

## МОДЕЛЬ ТЕРМИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРЕЯСЛАВСКОГО ГРАБЕНА (ЮГО-ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА)

Применение современных методов бассейнового моделирования – это одна из мер по снижению геологических и экономических рисков при планировании региональных работ на разведку нефти и газа.

Сегодня возрастает интерес со стороны нефтегазодобывающих компаний к изучению с целью последующей добычи углеводородов континентальных осадочных бассейнов Дальнего Востока, в том числе Среднеамурского бассейна. Слабый уровень изученности бассейна, а главным образом недостаточное количество глубоких скважин, вскрывших полный разрез юрских и меловых отложений, не позволяет однозначно утверждать о наличии месторождений нефти и газа. Однако, сведения об истории развития бассейна, а также открытие месторождений углеводородов в пограничных бассейнах на территории Китая, говорят о перспективах обнаружения скоплений нефти и газа в меловых либо кайнозойских отложениях.

Переяславский грабен – самая крупная и наиболее хорошо изученная структура Среднеамурского осадочного бассейна. Локальные структуры мелового возраста, благоприятные для поисков залежей углеводородов, в пределах Переяславского грабена были выделены ещё в 1998-2002 гг. сотрудниками ДВИМС. В последние десятилетия сотрудниками Института тектоники и геофизики ДВО РАН были пересмотрены данные по стратиграфии региона [2]. Сотрудники Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в 2011 году, проведя геохимические исследования керн скважин и проанализировав предыдущие исследования, отнесли отложения нижнемелового комплекса Переяславского грабена к нефтегазоматеринским [1, 4]

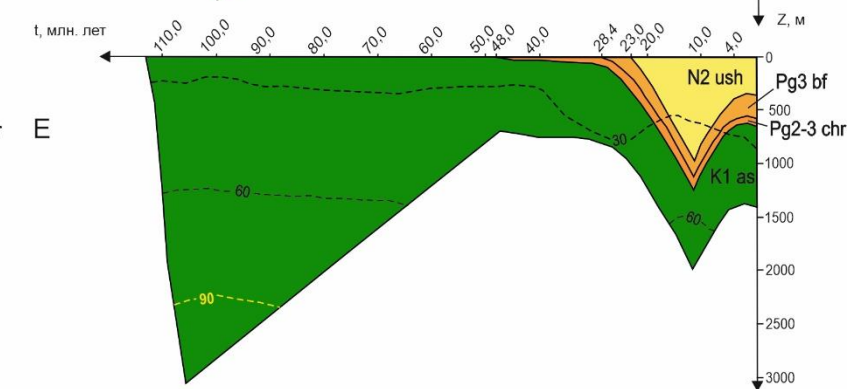
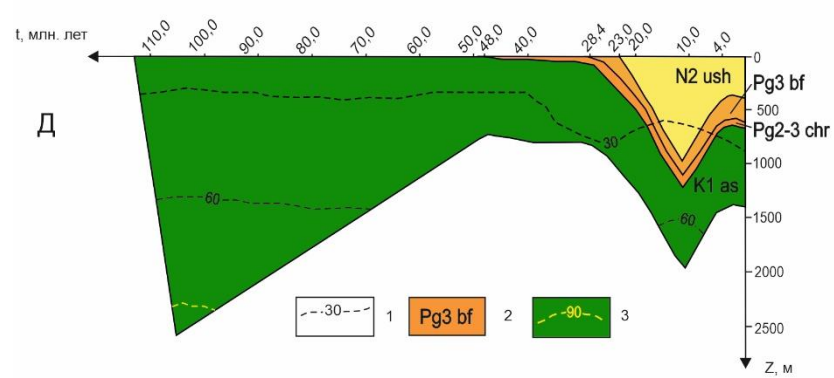
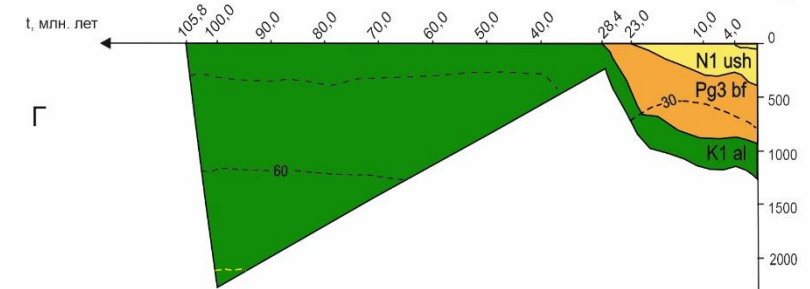
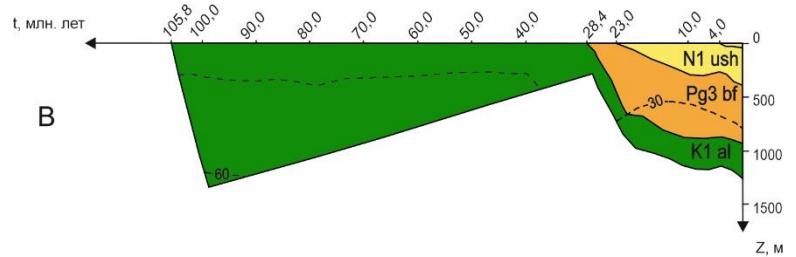
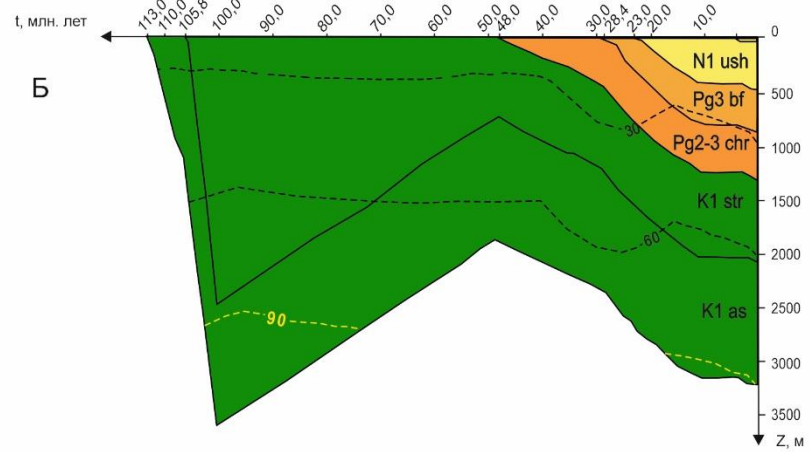
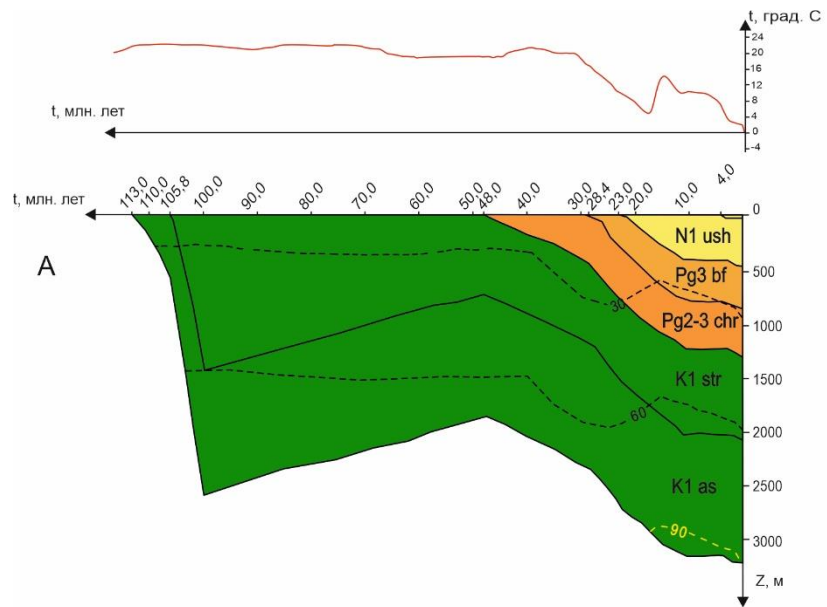
Цель нашего исследования стало уточнение перспектив нефтегазоносности меловых отложений Переяславского грабена Среднеамурского осадочного бассейна с применением программного обеспечения одномерного палеотемпературного моделирования TeploDialog.

В качестве исходных параметров для моделирования были использованы в основном данные, полученные на трёх глубоких скважинах 1Е, 2Е и 1В. Скважины 1Е и 2Е расположены в юго-западной части, скважина 1В – в центральной части Переяславского грабена.

Согласно полученной модели, существовало два периода, благоприятных для генерации углеводородов меловыми отложениями. Первый период начался около 105 млн лет назад и продолжался несколько десятков млн лет. В период 100–87 млн лет назад меловые отложения генерировали нефть. Второй период (период генерации газа отложениями мела) начался в период между 24 и 12 млн лет назад и продолжается в настоящее время (см. рисунок).

Результаты литолого-петрографических исследований меловых отложений, проведённых сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, показал, что меловые песчано-алевритовые породы практически непроницаемыми [4]. Однако, анализ структурного положения пробуренных скважин свидетельствует о том, что они были заложены на бортах и горстообразных поднятиях Переяславского грабена. В тектоническом отношении это области наибольших деформаций меловых пород, происходивших в ходе формирования Среднеамурского бассейна [3]. В связи с этим, сохранность сгенерированных углеводородов можно предполагать в наименее деформированных блоках меловых отложений в центральной части Переяславского грабена, где масштабы поздний мел–палеоценовой эрозии проявились слабее.

Результаты исследования являются дополнительной аргументацией перспектив нефтегазоносности меловых отложений Переяславского грабена Среднеамурского бассейна.



Модель термической истории отложений Переяславского грабена в разрезах скважин. *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.

## Литература

1. 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 / Сб. материалов конф. 2013. С. 107–112.
2. Осадочные бассейны Востока России» Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы. Владивосток: ДВО РАН, 2009. Т. 3. 424 с.
3. Пересторонин А.Н., Развозжаева Е.П., Система кайнозойских депрессий Приамурья и Приморья: строение, тектоническая позиция и геодинамическая интерпретация // Тихоокеан. геология. 2011. Т. 30, № 2. С. 58–75.
4. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. и др. Геохимические показатели нефтегазообразования в мезо-кайнозойских отложениях Среднеамурской впадины // Тихоокеан. геология. 1993. № 1. С. 49–57.

Опубликовано в статье:

- **Прохорова П.Н., Развозжаева Е.П., Исаев В.И.** Применение одномерного палеотемпературного моделирования для оценки углеводородного потенциала меловых отложений Среднеамурского осадочного бассейна. В журнале «Тихоокеанская геология» (2021. Т.40. № 4. С. 87-98).