

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАЙНОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА
САНЬЦЗЯН-СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА НА ОСНОВЕ
ДВУМЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ**

П.Н. Прохорова¹, Е.П. Развозжаева¹, В.И. Исаев²

¹ФГБУН Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, ул. Ким Ю Чена 65, г. Хабаровск, 680000; e-mail: prokhorova.polina1988@gmail.com; e-mail rep@itig.as.khb.ru

²ФГАОУВО Национальный исследовательский Томский политехнический университет, пр. Ленина 30, г. Томск, 634050; e-mail isaevvi@tpu.ru

Поступила в редакцию 29 марта 2022 г.

Проведена оценка перспектив нефтегазоносности кайнозойских отложений Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна на основе двумерных пространственно-временных цифровых моделей. Полученные результаты свидетельствуют о том, что в юго-западной части Переяславского грабена существуют благоприятные условия для образования газа, а в наиболее погруженной северо-восточной части – нефти и газа. Основные очаги генерации углеводородов в кайнозойском комплексе Переяславского грабена приурочены к бирюфельдской и чернореченской свитам. Кайнозойские отложения в пределах грабена Нунцзян в настоящее время также генерируют углеводороды.

Ключевые слова: двумерное моделирование, кайнозойский комплекс, Переяславский грабен, грабен Нунцзян, Саньцзян-Среднеамурский осадочный бассейн.

ВВЕДЕНИЕ

Дальний Восток является одним из стратегических регионов нашей страны по добыче газа на долгосрочную перспективу. Это объясняется энергетической политикой РФ, направленной на увеличение потребления газа, в том числе сжиженного [18].

Несмотря на значительные ресурсы природного газа в нашей стране, средний уровень газификации Дальневосточного федерального округа – от 19 до 24 % [4]. Поэтому приоритетной задачей развития газового комплекса становится формирование новых центров добычи газа именно на Дальнем Востоке, что позволит удовлетворить не только внутренние потребности страны, но и увеличить экспортные поставки газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Одним из таких центров может стать Хабаровский край, где уже в конце XX века в пределах Верхнебуреинского осадочного бассейна была установлена промышленная газоносность пластов кындальской свиты, и в 1991 г. открыто Адниканское месторождение газа [1].

Кайнозойский осадочный чехол Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна (ССОБ) заполняет рифтогенные грабеновые структуры, представляю-

щих собой перспективные нефтегазоносные районы, выполненные палеоген-неогеновыми отложениями мощностью до 3 300 м. Его северо-восточная часть (Среднеамурский бассейн) находится в России, а юго-западная часть (бассейн Саньцзян) – на территории Китая [13].

При бурении глубоких скважин на территории ССОБ в отложениях кайнозойского комплекса были выявлены признаки нефтегазоносности, однако месторождений нефти и газа открыто не было. В пределах Среднеамурского бассейна наиболее погруженные части кайнозойского чехла до сих пор остаются не вскрытыми скважинами [16]. В пределах бассейна Саньцзян кайнозойские отложения вскрыты лишь единичными скважинами [23]. Поэтому вопрос размещения потенциальных источников углеводородов (УВ), их стратиграфического положения, расположения очагов нефтегазообразования является дискуссионным.

В связи с крайне низкой степенью изученности представляется весьма актуальным применение метода двумерного палеотемпературного моделирования с целью прогнозирования нефтегазоносности кайнозойского комплекса восточной зоны грабенов (Пе-

реяславский и Нунцзян) Саньцзян-Среднеамурского бассейна.

Исследование осуществлялось в несколько этапов: 1) сбор актуализированных геолого-геофизических и геохимических данных в пределах Переяславского грабена и грабена Нунцзян; 2) моделирование теплового потока, тектонической и термической истории нефтегазоматеринских свит; 3) анализ полученных моделей.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Как единая структура Саньцзян-Среднеамурский бассейн (ССОБ) сформировался в кайнозое в процессе рифтогенеза, происходившего на Восточно-Азиатской активной континентальной окраине. На первом этапе, охватывающем эоцен-раннемиоценовый период времени, были сформированы приразломные полуграбены различного размера (рис. 1). Их образование связано со сдвиго-раздвиговыми движениями вдоль северо-восточных и субширотных разломов. В Среднеамурском осадочном бассейне таких грабенов образовалось более 30. Плиоцен-четвертичный этап характеризовался интенсивным проявлением базальтового магматизма и дальнейшим погружением уже всей территории ССОБ [13].

Самым исследованным и перспективным на территории Среднеамурского бассейна является Переяславский грабен, в котором проведена сейсморазведка в профильном (700 п. км) и частично площадном варианте, пробурено 4 скважины глубиной более 1 км (рис. 2). Максимальное погружение подошвы кайнозойских отложений по результатам сейсмического профилирования выявлено в Оборском и Немптинском погружениях на северо-востоке грабена, где подошва достигает глубин 3.0–3.3 км [11]. В строении осадочного чехла принимают участие четыре свиты: чернореченская ($P_{2-3} \text{ cr}$), бирофельдская ($P_3 \text{ bf}$), ушумунская ($N_1 \text{ us}$) и головинская ($N_{1-2} \text{ gl}$). Вещественное выполнение палеоген-неогенового комплекса представлено слоями угленосных песчано-глинистых отложений с редкими прослойками конгломератов, туфов или ту-

фопесчаников. При проходке скважин в кайнозойских отложениях (чернореченская и бирофельдская свиты) были отмечены два проявления нефти и одно проявление газа [16].

По результатам исследования коллекторских свойств пород керна скважин кайнозойские отложения обладают хорошими коллекторскими свойствами. Среди них выделяются русловые песчаники ушумунской и бирофельдской свит, относящиеся к поровым коллекторам I–III класса [9, 14].

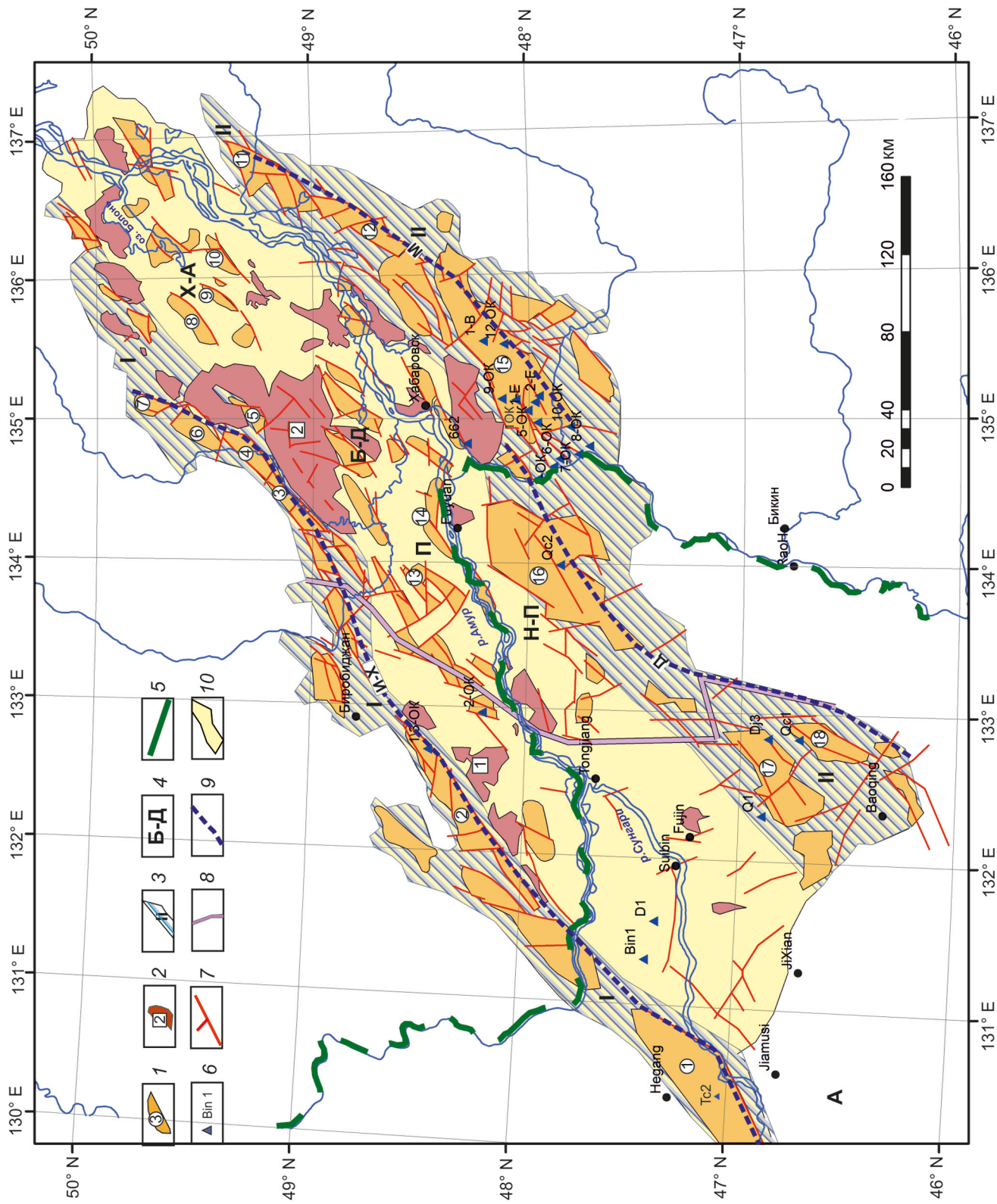
Как известно, кайнозойские отложения Среднеамурской впадины промышленно угленосны [17]. Крапивенцева В.В., детально изучившая их состав, показала широкое распространение среди них сапропелевых разновидностей и обогащенность гумусовых углей аквагенным (сапропелевым) материалом [7, 8].

По результатам геохимических исследований органического вещества, проведенных на крайне ограниченном материале И.Д. Поляковой, Т.А. Рязановой и Е.И. Соболевой, 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 ($C_{\text{орг}}$), хлороформенного битумоида ($B_{\text{хл}}$) 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. Материнские палеогеновые толщи накапливались в тектонически ограниченных водоёмах – глубоких озёрах, а также в обстановках русла и дельты реки [9, 14].

Степень изученности кайнозойских отложений в северо-восточной части бассейна Саньцзян

Рис. 1. Структурная схема Саньцзян-Среднеамурского осадочного бассейна, по [13], с изменениями.

1 – грабены 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-Луговской, 14 – Нижнеспасский, 15 – Переяславский, 16 – Нунцзян, 17 – Хуншен, 18 – Сидалинцзы; 2 – выступы докайнозойских пород и их наименования (цифры в квадрате): 1 – Ульдура-Чуркинский, 2 – Вандано-Горбылякский; 3 – краевые сдвиговые зоны: I – Западная зона, II – Восточная зона; 4 – наименования зачаточных зон сдвигов: X-A – Харпийско-Анюйская, B-D – Биробиджанско-Даргинская, 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.



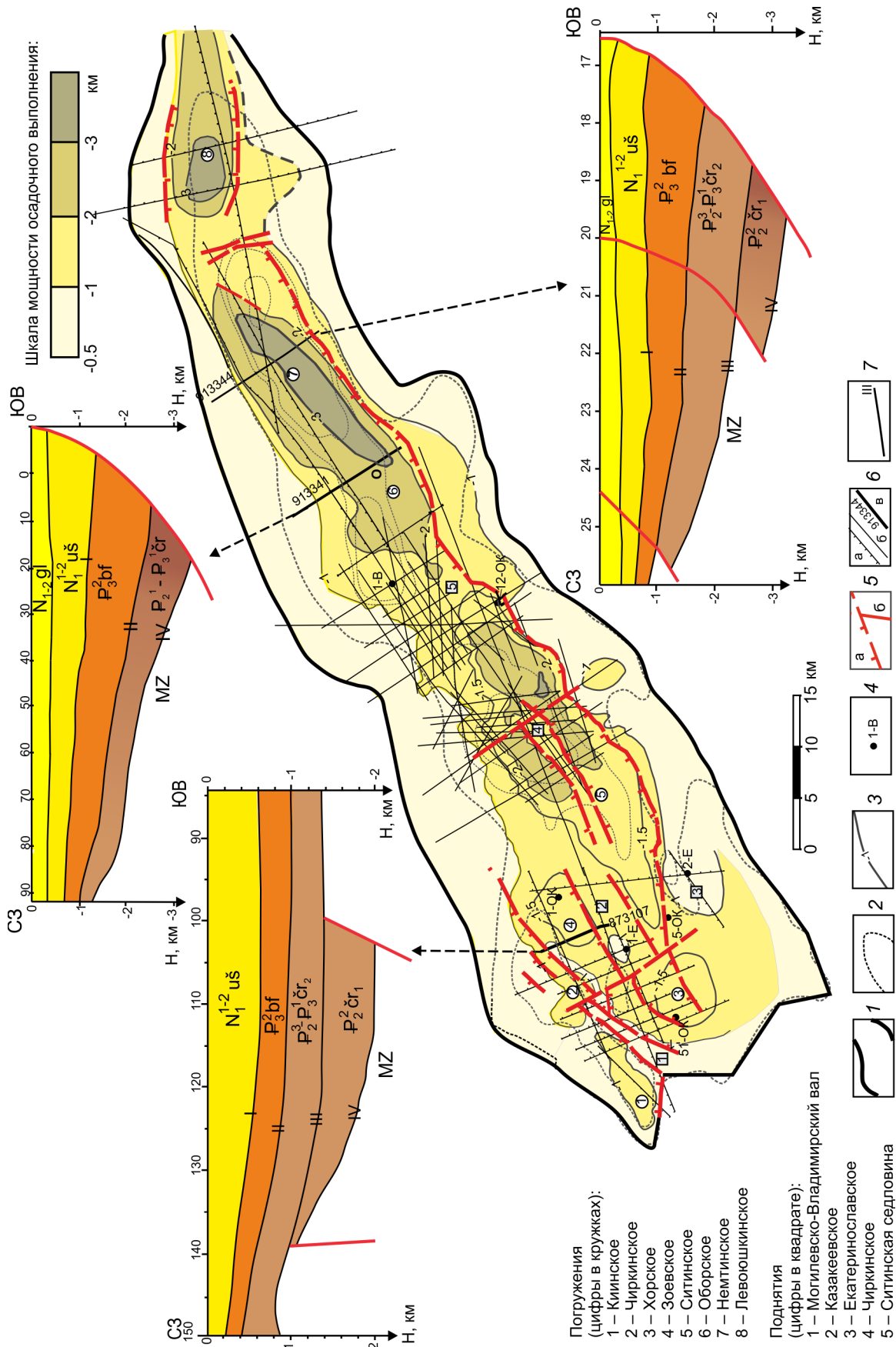


Рис. 2. Структурная схема и расчётные сейсмогеологические разрезы Переяславского грабена, по [16], с изменениями и дополнениями.

1 – границы грабена; 2 – изолинии мощности осадочного чехла (км); 3 – изопохиты мощности осадочного чехла (км); 4 – основные разломы (а – сбросы, б – прочие); 5 – сейсмогеологические разрезы, линии сейсморазведочных профилей: а – с пикетажом, б – без пикетажа, в – моделируемые; 7 – на сейсмогеологических разрезах отражающие горизонты и их номер.

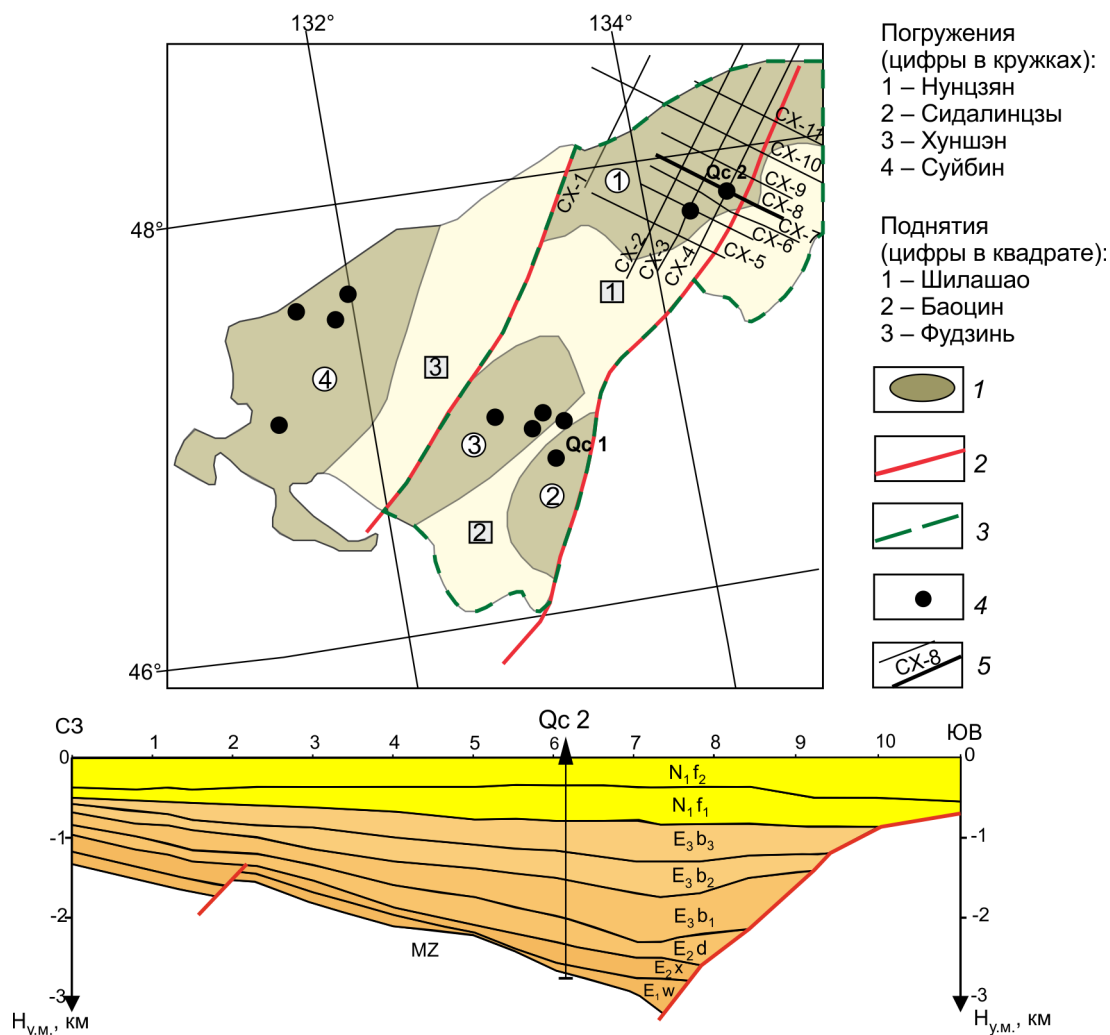


Рис. 3. Структурная схема бассейна Саньцзян с расчётным сейсмогеологическим профилем СХ-8 грабена Нунцзян, по [20, 21, 23], с изменениями и дополнениями.

1 – грабены; 2 – разломы; 3 – контуры субдепрессии Цяньцзинь; 4 – глубокие скважины; 5 – сейсмические профили (жирной линией выделен моделируемый профиль).

на территории Китая остается достаточно низкой. В пределах субдепрессии Цяньцзинь проведено сейсмическое профилирование (1529 п. км), пробурено 7 глубоких скважин (рис. 3). Из них две скважины расположены в пределах грабена Нунцзян и одна – в пределах грабена Сидалинцзы [23]. Стратиграфическая схема кайнозоя бассейна Саньцзян и Средне-амурского приведена в таблице, составленной по данным [13].

Скважина Qc 1, пробуренная в пределах грабена Сидалинцзы, вскрыла кайнозойский чехол до глубины 3 000 м. По результатам проведённых китайскими коллегами геохимических исследований керн скважины Qc 1 подошвенная часть отложений олигоцена ($E_3 b_1$) и отложения эоцена ($E_2 d$) являются очагами

генерации нефти и газа в настоящее время. Интервал значений отражательной способности витринита, измеренных в масле (R_o), в эоценовых отложениях свиты *далянхэ* ($E_2 d$) составляет 0.55–0.7 % [20].

Скважина Qc 2, расположенная в пределах грабена Нунцзян, вскрыла кайнозойский комплекс до глубины 2 750 м. Согласно полученным китайскими коллегами данным, максимальное измеренное значение R_o в палеоэоценовых отложениях свиты *уюнь* ($E_1 w$) составляет 0.7 % [21].

МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для изучения генерационного потенциала грабенов наиболее интересными объектами являются погружения кайнозойского чехла, где в настоящее вре-

Таблица. Стратиграфическая схема кайнозойских отложений Саньцзян-Среднеамурского бассейна (по данным [13]).

Система	Отдел	Подотдел	Формации бассейна Саньцзян	Свиты Среднеамурского бассейна
Q				
Неоген	Плиоцен		Даотайцяо (dao)	приамурская (pr)
		Миоцен	верхний	Фуцзин (f)
	средний		ушумунская (uŝ)	
нижний				
Палеоген	Олигоцен	верхний	Баоцюанлин верхняя (b ₃)	бирофельдская (bf)
		нижний	Баоцюанлин средняя (b ₂)	
			Баоцюанлин нижняя (b ₁)	чернореченская, верхняя подсвита (čr ₂)
	Эоцен	верхний	Далянхэ (d)	чернореченская, нижняя подсвита (čr ₁)
		средний		
		нижний		
	Палеоцен	верхний	Уюнь (w)	?
		средний		
		нижний		

могут образовываться углеводороды. Поэтому для моделирования выбраны профили, расположенные в наиболее погруженных частях ССОБ и направленные вкост простирания структур. Расчетные профили для моделирования кайнозойских отложений Переславского грабена получены на основе имеющихся сейсмических разрезов и увязаны с данными глубоких скважин. Данные для моделирования кайнозойских отложений грабена Нунцзян собраны из опубликованных работ китайских коллег [19–21, 23].

Процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения:

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

где λ – теплопроводность, a – температуропроводность, f – плотность внутренних источников тепла, U – температура, Z – расстояние от основания осадочного чехла, t – время, с краевыми условиями:

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

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

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

Для решения одномерной начально-краевой задачи (1)–(3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов.

В случае стационарности глубинного теплового потока q , решение обратной задачи определяется из условия:

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

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_i точках на различных глубинах Z_i в моменты времени t . Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с краевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q [5]. Важно отметить, что модель (1)–(4) не требует априорных сведений о величинах глубинного теплового потока q [10].

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 .

Для решения обратной и прямой задач геотермии осадочного бассейна рассчитана наиболее вероятная модель распределения плотности, теплопроводности, температуропроводности, теплогенерации пород в каждой толще осадочного разреза. Значения плотности пород рассчитаны согласно эмпирической зависимости [15]:

$$\delta = \alpha \cdot V^{0.25}, \quad (4)$$

где V – скорость, рассчитанная по сейсморазведочным данным, α – коэффициент, равный 0.31 при скорости, выраженной в км/с и плотности в г/см.

Для расчёта теплопроводности пород применена зависимость, полученная с использованием данных по буровому керну из трех глубоких скважин (1Е, 2Е и 1В):

$$\lambda=0.79\cdot\delta-0.27, \quad (5)$$

Выбор коэффициентов температуропроводности и удельной теплогенерации определялся литологическим составом свит в соответствии с данными, представленными в работе [2].

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 недостаточно, но есть реальные сведения о петрохимических свойствах пород по вскрытым бурением разрезам аналогичных структур бассейна Саньцзян на территории Китая [21, 23]. На основе этих данных было рассчитано максимальное значение теплового потока в наиболее погруженной части бассейна – грабене Нунцзян. 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 получено методом экстраполяции значений теплового потока, рассчитанного в скважинах 1Е и 2Е.

С помощью программы *ТермоDialog* для 4-х расчетных 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.

В соответствии с градацией катагенеза А.Э. Конторовича [6] в современных разрезах ССОБ по максимальным температурам выделены очаги генерации УВ. Температурная граница вхождения в верхнюю зону газообразования (ВЗГ) принята 60 °С, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – 90 °С.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В результате решения обратной задачи геотермии, то есть определения плотности теплового потока из основания осадочного чехла, для наиболее погру-

женной части грабена Нунцзян получено значение 59 мВт/м². Для юго-западной части Переяславского грабена, на основе метода экстраполяции, расчётное значение теплового потока составило 54 мВт/м².

Критерием достоверности результатов моделирования является согласованность полученных значений плотности теплового потока с экспериментальными определениями теплового потока в пределах бассейна Саньцзян (30–70 мВт/м²) [19], а также порядком значений плотности теплового потока в пределах Среднеамурского осадочного бассейна (42–61 мВт/м²) [3]. Кроме того, полученные значения плотности теплового потока согласуются с результатами одномерного моделирования кайнозойского комплекса, выполненного в программном комплексе *PetroMod* (53–60 мВт/м²) [12].

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 представлены двумерные палеорекострукции Оборского погружения Переяславского грабена (профиль 913341). В Зоевском погружении (профиль 873107) Переяславского грабена нижняя чернореченская подсвита 11.6 млн лет назад подошвой достигала температуры нефтеобразования, но вследствие последующего поднятия и пенепленизации территории вышла из ГФН (рис. 5).

Генерация газа отложениями чернореченской свиты в северо-восточной части Переяславского грабена началась с позднего олигоцена. Затем в среднем миоцене в пределах восточного борта грабена в ВЗГ вошла бирофельская свита. На сегодняшний день очагами газообразования в Оборском и Немптинском погружениях грабена являются чернореченский и бирофельский.

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

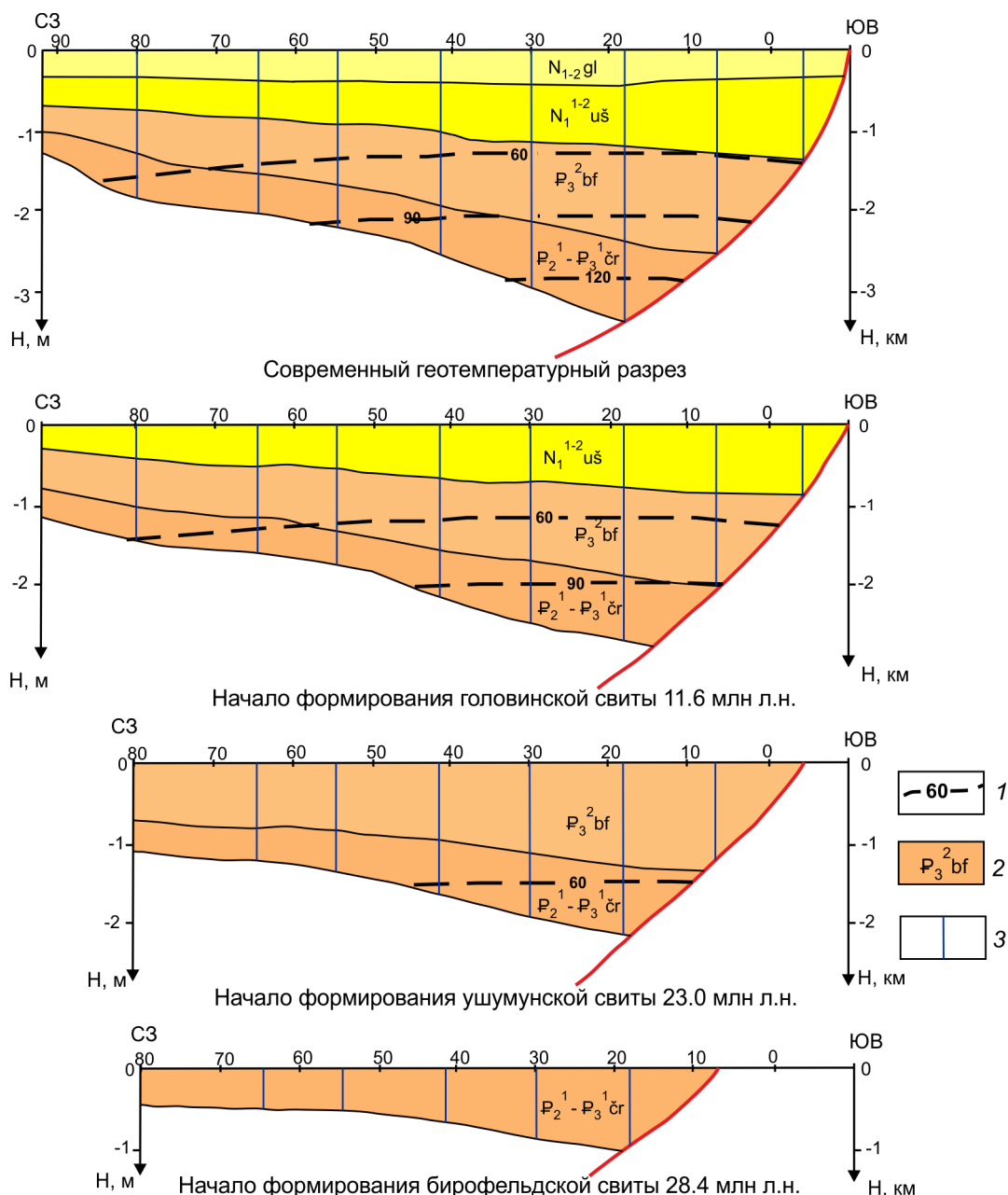


Рис. 4. Палеорекострукции с изолиниями геотемператур Оборского погружения Переяславского грабена (профиль 913341).

1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – положение точек одномерного моделирования (положение «псевдоскважин»).

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 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 фор-

мам олигоцена – баоцюанлин нижняя и баоцюанлин средняя (рис. 6).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Впервые Среднеамурский осадочный бассейн был выделен как нефтегазоперспективный в 1959 г. Основанием для этого послужили данные поисковых и разведочных геолого-геофизических работ на бурый уголь и, в определённой мере, специализированные

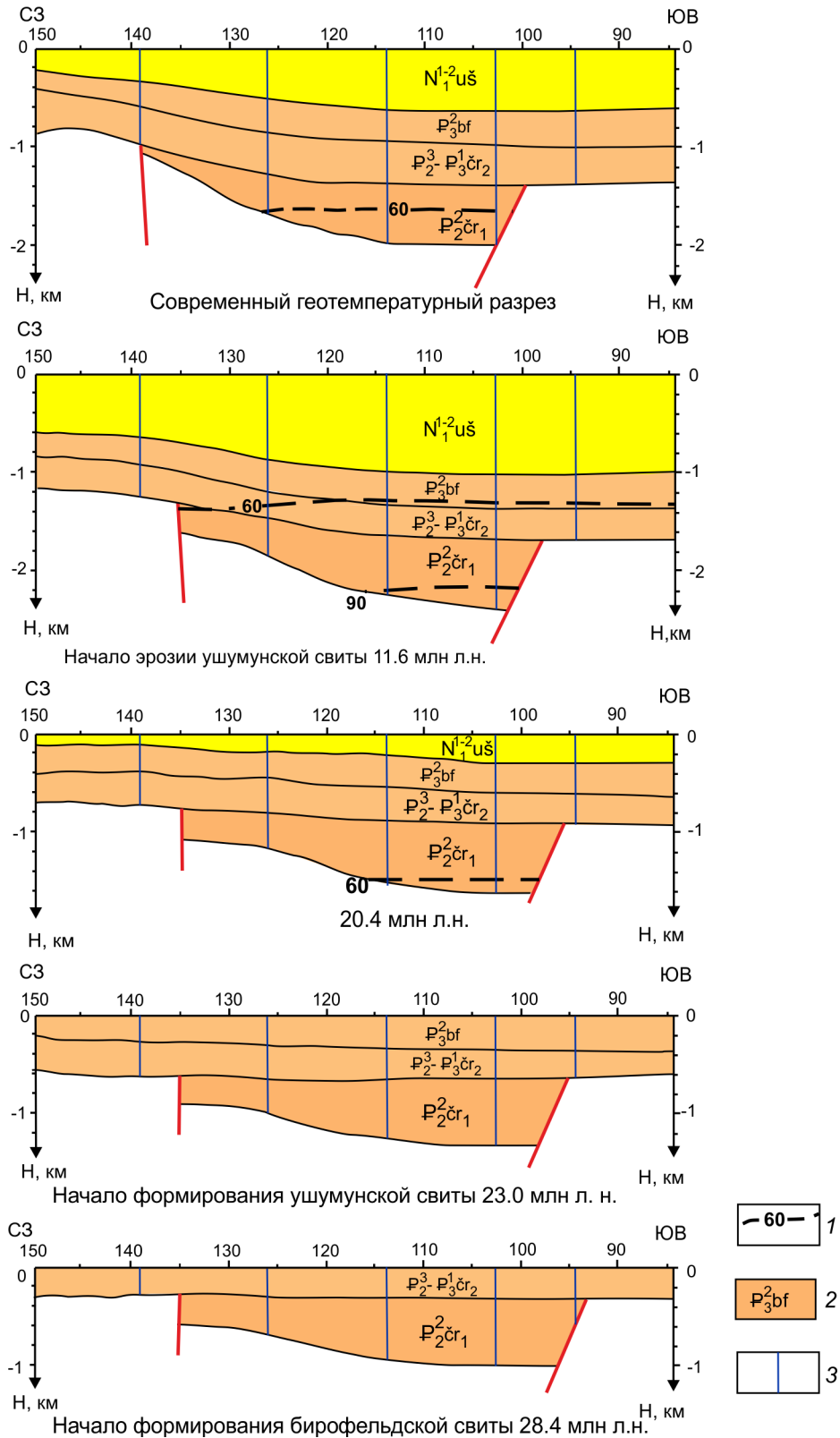


Рис. 5. Палеорекострукции с изолиниями геотемператур Зоевского погружения Переяславского грабена (профиль 873107).

1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – положение точек одномерного моделирования (положение «псевдоскважин»)

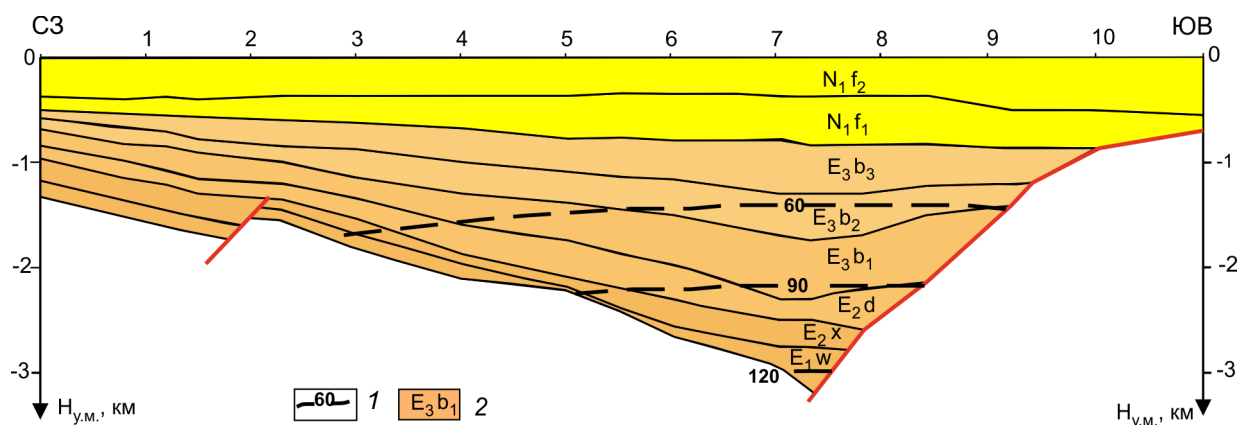


Рис. 6. Современный геотемпературный разрез грабена Нунцзян (профиль СХ-8).

1 – изотермы, °С; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений.

геолого-поисковые исследования на нефть и газ, выполненные МГРИ в 1935 г. Необходимо отметить, что за формально длительный период изучения Среднеамурского осадочного бассейна на сегодняшний день получено крайне недостаточное количество данных для объективной оценки перспектив нефтегазоносности отложений кайнозойского комплекса. Имеющиеся результаты геохимических анализов керн структурно-параметрических и опорно-картировочных скважин, вскрывших кайнозойский чехол за пределами наиболее погруженных частей, не может быть распространён на всю территорию ССОБ. А привлечённые материалы китайских коллег по изучению температурного режима кайнозойских отложений в аналогичных сопредельных структурах показывают, что более погруженные части кайнозойского комплекса на сегодняшний день находятся в зонах нефте- и газообразования. В нашей предшествующей работе одномерным моделированием меловых отложений в Переяславском грабене выявлено наличие ассикаевского очага генерации [22]. Это указывает на то, что ресурсы углеводородов здесь могут быть значительно выше.

Результаты проведенного моделирования кайнозойских отложений позволяют обосновать необходимость возобновления нефтегазопроисковых работ в Переяславском грабене ССОБ. Непосредственно в пределах юго-западной и центральной части Переяславского грабена на первом этапе необходимо проведение профильных и площадных газогеохимических работ для заверки ранее выявленных сейсморазведкой перспективных локальных объектов. Очевидно, что для полноценного изучения кайнозойского комплекса в северо-восточной части Переяславского грабена требуется проведение дополнительных профильных сейсморазведочных работ, а также опорное бурение.

ВЫВОДЫ

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 Саньцзян–Среднеамурского бассейна, где кайнозойские отложения залегают на глубине свыше 1 200–1 500 м.

Как перспективные в отношении нефтегазоносности отложения Переяславского грабена выделяются бирюфельдская 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.

В пределах грабена Нунцзян на сегодняшний день газогенерирующими являются формации баоцюанлин нижняя и баоцюанлин средняя, нефтегенерирующими – формации далянхэ, синаньчунь и уюнь.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буреинский осадочный бассейн: геолого-геофизическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: Дальнаука, 2012. 360 с. (Серия «Осадочные бассейны Востока России» / Гл. ред. А.И. Ханчук; Т. 4).
2. Веселов О.В., Волкова Н.А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. Владивосток: ДВО РАН, 1981. С. 51–70.
3. Горнов П.Ю. Геотермические характеристики Средне-Амурской впадины // Изв. вузов. Геология и разведка. 2009. № 3. С. 56–61.

4. Дальний Восток – новые вызовы и возможности. Повышение отдачи от нефти и газа для россиян // Восточный экономический форум, 2 сентября 2021, г. Владивосток: 2021.
5. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии / В.И. Исаев. Томск. политехн. ун-т. Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2012. 384 с.
6. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.
7. Крапивенцева В.В. Атлас типов углей Приамурья / Под ред. Г.Л. Кирилловой. Владивосток: Дальнаука, 2007. 309 с.
8. Крапивенцева В.В., Фомин А.Н., Тимошина Л.Д., Меленевский В.Н. Органическая геохимия углей и пород Ушумунского бурогоугольного месторождения в Бирофельдском грабене Среднеамурского осадочного бассейна: Материалы Всерос. конф. «Тектоника, глубинное строение и минерагения Востока Азии»: XI Косыгинские чтения, Хабаровск, 15–18 сентября 2021 г. / Отв. ред. А.Н. Диденко, Ю.Ф. Манилов. Хабаровск: ИТиГ ДВО РАН, 2021. С. 198–199.
9. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. Геохимическая оценка нефтематеринского потенциала третичных отложений Екатеринбургской площади Среднеамурской впадины // Тихоокеан. геология. 1990. № 5. С. 112–115.
10. Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И. Геотермия и оценка нефтегазового потенциала Буреинского бассейна (Дальний Восток России) // Изв. Томск. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 1. С. 65–76. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/1/51>
11. Развозжаева Е.П. Строение Среднеамурского осадочного бассейна: по сейсморазведочным данным: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. Хабаровск, 2010. 162 с.
12. Развозжаева Е.П., Прохорова П.Н. 1D моделирование рифтогенного осадочного комплекса Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна (Дальний Восток): Материалы XLVII Тектонического совещания. Т. 2. М.: 2015. С. 86–90.
13. 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. http://itig.as.khb.ru/POG/2018/n_6/PDF_6_18/Razvozhhaeva.pdf
14. Рязанова Т.А. Закономерности нефтегазообразования в мезозойско-кайнозойских впадинах юга Дальнего Востока (на примере Среднеамурской и Верхнебуреинской впадин): Дис. ... канд. геол.-минер. наук: Новосибирск, 1996. 174 с.
15. Сейсмическая стратиграфия / Под ред. Ч. Пейтона. Ч. 1. М.: Мир, 1982.
16. Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: Дальнаука, 2009. 424 с. (Серия «Осадочные бассейны Востока России» / Гл. ред. А.И. Ханчук; Т. 3).
17. Угольная база России. Т. V. кн. 1. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока (Хабаровский край, Амурская область, Приморский край, Еврейская АО), М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997. 371 с.
18. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р).
19. Guangzheng Jiang et al. Compilation of heat flow data in the continental area of China (4th edit.) // Chinese J. Geophysics. Chinese Edition, 2016. V. 59, N 8. P. 2892–2910. <http://dx.doi.org/10.6038/cjg20160815>
20. Li Zhongyuan et al. Evaluation of hydrocarbon generating conditions of Palaeogene source rocks from Xidalinzi Sag in Sanjiang Basin // J. Oil and Gas Technology. 2011. V. 33, N 5.
21. Miao Zhi-wei et al. Source rock maturity quantitative prediction in Nongjiang sag, Sanjiang basin. Wutan Huatan Jisuan Jishu 2016 38(4):518-524. <http://dx.doi.org/10.3969/j.issn.1001-1749.2016.04.13>
22. Prokhorova P.N., Razvozhhaeva E.P., Isaev V.I. Application of one-dimensional paleotemperature modeling to estimate the hydrocarbon potential of Cretaceous sediments of the Middle Amur sedimentary Basin // Russian J. Pacific Geol. 2021. V. 15, N 4. P. 359–369. <http://dx.doi.org/10.1134/S1819714021040072>
23. 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. 64(1):012-036. <http://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/64/1/012036>

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

после доработки 26.04.2022 г.
принята к печати 23.04.2022 г.

P.N. Prokhorova, E.P. Razvozhhaeva, V.I. Isaev

Two-dimensional model-based prognostication of oil and gas resource potential in Cenozoic strata of the Sanjiang-Middle Amur sedimentary basin

The oil and gas potential of Cenozoic strata in the Sanjiang-Middle Amur sedimentary basin was assessed on the basis of two-dimensional spatiotemporal digital models. The obtained results indicate that there are favorable conditions for the formation of gas in the southwestern part of the Pereyaslavsky graben and for the formation of oil and gas in its northeastern part most affected by subsidence. The main sources of hydrocarbons in the Cenozoic complex of the Pereyaslavsky graben are the Birofeldskaya and Chernorechenskaya formations. Cenozoic deposits within the Nongjiang sag also generate hydrocarbons.

Key words: Pereyaslavsky graben, Nongjiang sag, Sanjiang-Middle Amur sedimentary basin, 2D modeling, Cenozoic complex.