

УДК: 554.0

КИНЕТИКА ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ СУБДУЦИРУЮЩЕЙ ПЛИТЫ

© 2025 г. Д. А. Бушнев

*Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
ул. Первомайская, 54, Сыктывкар, 167982 Россия
e-mail: boushnev@geo.komisc.ru*

Поступила в редакцию 19.06.2024 г.

После доработки 08.11.2024 г.

Принята к публикации 19.11.2024 г.

На основании опубликованных данных об оценке температуры поверхности субдуцирующей плиты и скорости ее погружения, а также кинетического спектра аквагенного органического вещества проведено расчетное моделирование кинетики образования углеводородов в осадочном чехле субдуцирующей плиты. Показано, что наступление пика главной фазы нефтеобразования (ГФН) в условиях субдукции происходит на глубинах 12.6–23.2 км, при температурах 147.6–179.4 °С и требует 0.1–6.4 млн лет. Разброс оценок глубин, температур и времени достижения пика главной фазы нефтеобразования определяется вариативностью угла и скорости субдукции, а также температурного градиента в опубликованных моделях. Оценка глубин и температур для образования углеводородов в осадочном чехле субдуцирующей плиты выше, чем для обстановок осадочных бассейнов кайнозоя, мезозоя и палеозоя, а интервал времени, требуемый для нефтеобразования – короче. Можно предполагать, что формирование скоплений жидких углеводородов, образованных органическим веществом осадочной оболочки субдуцирующей плиты маловероятно, при этом есть определенные перспективы для формирования залежей сухого газа.

Ключевые слова: кинетика нефтеобразования, углеводороды зоны субдукции

DOI: 10.31857/S0016752525030059, **EDN:** FXTPTQ

ВВЕДЕНИЕ

Активные континентальные окраины обладают определенными ресурсами углеводородов. Эти ресурсы преимущественно сосредоточены в преддуговых бассейнах, аккреционных призмах зон субдукции, в пределах этих же бассейнов развиты и нефтегазоматеринские толщи (Hessler, Sharman, 2018). Несколько примеров таких бассейнов. Наибольшей накопленной добычей и запасами обладает бассейн Залива Кука (Аляска, США; LePain et al., 2013). Нефтематеринские породы этого бассейна имеют среднеюрский и позднекайнозойский возраст и представлены морскими глинами (Stanley et al., 2011). Бассейн Талара (Перу) также характеризуется высокой накопленной добычей нефти и газа, запасами и ресурсами (Higley, 2004). Бассейн выполнен осадочными отложениями мелового возраста и моложе, а нефтематеринские породы встречаются здесь на разных стратиграфических уровнях (Fildani, 2005). Бассейн Сакраменто (Калифорния, США)

также имеет значительную накопленную добычу углеводородного сырья, его ресурсы в основном выработаны (Scheirer et al., 2006). Ресурсы углеводородов всех трех рассмотренных бассейнов сформировались при термическом созревании органического вещества нефтематеринских пород их осадочного наполнения.

В зонах субдукции присутствует потенциальный источник углеводородов, не входящий в состав соответствующих бассейнов – органическое вещество осадочного чехла субдуцирующей плиты. Некоторые авторы указывают на значительную роль этого органического вещества в общем объеме генерации нефти и газа Мира (Сорохтин, Ушаков, 2002). Для ряда зон субдукции имеются свидетельства поступления в поверхностные горизонты газов, образованных органическим веществом осадков субдуцирующей плиты (Suzuki et al., 2024; Moretti et al., 2023).

Развитие методик лабораторного моделирования геологических процессов в виде

термического эксперимента привели к росту возможностей изучения геологических процессов, не доступных непосредственному наблюдению (Ungerer, Pelet, 1987; Espitalie et al., 1993; Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999; Кашапов и др., 2019; Leushina et al., 2021; Савостин и др., 2023). Одной из впечатляющих возможностей применения современных методов исследования ископаемого органического вещества (ОВ) является моделирование процессов нефтегазообразования в геологической среде путем расчетов, по данным получаемых в лаборатории кинетических характеристик (Tissot, Espitalie, 1975; Behar et al., 1997; Кашапов и др., 2019; Савостин и др., 2023). Бассейновое моделирование является неотъемлемой частью региональных работ на нефть и газ в пределах нефтегазоносных бассейнов (Бурштейн и др., 2024). Условия погружения и, соответственно, прогрева органического вещества осадочного чехла субдуцирующей плиты в значительной мере отличны от условий прогрева осадочных пород и их ОВ в седиментационных бассейнах. Прежде всего, по скорости погружения и температурному градиенту. Целью работы является оценка условий генерации углеводородов органическим веществом осадочного чехла субдуцирующей плиты, сопоставление пространственно-временных характеристик главной зоны нефтеобразования для органического вещества субдуцирующей плиты и органического вещества осадочных бассейнов кайнозойского, мезозойского и палеозойского возраста.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Основой для расчетов динамики образования углеводородов органическим веществом осадочных пород являются уравнения химической кинетики. Считается (Tissot et al., 1987; Burnham, 2017; Кашапов и др., 2019), что модель параллельных химических реакций первого порядка в сочетании с уравнением Аррениуса для описания температурной зависимости константы скорости реакций удачно описывает процесс образования углеводородов.

Уравнение для скорости реакции первого порядка имеет вид:

$$-dC / dt = kC, \quad (1)$$

где C — концентрация реагента, t — время, k — константа скорости химической реакции. Из уравнения (1) видно, что скорость реакции пропорциональна концентрации исходного вещества и константе скорости реакции, которая определяется уравнением Аррениуса:

$$k = A \exp(-E_a / RT), \quad (2)$$

где A — предэкспоненциальный множитель (частотный фактор), E_a — энергия активации, R — универсальная газовая постоянная, T — абсолютная температура.

Отсюда следует, что при постоянной температуре:

$$C(t) = C_0 \exp(-A \exp(-E_a / RT)t), \quad (3)$$

а при неизотермическом режиме ($T = f(t)$):

$$C(t) = C_0 \exp\left(-A \int_{t=0}^t \exp\left(-\frac{E_a}{RT(t)}\right) dt\right). \quad (4)$$

В условиях погружения осадочной породы температурный режим неизотермичен, кинетические расчеты должны выполняться с условием наличия зависимости $T(t)$. Согласно принятым моделям, генерация нефтяных и газовых углеводородов ОВ происходит благодаря протеканию большого числа параллельных реакций. Набор (спектр) значений энергий активации этих реакций может быть дискретным (чаще всего с шагом 1 или 2 ккал/моль), либо иметь вид непрерывной функции (Напбоба et al., 1968; Галимов, 1974; Поляков, Галимов, 1992; Бурштейн и др., 2024). Образование углеводородов можно представить, суммируя выходы их псевдокомпонентов, характеризующихся различными значениями E_i . Расчеты реализации углеводородного потенциала при условии повышения температуры проводились численно, методом прямоугольников, по уравнению (5):

$$V(T_j) = \sum_{i=1}^n a_i (V_0 - \sum_{j=1}^{j-1} V(T_j, t) \times \left(1 - \exp\left(-A \exp\left(-\frac{E_i}{RT_j}\right) \Delta t\right)\right)), \quad (5)$$

где a_i — доля генерационного потенциала углеводородов, приходящаяся на псевдокомпонент с энергией активации — E_i , V_0 — максимально возможный выход суммы углеводородов (100 %), j — номер шага дискретности. Зависимости температуры от глубины для поверхности субдуцирующей плиты рассмотрены ниже (табл. 1), а интервал времени для шага дискретности по глубине был выражен следующим образом:

$$\Delta t = \Delta Z / V_Z, \quad (6)$$

где ΔZ — дискретность отсчета глубины, а V_Z — вертикальная скорость погружения. Пробные расчеты с шагом дискретности равным 800, 400, 200, 40 и 20 м показали, что уменьшение

Таблица 1. Температурные модели для поверхности субдуцирующей плиты по опубликованным данным

№	Аппроксимирующее уравнение	Угол субдукции, °	Скорость субдукции, см/год	Скорость погружения, см/год	Литературный источник
1	$T = 1.06 \times 10^{-3}Z^3 - 0.114Z^2 + 10.549Z$	15	1	0.26	van Keken et al., 2019
2	$T = 1.36 \times 10^{-4}Z^3 + 4.31 \times 10^{-2}Z^2 + 6.146Z$	25	10	4.23	van Keken et al., 2019
3	$T = 6.5 \times 10^{-5}Z^3 - 2.73 \times 10^{-2}Z^2 + 10.247Z$	45	6	4.24	Кирдяшкин, Кирдяшкин, 2023
4	$T = 1.87 \times 10^{-3}Z^3 - 0.106Z^2 + 15.323Z$	60	15	12.99	Gerya et al., 2002

интервала дискретности ниже 40 м не привносит существенных изменений в результаты определения глубины достижения максимальной скорости генерации углеводородов.

В качестве начального распределения ОВ по псевдокомпонентам было использовано его распределение в малопреобразованном доманиковом горючем сланце, отобранном в естественном обнажении р. Чуть, близ ее устья, рядом с поселком Водный, Ухтинский район, Республика Коми, Тимано-Печорская провинция (рис. 1, образец Чуть-устье; Бушнев и др., 2013; Бушнев и др., 2019). Исследования кинетики выхода суммы всех углеводородов по методу Rock-Eval выполнены к.х.н. А.Г. Калмыковым (геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова) с использованием пиролизера Hawk. Расчет распределения образующихся в ходе пиролиза псевдоком-

понентов с шагом ΔE_a 1 ккал/моль проводили с использованием математического обеспечения, прилагающегося к пиролизеру Hawk (рис. 1).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Численное моделирование образования углеводородов при погружении нефтегазоматеринской толщи основывается на знании температурной истории породы, которая для осадочного бассейна рассчитывается в соответствии с кривой погружения и температурным градиентом. Также выполняется корректировка температурной истории, например, в результате размывов отложений, в соответствии с замерами отражательной способности витринита в породах изучаемого разреза (Tissot et al., 1987; Галушкин, 2007).

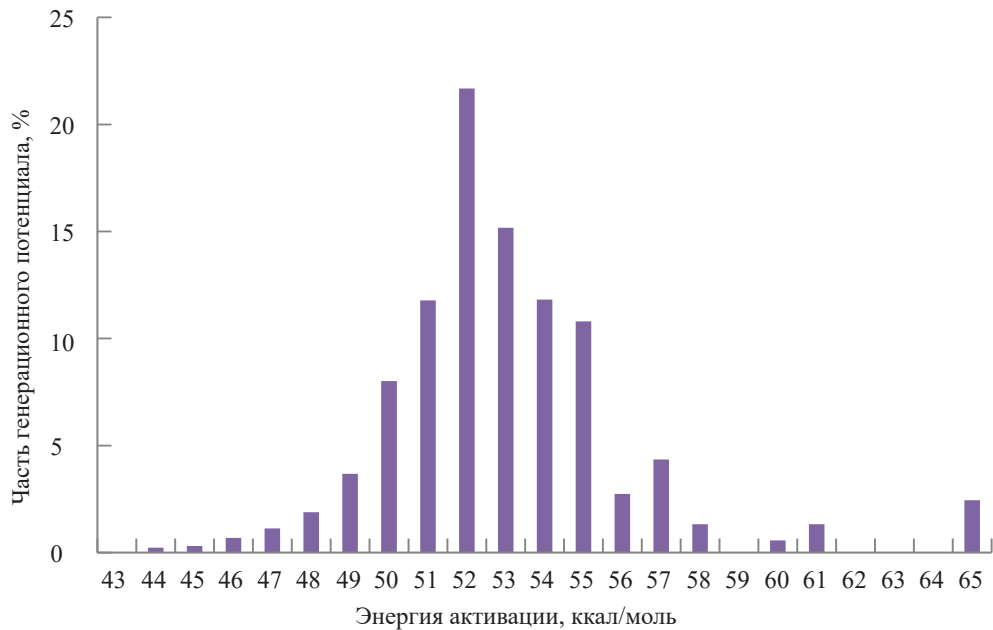


Рис. 1. Распределение по псевдокомпонентам углеводородного потенциала незрелого доманикового сланца из обнажения по р. Чуть (Ухтинский р-н, Тимано-Печорская провинция) при частотном факторе равном $1 \times 10^{14} \text{ с}^{-1}$.

Погружение субдуцирующей плиты происходит со скоростью, поддающейся непосредственному измерению. Данные по значительному количеству зон субдукции приведены в работе (Jarrard, 1986). Температурному режиму зон субдукции посвящено очень большое число работ, опубликованных в разные годы. В ряде случаев авторы работ иллюстрируют выполненные ими расчеты температурного поля зоны субдукции в виде полей изотерм, эти результаты затруднительно перевести в температурную историю отложения. В ряде работ, посвященных зонам субдукции, приведены графики зависимости температуры от глубины (или давления), характерные для верхней поверхности субдуцирующей плиты (van Keken et al., 2019) с указанием на угол субдукции и скорость субдуцирующей плиты. Соответствующие материалы оцифрованы в области небольших глубин (максимум до 50 км) и для удобства расчетов представлены в виде аппроксимирующих полиномов третьей степени (табл. 1). Из таблицы следует, что рассмотренные модели охватывают широкий диапазон скоростей и углов субдукции, примерно соответствующий диапазону этих характеристик для изученных зон субдукции Мира (Jarrard, 1986). Сами температурные зависимости, математическое моделирование условий зон субдукции в разных режимах погружения и при различных начальных условиях не являются предметом настоящего исследования и принимаются в опубликованном виде (табл. 1).

Близкоповерхностные — холодные слои осадочного чехла океанической плиты будут “содраны” при субдукции и останутся в составе аккреционной призмы, а увлечены в погружение будут более глуболежащие слои. Опубликованные данные о величине осадочного слоя для ряда субдуцирующих плит Мира и о толщине осадков, увлекаемых субдуцирующей плитой в погружение, приведены в работе (Syracuse et al., 2010). Из материалов данного исследования следует, что разброс как толщин осадочных отложений зон субдукции, так и толщин, срезаемых при субдукции отложений, очень велик. Кроме состава органического вещества, масштаб образования углеводородов определяется содержанием органического вещества в породе и ее объемом. Примеры зон субдукции со значительными толщинами осадочных пород, увлекаемых погружающейся плитой следующие: Чилийская, где из 2 км осадочного чехла океанической плиты погружается 1.3 км, Северо-Суматранская, где субдуцирует 1.4 км осадочной оболочки из первоначальных 2.5 км (Syracuse et al., 2010). Для основного числа других зон субдукции характерны меньшие толщины погружающихся осадочных пород. Установлено, что при мощности осадочной толщи океанической плиты 2 и более км ее температурный градиент в среднем составляет 25 °C/км (Kolawole, Evenick,

2023). При этом моделирование прогрева поверхности субдуцирующей плиты обычно выполняется из начальной температуры 0 °C (Gerya et al., 2002; Perchuk et al., 2019) либо близкой к таковой (Кирдяшкин, Кирдяшкин, 2023). Таким образом, начальная температура осадочных пород субдуцирующей плиты может быть несколько выше, чем обычно принимаемая в расчетах температурного моделирования для зон субдукции.

Для оценки влияния условий зоны субдукции на реализацию углеводородного потенциала органическим веществом осадочной оболочки субдуцирующей плиты были проведены расчеты для ряда вариантов температурного режима субдуцирующей плиты (табл. 1), результаты расчетов приведены (табл. 2, рис. 2).

Из представленных результатов следует, что расчеты по всем использованным моделям погружения и прогрева, взятым из результатов моделирования температуры поверхности субдуцирующей плиты, привели к значительным глубинам расположения главной зоны нефтеобразования, а также весьма короткому времени ее достижения. Из всех моделей наименьшая глубина достижения максимальной скорости образования углеводородов составляет 12.6 км, а наибольшая — 23.2 км. Время наступления пика главной фазы нефтеобразования (ГФН) варьирует еще более широко: 0.1–6.37 млн лет.

Сравнение результатов табл. 2 показывает, что модели 1 и 3 характеризуются наиболее близкими между собой значениями среднего температурного градиента. При этом скорость погружения в первой модели существенно ниже, чем в третьей: 0.26 и 4.24 см/год соответственно. При близком значении среднего температурного градиента время достижения пика главной фазы нефтеобразования определяется скоростью погружения. Снижение скорости погружения с 4.24 до 0.26 см/год приводит к увеличению времени пика ГФН с 0.41 до 6.37 млн лет, при этом существенно более низкая скорость прогрева приводит к понижению температуры главной зоны нефтеобразования.

Результаты расчетов по моделям прогрева 2 и 3 (табл. 1, 2) интересно сравнить между собой, так как в них заложены практически одинаковые скорости погружения пород — 4.23 и 4.24 см/год соответственно. У них заметно отличаются температурные градиенты, и, соответственно, скорость прогрева органического вещества до наступления пика ГФН. Вполне ожидаемо, что в этой паре меньший температурный градиент в модели 2 приводит к тому, что максимальная скорость образования углеводородов достигается в случае второй модели на большей глубине по сравнению с третьей. А также, на достижение пика ГФН затрачивается больше времени при меньшем

Таблица 2. Результаты расчетов температуры, глубины и времени достижения главной зоны нефтеобразования в различных моделях прогрева для поверхности субдуцирующей плиты

Этап генерации	Глубина, км	Температура, °C	EASY%Ro*	Время, млн лет	Средняя скорость прогрева, °C/млн лет	Средний температурный градиент, °C/км
Модель № 1, табл. 1 (van Keken et al., 2019)						
10 % генерации	13.5	124.1	0.643	5.21	—	—
Пик генерации	16.5	147.6	0.807	6.37	23.18	8.95
90 % генерации	20.8	179.3	1.259	8.02	—	—
Модель № 2, табл. 1 (van Keken et al., 2019)						
10 % генерации	20.0	141.6	0.639	0.47	—	—
Пик генерации	23.2	167.8	0.808	0.55	305.09	7.23
90 % генерации	27.1	201.1	1.247	0.64	—	—
Модель № 3, табл. 1 (Кирдяшкин, Кирдяшкин, 2023)						
10 % генерации	14.5	142.9	0.639	0.34	—	—
Пик генерации	17.2	168.5	0.806	0.41	410.98	9.79
90 % генерации	20.8	201.9	1.253	0.49	—	—
Модель № 4, табл. 1 (Gerya et al., 2002)						
10 % генерации	10.6	152.7	0.635	0.08	—	—
Пик генерации	12.6	179.4	0.803	0.10	1794	14.24
90 % генерации	15.1	213.3	1.242	0.12	—	—

* EASY%Ro — расчетный эквивалент величины отражательной способности витринита, вычисление данной величины выполняется согласно (Sweeney, Burnham, 1990).

температурном градиенте и одинаковой скорости погружения.

Модель 4 характеризуется максимальным температурным градиентом и самой высокой скоростью погружения. Результаты моделирования по данным четвертой модели показывают и минимальное время достижения осадочной породой главной зоны нефтеобразования и одновременно минимальное время, необходимое для этого. Кроме того, расчеты по модели 4, табл. 1 дают и самую высокую оценку температуры пика ГФН.

Обобщая выполненный анализ результатов расчетов положения главной зоны нефтеобразования в разрезе и времени достижения пика ГФН для ОВ осадочных отложений субдуцирующей плиты, можно сказать следующее. Повышение средней скорости прогрева отложений приводит к повышению температуры достижения пика ГФН. Снижение скорости погружения пород ведет к увеличению времени, необходимого для достижения главной зоны нефтеобразования. В целом, органическое вещество в условиях субдукции образует нефтяные углеводороды при значительных температурах, на больших глубинах и за короткие промежутки времени.

Для сравнения полученных для различных моделей прогрева органического вещества в зоне субдукции аналогичные расчеты были выполнены для осадочных бассейнов различного возраста. В качестве нефтематеринских толщ были условно приняты кайнозойская майкопская толща (Gavrilov et al., 2017; Бушнев, Бурдельная, 2001), мезозойская баженовская толща (Конторович и др., 2013; Бушнев и др., 2018) и палеозойская доманиковская толща (Баженова и др., 2008; Бушнев, Бурдельная 2015). Скорость погружения, необходимая для расчетов, для всех трех толщ определялась при их равномерном погружении до глубины 6000 метров. Температурный градиент на континенте составляет обычно величину 25 °C/км (Kolawole, Evenick, 2023), а для более подробного подразделения палеозоя, мезозоя и кайнозоя для расчетов были приняты температурные зависимости из работы (Astakhov, Reznikov, 2012). Сами эти зависимости приведены в табл. 3.

Результаты расчета глубины главной зоны нефтеобразования в осадочных бассейнах разного возраста схожи. Максимальная скорость образования углеводородов наблюдается на глубинах 3.7–4.1 км, т. е. в довольно узком интервале. Время достижения породами пика ГФН закономерно

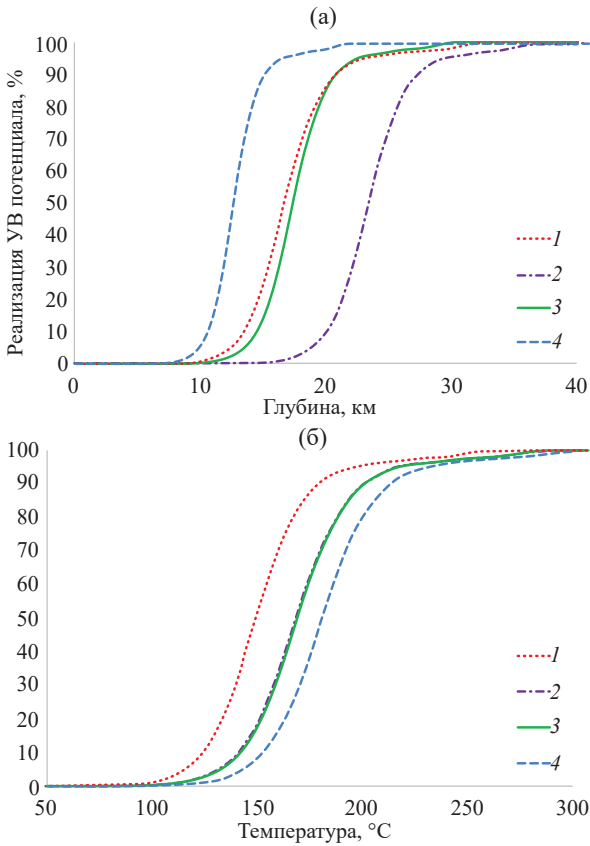


Рис. 2. Кривые реализации углеводородного потенциала в различных моделях погружения субдуцирующей плиты в зависимости от глубины и температуры. 1–4: номера моделей согласно табл. 1.

больше в палеозое и меньше в кайнозое, так как скорость погружения в проведенном расчете обратно пропорциональна возрасту пород. Основное отличие условий протекания процесса нефтеобразования в осадочных бассейнах разного возраста и осадочном чехле субдуцирующей плиты заключается, таким образом, в значительно меньших глубинах расположения главной зоны нефтеобразования в бассейнах. Около 4 км в осадочных бассейнах против 13–23 км в различных моделях прогрева зоны субдукции. Второе отличие заключается во времени наступления пика ГФН. Для зон субдукции характерно значительно меньшее время, требуемое для этого.

Возможное практическое следствие выполненного исследования таково: расчетное моделирование образования нефтяных углеводородов в осадочном бассейне приводит к глубинам нефтеносности 3–5 км, что подтверждается практикой бурения и нефтедобычи. Вопрос о том, возможна ли миграция жидких углеводородов с глубин, предсказанных по данным кинетики для зон субдукции с формированием залежей, доступных для разбуривания на нефть или высокие температуры, в сочетании с большой скоростью погружения приведут к вторичному крекингу жидких УВ с образованием только сухого газа и его рассеянием остается открыт при значительной вероятности именно такого сценария. В качестве примера формирования проявлений сухого метана можно представить газопроявления зоны субдукции Нанкайского желоба (Япония, Suzuki et al., 2024).

Таблица 3. Результаты расчетов температуры, глубины и времени достижения главной зоны нефтеобразования в осадочных бассейнах разного возраста

Этап генерации	Глубина, км	Температура, °C	EASY%Ro	Время, млн лет	Средняя скорость прогрева °C/млн лет
Кайнозой, P ₃ мкр – N ₁ мкр, 23 млн лет, 0.02609 см/год, $T = 32.5Z + 17.6$					
10 % генерации	3.1	117.7	0.642	11.81	–
Пик генерации	3.8	142.4	0.817	14.7	6.19
90 % генерации	4.8	173.6	1.268	18.40	–
Мезозой, J ₃ bg, 147 млн лет, 0.004082 см/год, $T = 30.6Z + 17.0$					
10 % генерации	3.0	107.6	0.649	72.51	–
Пик генерации	3.7	130.8	0.823	91.1	0.89
90 % генерации	4.7	160.2	1.263	114.65	–
Палеозой, D ₃ dm, 380 млн лет, 0.001579 см/год, $T = 25.9Z + 18.0$					
10 % генерации	3.2	100.9	0.647	202.66	–
Пик генерации	4.1	123.7	0.819	258.4	0.48
90 % генерации	5.2	153.7	1.277	331.86	–

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнена серия расчетов кинетики образования углеводородов в осадочном чехле субдуцирующей плиты. На примере нескольких опубликованных моделей прогрева поверхности субдуцирующей плиты установлено, что положение главной зоны нефтеобразования и время достижения органическим веществом ГФН в выбранных для исследования условиях существенно отличны от обычных для осадочных бассейнов кайнозойского, мезозойского и палеозойского возрастов. Прежде всего, высокая скорость погружения и низкий температурный градиент поверхности субдуцирующей плиты приводят к тому, что процесс образования углеводородов происходит глубже, быстрее и требует более высоких температур. Вполне ожидаемо, что факторы времени и температуры находятся в “противофазе”, это определяется самими уравнениями химической кинетики. Для времени нефтеобразования установлено, что повышение температурного градиента и скорости погружения сокращают время достижения пика ГФН, а понижение температурного градиента и скорости — затягивают процесс. Кроме того, широкая вариативность условий прогрева осадочных пород в зонах субдукции приводит к очень большому диапазону условий реализации углеводородного потенциала ископаемым органическим веществом.

Автор благодарит д.г.-м.н., профессора РАН А.А. Кирдяшкина (ИГМ СО РАН, г. Новосибирск) и д.г.-м.н. А.Л. Перчука (МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва) за консультации, а также к.х.н. А.Г. Калмыкова (МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва) за определение распределения углеводородов, генерированных доманиковым сланцем из коллекции автора, по энергиям активации образования.

Автор благодарен д.т.н. Ю.И. Галушкину и двум анонимным рецензентам данной статьи, а также научному редактору д.х.н. В.Б. Полякову за обширные и ценные замечания и уточнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И. Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. (2008). Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.
- Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Парфенова Т.М., Ярославцева Е.С., Козырев А.Н., Сафронов П.И. (2024). Кинетические характеристики керогенов Куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы. *Геология и геофизика*. **65**(1), 133–150.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. (2001). Свободные и серосвязанные биомаркеры в составе битумоида майкопской толщи Азербайджана. *Нефтехимия*. **41**(4), 266–272.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. (2013). Моделирование процесса нефтеобразования углеродистым сланцем доманика. *Нефтехимия*. **53**(3), 163–170.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. (2015). Нефти и органическое вещество позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна, сопоставление по молекулярным и изотопным данным. *Нефтехимия*. **55**(5), 375–382.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Веклич М.А. (2018). Сопоставление органического вещества средневожских горючих сланцев Восточно-Европейской платформы и баженовской свиты по молекулярным и изотопным данным. *ДАН*. **480**(2), 195–199.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Мокеев М.В. (2019). Результаты ^{13}C ЯМР и ИК спектроскопии керогена верхнедевонских доманикитов Тимано-Печорского бассейна. *Геохимия*. **64**(11), 1146–1157.
- Bushnev, D. A., Burdeinaya, N. S., & Mokeev, M. V. (2019). Results of ^{13}C NMR and IR spectroscopy of kerogen from Upper Devonian Domanikites of the Timan-Pechora Basin. *Geochem. Int.* **57**(11), 1170–1181.
- Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 456 с.
- Галимов Э.М. (1974) Особенности проявления кинетического изотопного эффекта при деструкции органических макромолекул. *Журнал физической химии*. **48**, 1381–1385.
- Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В. (2019). Определение кинетических параметров пиролизической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. **14**(1). https://www.ngtp.ru/upload/iblock/667/6_2019.pdf
- Кирдяшкин А.А., Кирдяшкин А.Г. (2023). Распределение температуры в субдуцирующей плите и в верхней мантии на континентальном крыле зоны субдукции. *Геосферные исследования*. (1), 6–19.
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*. **54**(8), 972–1012.
- Поляков В.Б., Галимов Э.М. (1992). Оценка каталитической преобразованности органического вещества относительно процесса генерации метана. *ДАН*. **325**(3), 581–584.
- Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Калмыков Г.А. (2023). Экспериментальные данные по изучению кинетики преобразования органического вещества в образце баженовской сланцевой формации Западной Сибири. *Вестник Московского ун-та. Серия 4. Геология*. (5), 96–104.

- Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. (2002). Развитие Земли. М.: Изд-во МГУ, 560 с.
- Astakhov S.M., Reznikov A.N. (2012). Geothermal Regime of the World Sedimentary Basins. *V Simposio Brasileiro de Geofisica*. 1–4.
- Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. (1997). Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: Determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Org. Geochem.* **26**, 321–339.
- Burnham A.K. (2017). Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels: How to Model Maturation and Pyrolysis. Amsterdam: Springer, 330 p.
- Espitalie J., Marquis F., Drouet S. (1993). Critical Study of Kinetic Modelling Parameters. *Basin Modelling: Advances and Applications: Special Publication*. (3) (A.G. Dore, J.H. Augustson, C. Hermanrud, D.J. Steward and O. Sylta, eds.). Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society, 233–242.
- Fildani A., Hanson A.D., Chen Z., Moldowan J.M., Graham S.A., Arriola P.R. (2005). Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara basin, northwest Peru. *AAPG Bulletin*. **89**, 1519–1545.
- Gavrilov Yu.O., Shchepetova E.V., Shcherbinina E.A., Golovanova O.V., Nedumov R.I., Pokrovsky B.G. (2017). Sedimentary environments and geochemistry of Upper Eocene and Lower Oligocene rocks in the Northeastern Caucasus. *Lithology and Mineral Resources*. **52**(6), 447–466.
- Gerya T.V., Stöckhert B., Perchuk A.L. (2002). Exhumation of high-pressure metamorphic rocks in a subduction channel: A numerical simulation. *Tectonics*. **21**(6), 1056.
- Hanbaba P., Jüntgen H., Peters H. (1968). Nicht-isotherme Reaktionskinetik der Kohlenpyrolyse, Teil II: Erweiterung der Theorie der Gasabspaltung und experimentelle Bestätigung an Steinkohlen. *Brennstoff-Chemie*. **49**(12), 368–376.
- Hessler A.M., Sharman G.R. (2018). Subduction zones and their hydrocarbon systems. *Geosphere*, **14**(5), 2044–2067.
- Higley D. (2004) The Talara basin province of northwestern Peru: Cretaceous–Tertiary total petroleum system. *U.S. Geological Survey, e-bulletin B-2206a*. 1–20. <http://pubs.usgs.gov/bul/2206/A>
- Jarrard R.D. (1986). Relations Among Subduction Parameters. *Reviews of Geophysics*. **24**(2), 217–284.
- Kolawole F., Evenick J.C. (2023). Global distribution of geothermal gradients in sedimentary basins. *Geosci. Front.* (14), 101685.
- Leushina E., Mikhaylova P., Kozlova E., Polyakov V., Morozov N., Spasennykh M. (2021). The effect of organic matter maturity on kinetics and product distribution during kerogen thermal decomposition: the Bazhenov Formation case study. *J. Petrol. Sci. Eng.* (204), 108751.
- Moretti I., Baby P., Zapata P.A., Mendoza R.V. (2023). Subduction and Hydrogen Release: The Case of Bolivian Altiplano. *Geosciences*. **13**(4), 109.
- Le Pain D.L., Stanley R.G., Helmold K.P., Shellenbaum, D.P. (2013). Geologic framework and petroleum systems of Cook Inlet Basin, South-Central Alaska. in Stone, D.M., and Hite, D.M., eds., *Oil and Gas Fields of the Cook Inlet Basin, Alaska: American Association of Petroleum Geologists Memoir*, **104**, 37–116.
- Perchuk A.L., Zakharov V.S., Gerya T.V., Brown M. (2019). Hotter mantle but colder subduction in the Precambrian: What are the implications? *Precambrian Research*. **330**, 20–34.
- Scheirer A.H., Tennyson M.E., Magoon L.B., Charpentier R.R., Cook T.A., Klett T.R., Pollastro R.M., Schenk C.J. (2006). Assessment of undiscovered natural gas resources of the Sacramento Basin province of California. *U.S. Geological Survey National Assessment of Oil and Gas Fact Sheet*, 2 p.
- Stanley R.G., Pierce B.S., Houseknecht D.W. (2011), U.S. Geological Survey 2011 assessment of undiscovered oil and gas resources of the Cook Inlet Region, south-central Alaska. *U.S. Geological Survey Open-File Report*, 2011–1237, 1–37.
- Suzuki N., Koike K., Kameda J., Kimura G. (2024). Thermogenic methane and hydrogen generation in subducted sediments of the Nankai Trough. *Commun. Earth Environ.* **5**(97).
- Sweeney J.J., Burnham A.K. (1990). Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics. *AAPG Bulletin*. **74**(10), 1559–1570.
- Syracuse E.M., van Keken P. E., Abers G.A. (2010). The global range of subduction zone thermal models. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. **183**, 73–90.
- Tissot B.P., Espitalie J. (1975) L'evolution thermique de la matiere organique des sediments: applications d'une simulation mathematique. *Revue de l'Institut Franccais du Petrole*. **30**, 743–777.
- Tissot B.P., Pelet R., Ungerer P. (1987). Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *AAPG Bull.* **71**(12), 1445–1466.
- Ungerer P., Pelet R. (1987). Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiments to sedimentary basins. *Nature*. (327), 52–54.
- van Keken P., Wada I., Sime N., Abers G. (2019). Thermal structure of the forearc in subduction zones: A comparison of methodologies. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. **20**, 3268–3288.
- Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. (1999). Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: Implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) *Org. Geochem.* **30**, 1105–1125.

KINETICS OF HYDROCARBON FORMATION IN THE SEDIMENTARY COVER OF A SUBDUCTING PLATE

© 2025 D. A. Bushnev

*Institute of Geology Komi SC UB RAS,
Pervomayskaya st., 54, Syktyvkar, 167982 Russia
e-mail: boushnev@geo.komisc.ru*

Received June 19, 2024; revised November 8, 2024; accepted November 19, 2024

Based on published data on the estimated surface temperature of the subducting plate and the rate of its subsidence, as well as the kinetic spectrum of aquatic organic matter, the kinetics of hydrocarbon formation in the sedimentary cover of the subducting plate was simulated. It was shown that the oil window peak under subduction conditions occurs at depths of 12.6–23.2 km, at temperatures of 147.6–179.4 °C and requires 0.1–6.4 million years. The spread of estimates of depths, temperatures and time of reaching the oil window peak is determined by the variability of the angle and velocity of subduction, as well as the temperature gradient in the published models. The estimate of the depths and temperatures for hydrocarbon formation in the sedimentary cover of the subducting plate is higher than for the settings of the Cenozoic, Mesozoic and Paleozoic sedimentary basins, and the time interval required for oil formation is shorter. It can be assumed that the accumulations of liquid hydrocarbons formed by the organic matter of the sedimentary deposits of the subducting plate is unlikely, but there are certain prospects for the formation of dry gas deposits.

Keywords: Earth Sciences, Earth and Environmental Sciences, Geophysics, Geochemistry, Geodynamics, Geology