

**ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОМЕРНОГО ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ДЛЯ ОЦЕНКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ  
СРЕДНЕАМУРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

*П.Н. Прохорова<sup>1</sup>, Е.П. Развозжаева<sup>1</sup>, В.И. Исаев<sup>2</sup>*

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

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

Поступила в редакцию 24 сентября 2019 г.

Уточнены перспективы нефтегазоносности отложений Среднеамурского осадочного бассейна в пределах Переяславского грабена на основе актуализированных данных о тектоно-стратиграфических комплексах бассейна с применением метода одномерного палеотемпературного моделирования. Установлено, что на протяжении истории формирования исследуемой части Переяславского грабена генерация углеводородов могла происходить в раннемеловых отложениях ассикаевской и алчанской/стрельниковской свит. Условия генерации газа для ассикаевской свиты сохраняются по настоящее время.

**Ключевые слова:** палеотемпературное моделирование, раннемеловые отложения, Переяславский грабен, Среднеамурский осадочный бассейн.

**ВВЕДЕНИЕ**

Среднеамурский осадочный бассейн (СОБ) является северо-восточной частью единого Саньцзян-Среднеамурского бассейна (ССОБ), расположенного на границе России и КНР и начавшего формироваться как единая структура в кайнозой [18]. Уровень изученности бассейна недостаточен для окончательной оценки, поэтому однозначного мнения относительно перспектив нефтегазоносности различных стратиграфических комплексов на данный момент нет [11]. Для целей настоящего исследования интерес представляют меловые отложения, являющиеся складчатым основанием большей части бассейна. О перспективах нефтегазоносности отложений мелового возраста нет единого мнения. Это объясняется недостаточностью данных, полученных в результате геолого-разведочных работ, главным образом глубокого бурения.

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. Однако на территории Китая в пределах пограничных с Россией осадочных бассейнов поисково-разведочные работы увенчались

успехом. В частности, в отложениях грабенов ветви Итун-Илань системы сдвигов Тан-Лу, являющейся западным ограничением ССОБ, уже открыты месторождения газа и нефти в кайнозойских толщах.

В начале 1990-х годов в СНИИГГиМС И.Д. Поляковой, Т.А. Рязановой и Е.И. Соболевой были исследованы коллекторские свойства и геохимические характеристики органического вещества меловых отложений по керну структурно-параметрических скважин, пробуренных в Переяславском грабене. 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.

На территории Среднеамурского бассейна периодически возобновлялись исследования с целью оценки перспектив нефтегазоносности грабеновых структур. В 1998–2002 гг. В.В. Трушко с сотрудниками ДВИМС в результате переобработки и переинтерпретации сейсмических данных по Ситинскому погружению Переяславского грабена СОБ были выделены и прослежены ниже-верхнемеловые осадочные

отложения «промежуточного» комплекса мощностью до 2,5–4 км и выделены локальные структуры, благоприятные для поисков залежей углеводородов (УВ).

В результате комплексных газогеохимических исследований, проведённых сотрудниками Тихоокеанского океанологического института ДВО РАН и 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 [3, 4].

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! [9].

Впервые метод палеотемпературного моделирования для отложений СОБ в пределах Переяславского грабена был применён в начале 2000-х годов сотрудниками научной группы В.И. Исаева (ГП «Дальинформгеоцентр» МПР РФ) по заказу ООО «Альянс-Хабаровск» с целью оценки нефтегазового потенциала отложений Хорского лицензионного участка. Согласно принятой тогда геологической модели, в осадочный чехол Переяславского грабена были включены кайнозойские рифтогенные и верхнемеловые молассовые отложения ларгасинской, удоминской свит и волочаевской толщи. К складчатому основанию были отнесены нижнемеловые и более древние образования.

По современным представлениям, с учётом последних данных, волочаевская толща, определённая ранее в скв. 1-В, отнесена к верхней подсвите стрельниковской свиты альбского возраста, а удоминская свита – к ассикаевской свите апт-альбского возраста [11].

Цель настоящей работы – уточнение перспектив нефтегазоносности мел-палеогеновых отложений СОБ в пределах Переяславского грабена методом одномерного палеотемпературного моделирования с

учётом актуализированных данных по стратиграфии, геохимии, а также переинтерпретации сейсмических данных.

Достижение поставленной цели осуществлялось путём решения следующих задач: 1) сбор актуализированных геолого-геофизических и геохимических данных по Переяславскому грабену; 2) одномерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории потенциально нефтегазоматеринских свит; 3) выделение по геотемпературному критерию очагов генерации нефти и газа; 4) оценка времени и интенсивности реализации фаз нефте- и газообразования органическим веществом нефтегазоматеринских отложений.

### О МЕТОДИКЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Оценка реализации генерационного потенциала материнских пород в пределах Переяславского грабена проведена с помощью отечественного программного обеспечения ТеплоDialog. В комплексе ТеплоDialog реализован метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [6, 7].

Отличительной особенностью программы ТеплоDialog является то, что при расчёте теплового потока не привлекаются сведения о геодинамике фундамента осадочного разреза, а используются теплофизические параметры осадочных толщ с учётом их седиментационной истории [15].

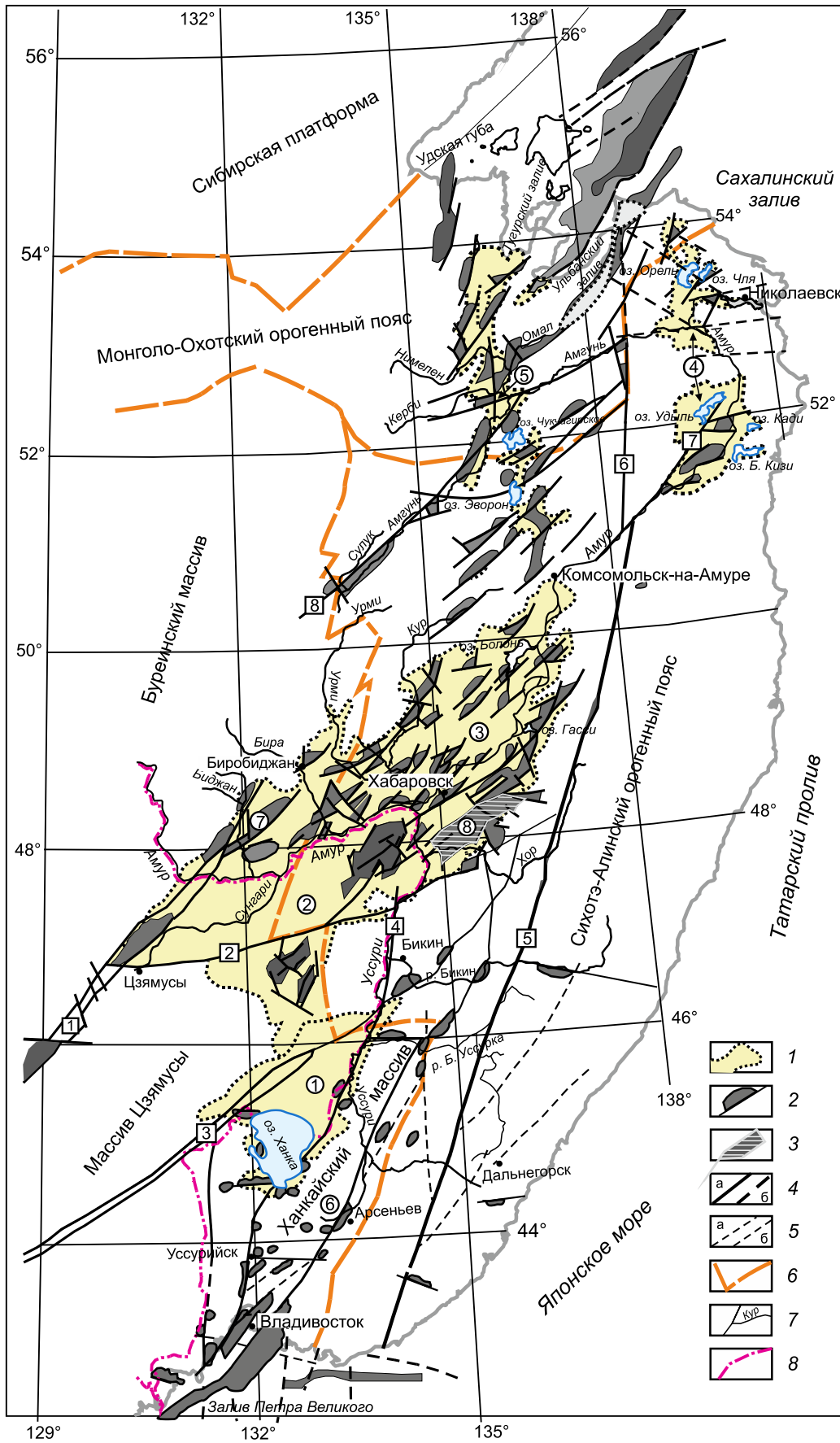
### КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Среднеамурский осадочный бассейн является северо-восточной частью Саньцзян-Среднеамурского бассейна, расположенного в междуречье Амура, Сунгари и Усури. Грабены СОБ были заложены на стыке двух крупных структур: Цзямусы-Ханкайско-Буреинского (ЦХБ) массива с его окраинными палеозойскими и мезозойскими прогибами и позднемезозойского Сихотэ-Алиньского орогенного пояса (САОП) (рис. 1).

Среднеамурский осадочный бассейн является одним из звеньев Усурийско-Охотской зоны рифтогенеза (УОЗР), которая в свою очередь входит в состав

**Рис. 1.** Структурно-тектоническая схема Среднеамурского осадочного бассейна. Составлена по данным [12], с изменениями.

1 – границы звеньев УОЗР (цифры в кружках): обширных комплексных впадин (1 – Приханкайской, 2 – Саньцзян, 3 – Среднеамурской) и субрегиональных рядов грабенов (4 – Нижнеамурского, 5 – Торомско-Амурского, 6 – Усури-Хасанского, 7 – Бирофельдский, 8 – Переяславский); 2 – грабены и грабенообразующие сбросы; 3 – граница Переяславского грабена; 4–5 – зоны разломов, причастные к УОЗР (цифры в квадратах): 4 – основные (а – достоверные, б – предполагаемые), 5 – второстепенные (а – достоверные, б – предполагаемые); 6 – границы тектонических единиц I порядка; 7 – гидросеть; 8 – граница России и Китая



Восточно-Азиатского рифтогенного пояса, протянувшегося вдоль тихоокеанской окраины Азии от Чукотского полуострова на севере до Сиамского залива на юге. УОЗР прослеживается от южного побережья Удской губы Охотского моря до западного побережья залива Петра Великого Японского моря [12].

*Переяславский грабен (ПГ)* является самой крупной и наиболее хорошо изученной отрицательной структурой в составе Среднеамурского осадочного бассейна (рис. 2). ПГ расположен в юго-восточной части СОБ, имеет северо-восточную протяженность, около 125 км в длину при ширине 15–30 км.

По имеющимся геолого-геофизическим данным, в строении Переяславского грабена выделяются три структурно-стратиграфических комплекса, вскрытые в моделируемых скважинах: мезозойский (стрельниковская, алчанская, ассикаевская свиты), палеоген-среднемиоценовый (ушумунская, бирофельдская, чернореченская свиты) и позднемиоцен-четвертичный [11]. В составе мезозойского комплекса преобладают терригенные породы, образовавшиеся в условиях остаточного морского бассейна (песчаники, алевролиты, аргиллиты, реже конгломераты), в меньшем объеме присутствуют вулканогенные породы (туфы, игнимбриты дацитов, туфолавы дацитов, риодациты, андезиты). Вещественное выполнение рифтогенных палеоген-неогеновых комплексов представлено комплексом угленосных песчано-глинистых отложений с редкими слоями конгломератов, туфов или туфопесчаников. Эти структурно-стратиграфические комплексы охватывают эволюцию СОБ за период более 120 млн лет, в течение которой геодинамическая обстановка формирования осадочного чехла неоднократно менялась от задугового и остаточного постаккреционного бассейна в апте–альбе, к пассивному рифтогенезу в эоцене–миоцене и активному рифтогенезу в позднемиоцен-четвертичное время. Смена геодинамических обстановок сопровождалась перерывами в осадконакоплении и изменениями морфологии бассейна. Наиболее значительный перерыв произошел в позднем мелу–палеоцене. С ним связано общее воздымание территории, сопровождавшееся разломообразованием, вулканизмом и завершившееся формированием кор выветривания, денудацией и выравниванием территории. Смена рифтогенеза с пассивного на активный, начавшаяся в верхнем миоцене, сопровождалась образованием обширных плато базальтов и формированием единого осадочного чехла ССОБ [11].

В юго-западной части ПГ пробурено большинство относительно глубоких скважин, вскрывших преимущественно кайнозойские осадочные отложения на глубину до 1200 м. В керне скважин были зафиксированы признаки нефтегазоносности. В скважине

51-ОК (Хорское погружение), вскрывшей бирофельдскую свиту, с глубины 619 м была поднята брекчированная глина с запахом нефти. В скважине 1-ОК, пробуренной в пределах Зоевского погружения, с глубины 1084–1089 м (чернореченская свита) был поднят керн алевролита, пропитанного нефтью. В скважине 1-Е (Казакеевское поднятие) в некоторых интервалах в трещинах керна зафиксированы легкий битум и парафин.

#### ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ

Палеотектоническое и палеотемпературное моделирование выполнено для 3-х скважин Переяславского грабена: 1-В, 1-Е и 2-Е, вскрывших кайнозойский и мезозойский осадочные комплексы (рис. 2). Скважины расположены соответственно в юго-западной (Казакеевское поднятие, Екатеринославское поднятие) и центральной (Оборское погружение) частях Переяславского грабена. Северо-восточная часть грабена изучена слабо, глубоких скважин нет. Краткие сведения о возрастной привязке, мощности вскрытого разреза, наличии размыва, измеренных значениях температуры, а также результатах испытаний пластов приведены в табл. 1. В качестве исходных параметров для моделирования были использованы данные литолого-стратиграфических разбивок осадочного разреза, а также теплофизические характеристики отложений.

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» [8]. Выбор коэффициентов теплопроводности и удельной теплогенерации определялся литологическим составом свит в соответствии с данными, представленными в работе [1].

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 [20], 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 1.5–2 км [15]. Для скважины 1В он составил от 700 до 1700 м во время перерыва с конца позднего мела

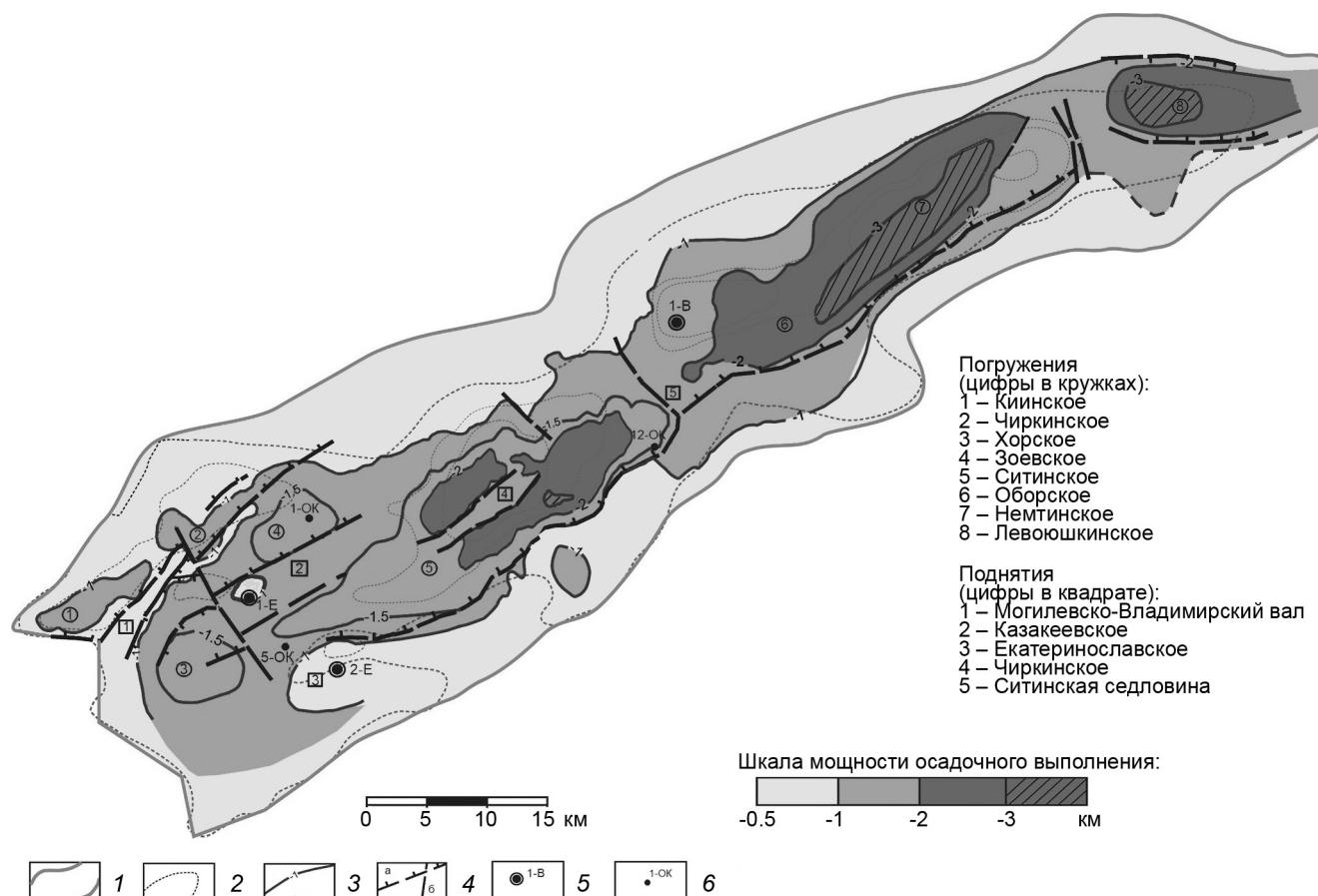


Рис. 2. Структурная схема Переяславского грабена (построенная по данным МОВ ОГТ).

1 – граница Переяславского грабена; 2 – изолинии поля  $\Delta g$ ; 3 – изопохиты мощности кайнозойского осадочного чехла, км; 4 – основные разломы, выделенные по данным МОВ ОГТ: а – сбросы, б – прочие; 5 – структурно-параметрические скважины; 6 – опорно-картировочные скважины. Составлена по данным [16], с изменениями.

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.

В качестве примера, в таблицах 2 и 3 приведено параметрическое описание разреза скважины 1-В, моделируемой с учётом разной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии.

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 [2].

Полученные в результате моделирования значения плотности теплового потока изменяются в интервале 44–57 мВт/м<sup>2</sup>, с возрастанием в направлении с северо-востока на юго-запад.

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов моделирования является оптимальность значений средней квадратичной разности («невязки» [21]) при сравнении расчетных и измеренных температур в скважинах. Сравнение показало, что «невязка» составила  $\pm 3$  °С, что не выходит за пределы величины погрешности измерения. Сопоставление расчетных и измеренных температур по скважинам приведено в таблице 4.

Критерием достоверности результатов моделирования является согласованность полученных значений плотности теплового потока 44, 51 и 57 мВт/м<sup>2</sup> (табл. 4) с экспериментальными определениями теплового потока Среднеамурской впадины (40–60 мВт/м<sup>2</sup>) [2], а также порядком расчетных значений плотности теплового потока в пределах Переяславского грабена (46–59 мВт/м<sup>2</sup>) [5]. Кроме того, результирующие значения плотности теплового потока согласуются с результатами моделирования,

Таблица 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 <sup>3</sup> /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

Примечание. \* – 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 [2].

выполненного по скважинам 1С и 1А Кындальского грабена Буреинской впадины (45–49 мВт/м<sup>2</sup>) [16].

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 [13, 14]. Исходя из этого, температурная граница вхождения в верхнюю зону газообразования (ВЗГ) принята 60 °С, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – 90 °С.

Таблица 2. Параметризация осадочного разреза скважины 1-В (с учётом минимальной амплитуды поздний мел-палеоценовой эрозии).

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

Примечание. \* – данные литолого-стратиграфических разбивок скважин взяты из [11]; \*\* – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [19]; \*\*\* – литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам [11]; Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – размыв раннемеловых и перерыв в осадконакоплении неогеновых отложений.

Таблица 3. Параметризация осадочного разреза скважины 1-В (с учётом максимальной амплитуды поздний мел-палеоценовой эрозии).

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

Примечание. \* – данные литолого-стратиграфических разбивок скважин взяты из [11]; \*\* – в качестве основы использована Общая стратиграфическая шкала [19]; \*\*\* – литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам [11]; Светло-серой заливкой показаны времена накопления потенциально нефтегазоматеринских свит и их параметрическое описание, серой – размыв меловых и перерыв в осадконакоплении неогеновых отложений.

Таблица 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 <sup>2</sup>
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		

На рисунке 3 представлены результирующие одномерные модели тектонической и термической истории отложений Переяславского грабена с учётом разной амплитуды поздней мел-палеоценовой эрозии.

#### ОЦЕНКА ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

Полученная табличная база геотемператур потенциально материнских свит позволила рассчитать интегральный температурно-временной показатель плотности генерации УВ –  $R$  [22]. Для расчёта интегрального показателя использовалась следующая формула:

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

где  $U_t$  – максимальная расчётная геотемпература очага генерации УВ на  $i$ -тый ключевой момент геологического времени, °С;  $t_i$  – время действия очага (интервалы нахождения материнской свиты в ГЗН и ВЗГ определены на глубину залегания её центра), млн лет;  $n$  – количество временных интервалов. Множитель  $10^{-2}$  применён для закругления результатов оценки. Плотность генерации названа условной и имеет размерность [°С·млн лет].

Применяемый интегральный показатель позволяет определять пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ, а также сопоставить результаты моделирования по скважинам.

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 5.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

По результатам анализа полученных одномерных моделей тектонической и термической истории Переяславского грабена (рис. 3), экспресс-оценки плотности генерации УВ (табл. 5) можно сделать следующие выводы. На протяжении истории формирования вскрытых кайнозойских и мезозойских осадочных комплексов исследуемой части Переяславского

**Рис. 3.** Палеорекострукции тектонической и термической истории в разрезах скважин (положение скважин на рис. 2).  $a, \bar{b}$  – Волочаевская-1 ( $a$  – амплитуда поздней мел-палеоценовой эрозии 700 м,  $\bar{b}$  – амплитуда поздней мел-палеоценовой эрозии 1700 м);  $v, \bar{z}$  – Екатеринославская-1 ( $v$  – амплитуда поздней мел-палеоценовой эрозии 1000 м,  $\bar{z}$  – амплитуда поздней мел-палеоценовой эрозии 2000 м);  $d, \bar{e}$  – Екатеринославская-2 ( $d$  – амплитуда поздней мел-палеоценовой эрозии 1300 м,  $\bar{e}$  – 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



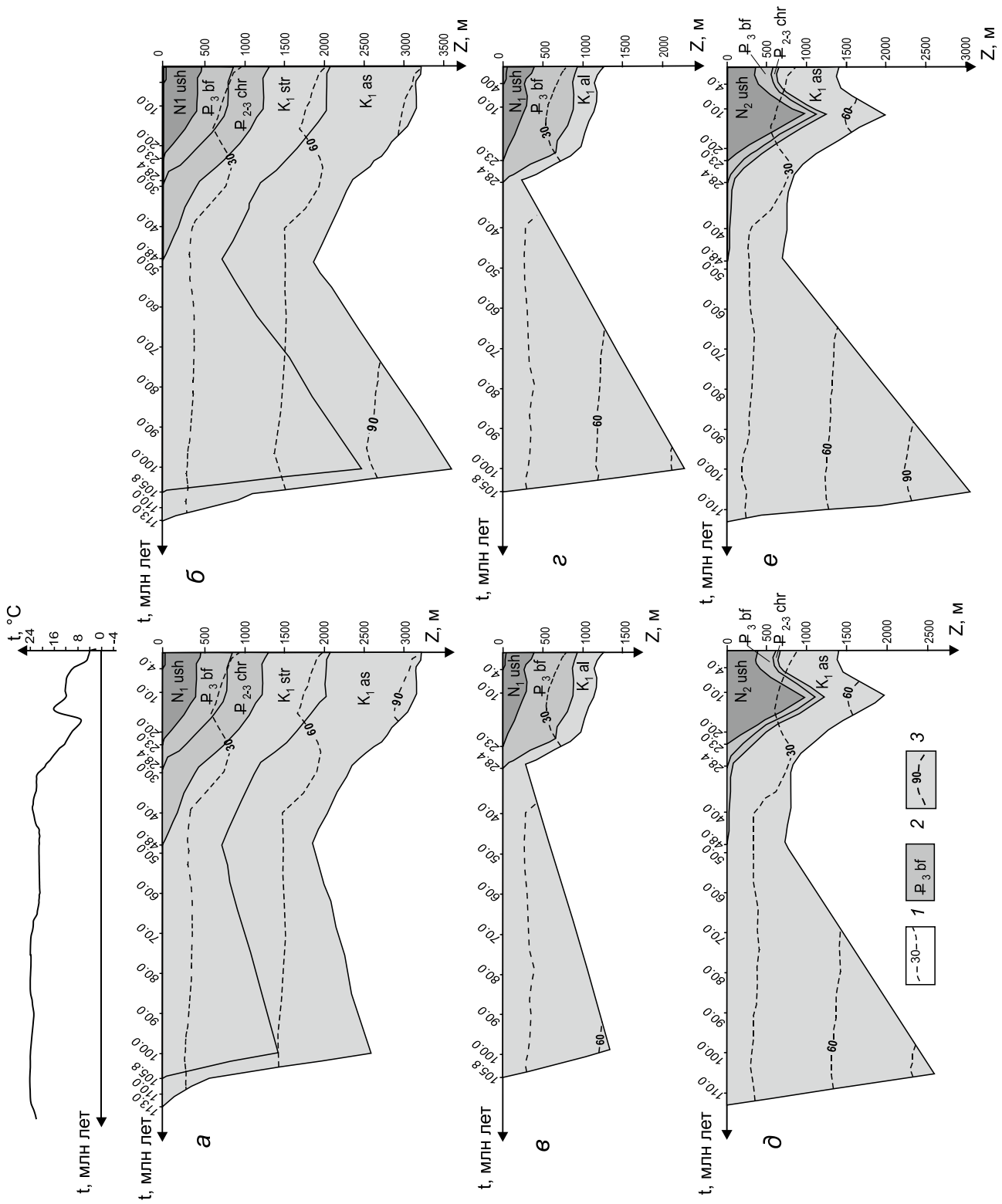


Таблица 5. Экспресс-оценка плотности генерации углеводородов отложениями ассикаевской и алчанской свит (с учётом разной амплитуды поздний мел-палеоценовой эрозии).

Потенциально материнская свита	Экспресс-расчет плотности генерации газа (R), усл. ед	Период работы палеоочага, млн лет назад; максимальные геотемпературы палеоочага генерации газа, °С	Время работы палеоочага генерации газа, млн лет	Экспресс-расчет плотности генерации нефти (R), усл. ед	Период работы палеоочага, млн лет назад; максимальные геотемпературы палеоочага генерации нефти, °С	Время работы палеоочага 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	0.6	-	-	-
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	-	-	-

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 (рис. 3, 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 перекрыва-

ющей 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 палеоочагов 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 объёме генерировали нефть ( $R \leq 14$  усл. ед.). Наибольшая плотность гене-

рации 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.).

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В результате испытаний скважин 1-Е, 2-Е и 1-В притоков нефти и газа обнаружено не было. Однако результаты геохимических анализов [9, 13, 14] подтверждают тот факт, что в нижнемеловых породах имели место процессы генерации и первичной миграции углеводородов. Кроме того, анализ структурного положения пробуренных скважин показывает, что они были заложены на бортах и горстообразных поднятиях Переяславского грабена, где меловые породы испытали наибольшие деформации, происходившие в ходе формирования СОБ.

Полученная модель по скважине 1-В была сопоставлена с результатами геохимических исследований битумоидов *ассикаевской свиты* в скважине 1-В, проведенных в 2011-х гг. сотрудниками ИНГГ СО РАН [9]. По мнению сотрудников ИНГГ СО РАН, органическое вещество отложений *ассикаевской свиты* генерировало углеводороды и не вышло из главной зоны нефтеобразования. Такая степень преобразования ОВ в отложениях *ассикаевской свиты* возможна, если допустить максимальную амплитуду меловой эрозии 1700 м (рис. 3, б). При таком масштабе эрозии *ассикаевская свита* в районе скважины 1-В находилась в ГЗН на протяжении 13.5 млн лет. Свита не подвергалась деструктивным для УВ температурам. Следует ожидать аккумуляцию и частичную сохранность *ассикаевской нефти* и газа, образованных в период *поздний мел–эоцен*, в толщах пород внутри блоков или тектонических пластин, которые подверглись наименьшим деформациям. Такой эффект отмечался рядом исследователей [10, 11, и др.]. Более вероятно сохранность УВ, образованных в период *поздний мел–эоцен*, *ассикаевского очага* в центральной части грабена, где амплитуда меловой эрозии, видимо, была наименьшей. И в поле отраженных волн в центральной части грабена меловые отложения выглядят как

«нормально осадочный» разрез в пределах ограниченных разломами структур [5, 11, 17].

Генерация газа *ассикаевским* источником в настоящее время наиболее вероятна в тех структурах, где нижнемеловые породы меньше всего были подвержены воздействию сил горизонтального сжатия. В нижнемеловом комплексе, вскрытом скважинами 1-В, 1-Е и 2-Е, резервуары углеводородов отсутствуют в связи с плохими коллекторскими свойствами пород.

Оценка нефтегазоносности отложений в наиболее перспективных погруженных частях Переяславского грабена (глубиной до 4.5 км) методом палеотемпературного моделирования в 2D-модификации является предметом будущих исследований авторов.

### ВЫВОДЫ

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 нефтегазоносности 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.

Результаты настоящего исследования являются дополнительной аргументацией положительных перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений Среднеамурского бассейна.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веселов О.В., Волкова Н.А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. Владивосток: ДВО РАН, 1981. С. 51–70.
2. Горнов П.Ю. Геотермические характеристики Средне-Амурской впадины // Изв. вузов. Геология и разведка. 2009. № 3. С. 56–61.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
  6. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации // Тихоокеан. геология. 1995. Т. 14, № 3. С. 73–80.
  7. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеан. геология. 2004. Т. 23, № 5. С. 101–115.
  8. 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. Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2012. 384 с.
  9. 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 науч.-практ. конф. 2013. С. 107–112.
  10. Кузнецов В.Е. Углеводороды в мезозойских породах Сихотэ-Алинской складчатой системы // Тектоника, глубинное строение и геодинамика Востока Азии: IV Косыгинские чтения. 2003. Хабаровск: ИТиГ, 372 с.
  11. Осадочные бассейны Востока России» Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы. Владивосток: ДВО РАН, 2009. Т. 3. 424 с.
  12. 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.
  13. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. Геохимическая оценка нефтематеринского потенциала третичных отложений Екатеринославской площади Среднеамурской впадины // Тихоокеан. геология. 1990. № 5. С. 112–115.
  14. 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.
  15. 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.
  16. 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.
  17. Развозжаева Е.П. Строение Среднеамурского осадочного бассейна: по сейсморазведочным данным: Дис. ... канд. геол.-минер. наук. 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. Стратиграфический кодекс России утвержден Бюро МСК 18 окт. 2005 г. / Межведомственный стратиграфический ком. России; [сост. А. И. Жамойда и др.]. СПб., 2006. (Изд. 3-е)
  20. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика. М.: Недра, 1976. 527 с.
  21. 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.
  22. Osipova E.N., Prakoyo F.S., Kudryashova L.K. Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyurolsky megadepression // PGON2014 IOP Publishing. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 21 (2014) 012011. URL: [http://iopscience.iop.org/1755-1315/21/1/012011/pdf/1755-1315\\_21\\_1\\_012011.pdf](http://iopscience.iop.org/1755-1315/21/1/012011/pdf/1755-1315_21_1_012011.pdf)

*Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой*  
 после доработки 12.02.2020 г.  
 принята к печати 19.03.2021 г.

*P.N. Prokhorova, E.P. Razvozzhaeva, V.I. Isaev*

### **Application of one-dimensional paleotemperature modeling to estimate the hydrocarbon potential of Cretaceous sediments of the Middle Amur sedimentary basin**

The prospects of oil and gas content of the Cretaceous-Paleogene deposits of the Middle Amur sedimentary basin within the Pereyaslavsky graben are clarified on the basis of updated data on the tectonic-stratigraphic complexes of the basin using the method of one-dimensional paleotemperature modeling. It is established that throughout the history of formation of the studied part of Pereyaslavsky graben hydrocarbon generation could occur in lower Cretaceous sediments of the Assikaevsky and Alchansky/Strelnikovskiy suites. The gas generation conditions for the Assikaevsky formation are still maintained.

**Key words:** paleotemperature modeling, Early Cretaceous deposits, Pereyaslavsky graben, Middle Amur sedimentary basin.