставительный анализ). Буряк В.А., Бакулин Ю.И., Беспалов В.Я., Врублевский А.А., Гагаев В.Н., Галичанин Е.Н., Кириллова Г.Л., Лошак Н.П., Нигай Е.В., Пляскин В.А., Троян В.Б. – Хабаровск, 1998. – 282 с.
83. Ли Го Юй Геология нефти и газа Китая – Новосибирск: Изд. ОИГГМ СО РАН, 1993. – 38 с.
84. Природные ресурсы нефти и газа Хабаровского края: состояние, проблемы изучения и освоения / Варнавский В.Г., Галичанин Е.Н., Беспалов В.Я., Гагаев В.Н., Емельянов Н.В., Кириллова Г.Л., Копылов М.И., Крапивенцева В.В., Кузнецов В.Е., Родионов С.М., Троян В.Б. – Владивосток: Дальнаука, 2001. – 138 с.
85. Конторович А.Э., Кириллова Г.Л., Шапорина М.Н., Рязанова Т.А., Скузоватов М.Ю., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Развозжаева Е.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Среднеамурского осадочного бассейна (современная модель) // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока

- России: Материалы науч.-практ. конф. 17–21 июня 2013 г. – СПб.: ФГУП ВНИГРИ, 2013. – С. 107–112.
86. Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И., Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л. Газогеохимическая оценка перспектив нефтегазоносности Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна (Дальний Восток России) // Тихоокеан. геология. – 2012. – Т. 31. – № 2. – С. 54–68.
87. Гресов А.И., Яцук А.В., Обжиров А.И., Развозжаева Е.П. Газогеохимические аномалии поверхностных и подземных вод Бирофельдского грабена Среднеамурского осадочного бассейна (Дальний Восток России) // Тихоокеан. геология. – 2018. – Т. 37. – № 3. – С. 68–81.
88. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. – М.: Недра, 1976. – 527 с.
89. Прокопьев А.В., Фридовский В.Ю., Гайдук В.В. Разломы. Морфология, геометрия и кинематика / Учеб. пособие Отв. ред. Л.М. Парфенов. – Якутск. ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – 148 с.
90. Balk P.I., Dolgal A.S., Pugin A.V., Michurin A.V., Simanov A.A., Sharkhimullin A.F. Effective algorithms for sourcewise approximation of geopotential fields // *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*. – 2016. – V. 52. – N 6. – P. 896–911.
91. Miao Zhi-wei et al. Source rock maturity quantitative prediction in Nongjiang sag, Sanjiang basin. *Wutan Huatan Jisuan Jishu*. – 2016. – Vol. 38. – No. 4. – P. 518-524.
92. Wenhao Zhang et al. New advances in oil and gas survey of the Qianjin depression in Sanjiang basin, North China. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* – 2017. – Vol. 64. – 1. – P. 12-36. – <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/64/1/012036>
93. Li Zhongyuan et al. Evaluation of hydrocarbon generating conditions of Palaeogene source rocks from Xidalinzi Sag in Sanjiang Basin // *Petroleum geology&experiment*. – 2012. – Vol. 34 – No. 6. – P. 630-634.
94. Цзинь Чжицзюнь Особенности образования залежей углеводородов и закономерность распределения средних и крупных нефтегазовых месторождений Китая: дис. д-ра геол.-минер. наук: 25.00.12 / Цзинь Чжицзюнь. – М., 2007. – 360 с.
95. Guangzheng Jiang et al. Compilation of heat flow data in the continental area of China (4th edition). *Chinese Journal of Geophysics-Chinese Edition*. 2016 – Vol. 59. – No. 8. – P. 2892-2910. – <http://dx.doi.org/10.6038/cjg20160815>.
96. Интегрированная интерпретация сейсмических материалов МОГТ-3Д и данных ГИС в пределах Адниканской площади: отчёт / Арапова А.И. – Москва, 2010 – 157 с.

97. Интегрированная интерпретация результатов сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 3D 2009-2011г.г. и данных ГИС на Дубликанском участке недр: отчёт / Арапова А.И. – Москва, 2011. – 188 с.
98. О результатах сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D, проведённых на Бирофельдской площади: отчёт / Арапова А.И. – Москва, 2011. – 152 с.
99. Проведение сейсморазведочных работ 3D на Малоситинской площади Хабаровского края: отчёт / Смирнов О.А. – Москва, 2012. – 181 с.
100. Переобработка и переинтерпретация сейсмических данных по Ситинскому погружению Переяславского грабена (Хабаровский край): отчёт / Трушко В.В. – Хабаровск, 2002. – 185 с.
101. Выявление локальных зон вероятного нефтегазоаккумуляции на Хорском лицензионном участке Средне-Амурской впадины с целью выработки рекомендаций для постановки глубокого поискового бурения: отчёт / Гуленок Р.Ю. – Южно-Сахалинск, 2002. – 107 с.
102. Обобщение геолого-геофизических материалов и построение модели геологического строения, оценка перспектив нефтегазоносности, разработка рекомендаций по целесообразности проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в Зея-Буреинском и Среднеамурском бассейнах: отчёт / Шапорина М.Н. – Новосибирск, 2011. – 584 с.
103. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П. 1D модель термической эволюции Кындальского грабена (Буреинский осадочный бассейн) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы всерос. науч.-практ. конф., 1–3 апреля 2014 г. / отв. ред. Л.И. Полуфунтикова. – Якутск: Изд. дом СВФУ, 2014. – С. 389-392.
104. Развозжаева Е.П., Кириллова Г.Л., Прохорова П.Н. Сравнительный анализ фрагментов мезозойской континентальной окраины Востока Азии: прогибов Кындальского (Буреинский бассейн, Россия) и Суйбин (бассейн Саньцзян, Китай) Тихоокеанская геология. – 2014. – Т. 33. – № 6. – С. 16-33.
105. Развозжаева Е.П., Прохорова П.Н. 1D моделирование рифтогенного осадочного комплекса Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна (Дальний Восток) // Материалы XLVII Тектонического совещания. Том 2. – М., 2015. – С. 86-90.
106. Развозжаева Е.П., Прохорова П.Н., Лапковский В.В. Численное моделирование тектонической и термической истории Кындальского грабена Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Тихоокеанская геология. – 2017. – Т. 36. – № 3. – С. 70-87.
107. Прохорова П.Н. Численное моделирование тектонической и термической истории Кындальского грабена Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Том 1. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – С. 434-436.

108. Прохорова П.Н. Тепловой поток и оценка нефтегазоносности Буреинского бассейна (Дальний Восток) // XIX Уральская молодежная научная школа по геофизике. Сборник науч. материалов. – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2018. – С. 140-142.
109. 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.
110. Прохорова П.Н. Сопоставительный анализ результатов оценки нефтегазоносности Верхнебуреинской впадины на основе применения отечественного и зарубежного программного обеспечения бассейнового моделирования // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том 1. – Томск: Издательство Томского Политехнического университета, 2019. – С. 302-304.
111. Прохорова П. Н. Оценка нефтегазового потенциала Буреинской впадины (Дальний Восток) на основе бассейнового моделирования в системах российского и зарубежного программного обеспечения // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посв. 85-летию акад. А. Э. Конторовича / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. — С. 110-112.
112. Prokhorova P.N. The assessment of catagenetic source rock zoning in the Kindal graben of the Burea basin using paleotectonic and paleotemperature modeling software (the Far East of Russia) // В сборнике: ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР Труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. Томский политехнический университет. – 2018. – С. 871-873.
113. 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.
114. Прохорова П. Н. Модель термической эволюции меловых отложений Переяславского грабена (юго-восточная часть Среднеамурского осадочного бассейна) // Тектоника, глубинное строение и минерагения Востока Азии: XI Косыгинские чтения: материалы Всероссийской конференции с международным участием, 15-18 сентября 2021, г. Хабаровск. – С. 208-210.

115. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Прогнозирование нефтегазоносности кайнозойского комплекса Саныцзян-Среднеамурского осадочного бассейна на основе двумерных моделей // Тихоокеанская геология 2022. – №5. – С. 71-81.
116. Прохорова П.Н. Геотемпературные 2D модели кайнозойских очагов генерации углеводородов Саныцзян-Среднеамурского осадочного бассейна // Региональные проблемы. – 2022. –Т. 25, –№ 3. – С. 88-90.