



УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ): БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Алина Юрьевна Космачева^{1,✉}, Марина Олеговна Федорович², Александр Николаевич Фомин³

^{1,2,3}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

²ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

³FominAN@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5174-4304>

Аннотация. Моделирование условий формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения направлено на восстановление истории тектонического развития отложений, температурной истории и истории погружения осадочных комплексов, определение изменения катагенетической преобразованности органического вещества и коэффициента трансформации керогена, количественную оценку масштабов генерации углеводородов. Всего нефтегазоматеринскими породами генерировано почти 7 млрд т условных углеводородов. На современном этапе углеводороды генерируются органическим веществом баженовской и тюменской свит.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, сейсмогеологическое моделирование, палеотектонический анализ, масштабы генерации углеводородов, катагенез органического вещества, Западная Сибирь

Финансирование: работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0012 «Цифровые геолого-геофизические и петрофизические модели осадочных комплексов с трудноизвлекаемыми запасами нефти в Западной и Восточной Сибири как резерв для прироста запасов и добычи».

Для цитирования: Космачева А.Ю., Федорович М.О., Фомин А.Н. Условия формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения (Томская область): бассейновое моделирование // Геофизические технологии. 2025. № 1. С. 43–58. doi:10.18303/2619-1563-2025-1-43.

CONDITIONS OF HYDROCARBON FORMATION IN THE GERASIMOV FIELD (TOMSK REGION): BASIN AND PETROLEUM SYSTEM MODELING

Alina Yu. Kosmacheva^{1,✉}, Marina O. Fedorovich², Alexandr N. Fomin³

^{1,2,3}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹KosmachevaAY@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8603-986X>

²ZahryaminaMO@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6816-906X>

³FominAN@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5174-4304>

Abstract. Modeling of hydrocarbon formation conditions in the Gerasimov field describes tectonic evolution of the area, thermal and burial history of the sediments, evolution of the thermal maturity of organic matter and transformation ratio, quantitative assessment of the hydrocarbon generated mass. In total, the source rocks have generated almost 7 billion tons of hydrocarbon equivalents. At the present stage, hydrocarbons are generated by organic matter of the Bazhenov and Tyumen formations.

Keywords: basin modeling, geoseismic modeling, paleotectonic analysis, hydrocarbon generation, maturity of organic matter, Western Siberia

Funding: the work was supported by the Project “Digital geological, geophysical and petrophysical models of sedimentary deposits with hard-to-recover oil reserves in Western and Eastern Siberia as fund for extension of reserves and production”, project number FWZZ-2022-0012.

For citation: Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O., Fomin A.N. Conditions of hydrocarbon formation in the Gerasimov field (Tomsk region): basin and petroleum system modeling // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2025. No. 1. P. 43–58. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2025-1-43.

ВВЕДЕНИЕ

Томская область является крупным нефтегазодобывающим регионом России. История освоения Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения, которое относится к Лугинецко-Останинскому нефтегазодобывающему району, насчитывает несколько десятилетий. Герасимовское месторождение приурочено к локальному одноименному поднятию. По отражающему горизонту II^a (подошва баженовской свиты) поднятие представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания, по отражающему горизонту Ф₂ (кровля доюрских образований) – сложнопостроенную блоковую систему эрозионно-тектонического выступа [Иванов, 2002].

Первая пробуренная на западном крыле структуры скважина установила нефтегазоносность пластов васюганской и тюменской свит верхней и средней юры (рис. 1). Результаты пробной эксплуатации показали, что геологическое строение месторождения более сложное, чем предполагалось на этапе разведки. В результате, эксплуатация объекта была приостановлена, т. к. возникла необходимость более глубокого изучения с использованием принципиально новых подходов к составлению геологической модели и схемы разработки месторождения. Впоследствии был установлен более широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности. А именно, было выяснено, что основные запасы углеводородов (УВ) сосредоточены в пласте М палеозойских отложений (см. рис. 1) [Расторгуева, 2013]. Пласт М представлен глинисто-кремнистыми породами коры выветривания, развитой по силикатсодержащим породам девона-карбона – кремнистым известнякам и кремнеаргиллитам [Конторович и др., 2024]. В настоящее время Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение находится на стадии разработки. Месторождение является автономным и относится к числу хорошо обустроенных.

Залежи углеводородов продуктивных отложений контролируются в различной степени структурным, литологическим или тектоническим факторами. В отложениях пластов М коры выветривания палеозоя, Ю₁₀, Ю₉, Ю₈, Ю₇ и Ю₆ тюменской свиты выделены нефтяные залежи, а в отложениях пласта Ю₂ тюменской свиты и горизонта Ю₁ васюганской свиты выделены газовые и газоконденсатные объекты [Космачева, Федорович, 2019].

Коллективом ИНГГ СО РАН были разработаны сейсмогеологические критерии выявления и детального картирования нефтегазоперспективных объектов на территории юго-восточных районов Западной Сибири, построены сейсмогеологические модели эталонных месторождений, в том числе Герасимовского (по материалам 2D сейсморазведки) [Конторович, Калинина, 2019; Конторович и др., 2024].

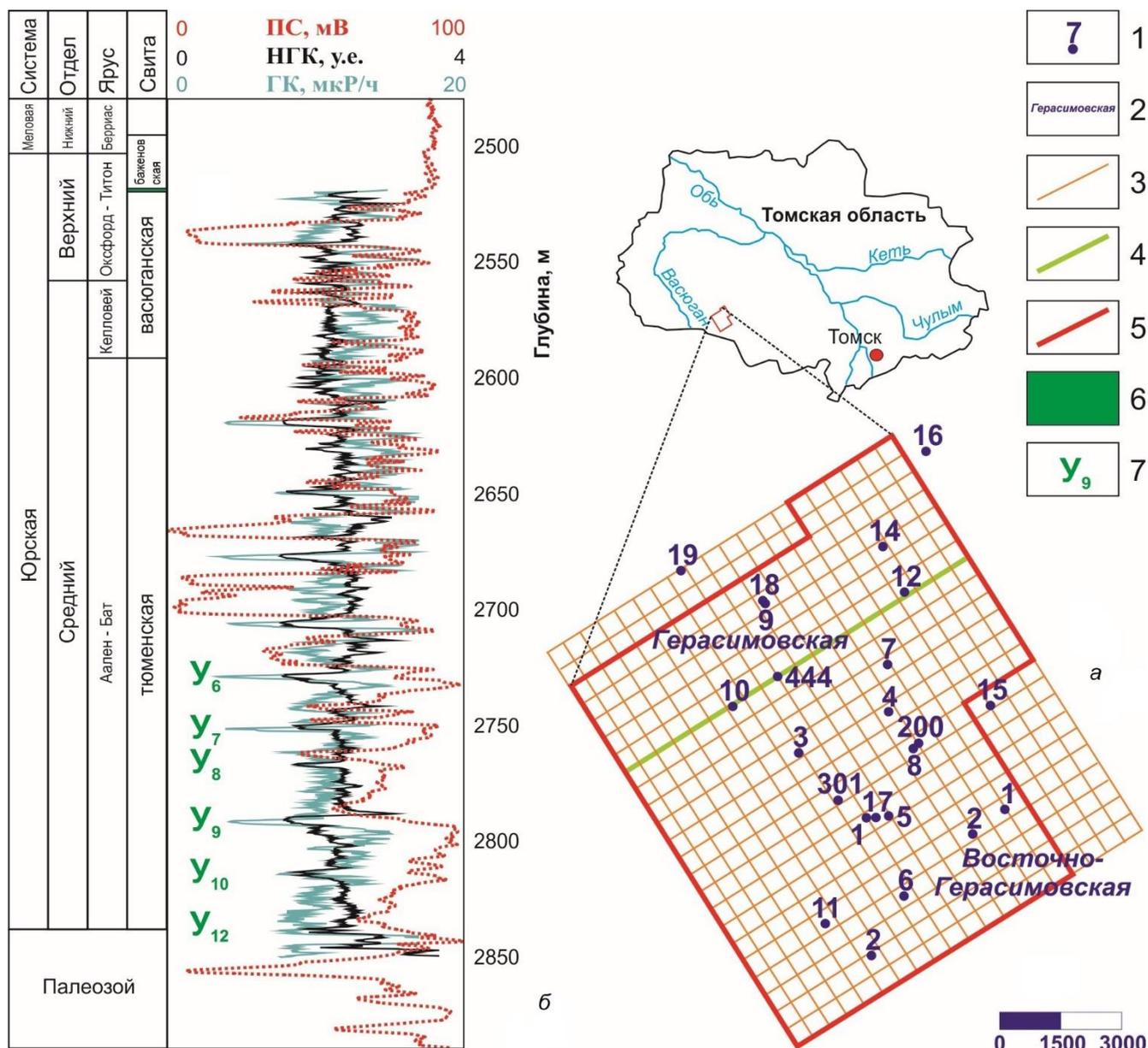


Рис. 1. Схема местоположения района работ и фактического материала (а) и опорный разрез палеозойских и юрских отложений (б) Герасимовского месторождения (скв. Герасимовская № 10): 1 – скважина; 2 – название площади; 3 – линии профилей сейсморазведки 3D; 4 – временной разрез через Герасимовское месторождение (см. рис. 2); 5 – контур района работ; 6 – георгиевская свита; 7 – угольные пласты (нефтегазоматеринские).

Коллективом ИНГГ СО РАН также были проведены геохимические исследования органического вещества (ОВ) и нефтидов месторождения, которые позволили сделать вывод о смешанном генезисе нефтей в залежах эрозионно-тектонических выступов палеозойского фундамента. Источниками этих нефтей являются аквагенное ОВ девонских отложений, накапливавшееся в морских обстановках, и террагенное ОВ угольных пластов средней юры (У₁₂, У₉, У₈, У₇ и У₆) [Бордюг, 2012; Ступакова и др., 2015]. На Герасимовской площади установлены и битумоиды смешанного генезиса, которые формировались за счет генерации УВ морскими и континентальными нефтепроизводящими толщами [Конторович и др., 1975, 2013; Костырева, 2005]. Необходимо отметить, что на территории исследования тогурская свита, которая является одним из основных генераторов УВ в юго-восточных районах Западной Сибири, отсутствует

[Решение..., 2004]. Уровень зрелости ОБ баженовской свиты на Герасимовской площади является недостаточным для интенсивной генерации УВ.

Баженовская свита представляет собой гигантское по площади распространения накопление преимущественно органогенных пород. Для построения современной геологической модели баженовской свиты, ее эволюции в катагенезе и прогноза ее нефтеносности первостепенное значение имеет исследование изменения состояния ОБ, одной из основных породообразующих ее компонент [Конторович и др., 2021]. Одной из главных задач устойчивого развития отечественного НГК является введение в экономический оборот трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, в том числе баженовской свиты [Филимонова и др., 2020]. Необходимо отметить, что существенная доля трудноизвлекаемой нефти сосредоточена и в среднеюрских отложениях тюменской свиты [Шмелев, 2018].

Целью исследования является анализ условий формирования ловушек УВ в юрских отложениях Герасимовского месторождения на основе моделирования палеозойско-мезозойской нефтегазовой системы. Данная работа является продолжением серии публикаций о перспективах нефтегазоносности Герасимовского месторождения [Космачева, Федорович, 2019; Федорович, Космачева, 2020].

МЕТОДИКА

Технология бассейнового моделирования реализуется за счет моделирования всех этапов эволюции осадочного бассейна от момента начала накопления осадочных толщ до настоящего времени. Последовательная интеграция геофизических, геологических и геохимических данных позволяет рассчитывать взаимосвязанные геологические процессы в осадочном бассейне и определять их влияние на образование и сохранность скоплений УВ [Hantschel, Kauerauf, 2009; Allen, Allen, 2013; Peters et al., 2017].

В основу работы были положены данные 23 разведочных скважин, вскрывших палеозойские отложения, и материалы сейсморазведки 3D, площадью 105 км².

Последовательная интеграция данных подразумевает создание комплексной геологической модели, которая состоит из нескольких частей:

- структурно-литологическая модель (возраст, структурные характеристики: сейсмогеологическая модель, литологический состав стратиграфических комплексов и др.);
- геохимическая модель (тип и кинетические параметры керогена, значения содержания органического углерода и углеводородного потенциала нефтегазопроизводящей толщи);
- температурная модель (плотность теплового потока у основания осадочного чехла, отражательная способность витринита с соответствующими глубинами замера и др.).

В качестве литологического заполнения стратиграфических комплексов в результате анализа геолого-геофизических исследований скважин выбраны типы пород из стандартных библиотек, учитывая преимущественно терригенный тип разреза (см. рис. 1). Каждому литотипу, характеризующему процентное содержание фракций, соответствует определенный набор параметров, таких как пористость, проницаемость и др. Стратификация отложений осадочного чехла осуществлялась на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и глубокого бурения.

В программном пакете Kingdom была проведена интерпретация материалов сейсморазведки 3D. На территории исследования в разрезе мезозойских образований выделены следующие отражающие горизонты (рис. 2): Ф₂ – подошва осадочного чехла; II^a – подошва баженовской свиты; III – кошайская пачка

(верхняя часть киялинской свиты); IV – кузнецовская свита. Выделение разломов и определение глубины их проникновения проводилось на основании анализа сейсмических разрезов. Основными критериями выделения элементов разрывной тектоники по данным сейсморазведки являются нарушение осей синфазности отражающих горизонтов, уменьшение энергетического уровня сейсмической записи и др. [Боганик, Гурвич, 2006].

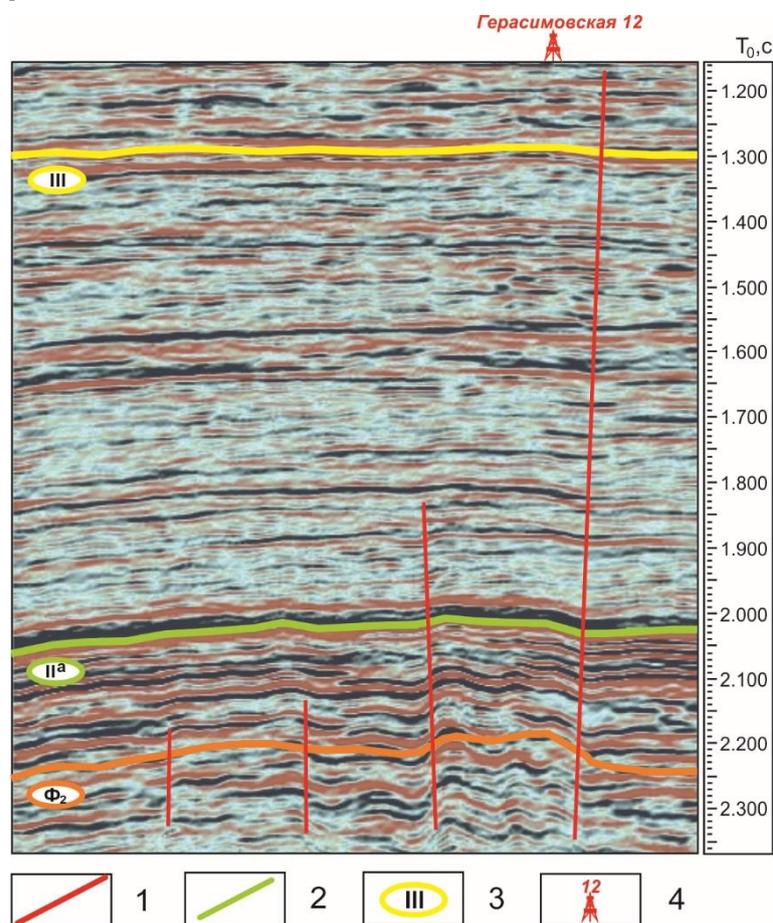


Рис. 2. Временной разрез через Герасимовское месторождение: 1 – дизъюнктивные нарушения; 2 – отражающий горизонт; 3 – индекс отражающего горизонта; 4 – скважина.

Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщи, а также обилие тектонических нарушений, которые проникают в базальные горизонты осадочного чехла, отрицательно сказываются на устойчивости волнового поля. Надежная корреляция отражающего горизонта Φ_2 требует большей опоры на результаты глубокого бурения. Стоит отметить, что принцип фазовой корреляции, который используется при прослеживании отражающих горизонтов осадочного чехла, не всегда приемлем при картировании доюрской поверхности [Конторович, 2002].

В отложениях девона содержание $C_{орг}$ не превышает 2 %, а HI достигает 200 мгУВ/г $C_{орг}$; в угольных пластах средней юры содержание $C_{орг}$ доходит до 44 %, а HI составляет 150 мгУВ/г $C_{орг}$, тогда как в баженовской свите – до 12 % и 700 мгУВ/г $C_{орг}$ соответственно [по данным ИНГГ СО РАН].

Теоретические положения реконструкции процессов нефтегазообразования основаны на принципах осадочно-миграционной теории нефтидогенеза [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967; Неручев и др., 1973]. Вариации глубинной зональности катагенеза обусловлены влиянием большого

количества факторов на преобразование ОБ, главным из которых является температура. Неравномерность процессов новообразования жидких и газообразных УВ отражена в различных классификациях катагенетических превращений ОБ. В настоящей работе особенности катагенетической преобразованности ОБ в процессе созревания устанавливались в соответствии со шкалой катагенеза, разработанной А.Э. Конторовичем и А.А. Трофимуком [1976].

Количественное описание процессов нефтидогенеза основано на моделировании кинетики преобразования керогена. Кинетика химических реакций для нефтегазоматеринских свит объясняет динамику выделения различных компонентов УВ [Behar et al., 1997; Vandenbroucke et al., 1999; Dieckmann et al., 2000]. Кинетика химических реакций для девонских отложений (II тип керогена [Dieckmann et al., 2000]), угольных пластов тюменской свиты (III тип керогена [Vandenbroucke et al., 1999]) и баженовской свиты (II тип керогена [Behar et al., 1997]) выбраны из стандартных библиотек в соответствии с условиями осадконакопления, литологическим составом и мощностью газоматеринских отложений.

Калибровка плотности теплового потока производилась по данным лабораторных измерений отражательной способности витринита. Результаты калибровки теплового потока показаны на рис. 3. Прослеживается удовлетворительное совпадение результатов модельных расчетов и реальных замеров отражательной способности витринита. Можно полагать, что модель теплового поля вблизи скважины является верной. Построенные одномерные модели с корректными граничными условиями легли в основу трехмерной модели территории исследования. Необходимо отметить, что количественная оценка масштабов аккумуляции УВ в пластах-коллекторах не проводилась.

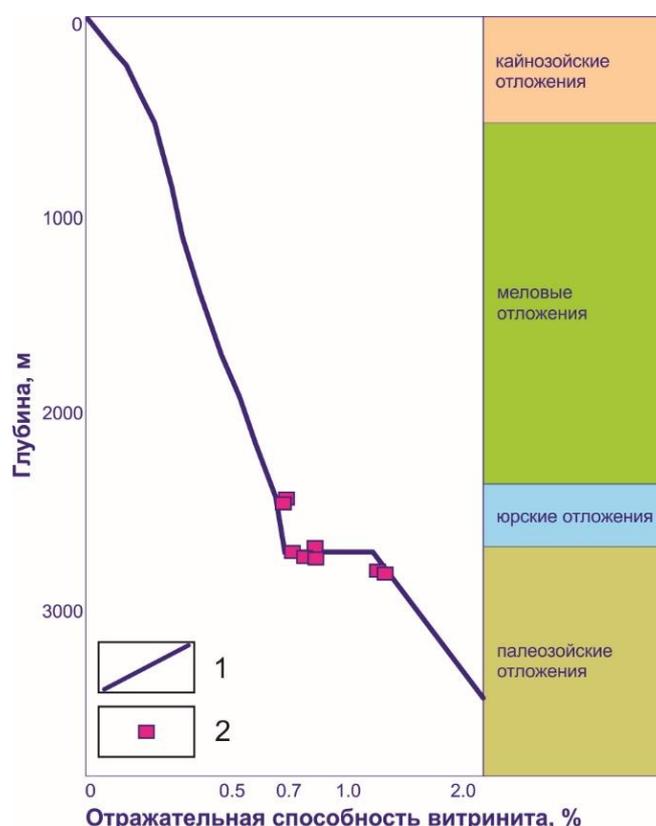


Рис. 3. Результаты калибровки плотности теплового потока по отражательной способности витринита на территории Герасимовского месторождения: 1 – модельные значения отражательной способности витринита; 2 – реальные значения отражательной способности витринита.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Моделирование условий формирования залежей углеводородов Герасимовского месторождения направлено на восстановление истории тектонического развития отложений; истории температур и погружения осадочных комплексов; определение изменения катагенетической преобразованности ОБ, коэффициента трансформации керогена и количественную оценку масштабов генерации УВ.

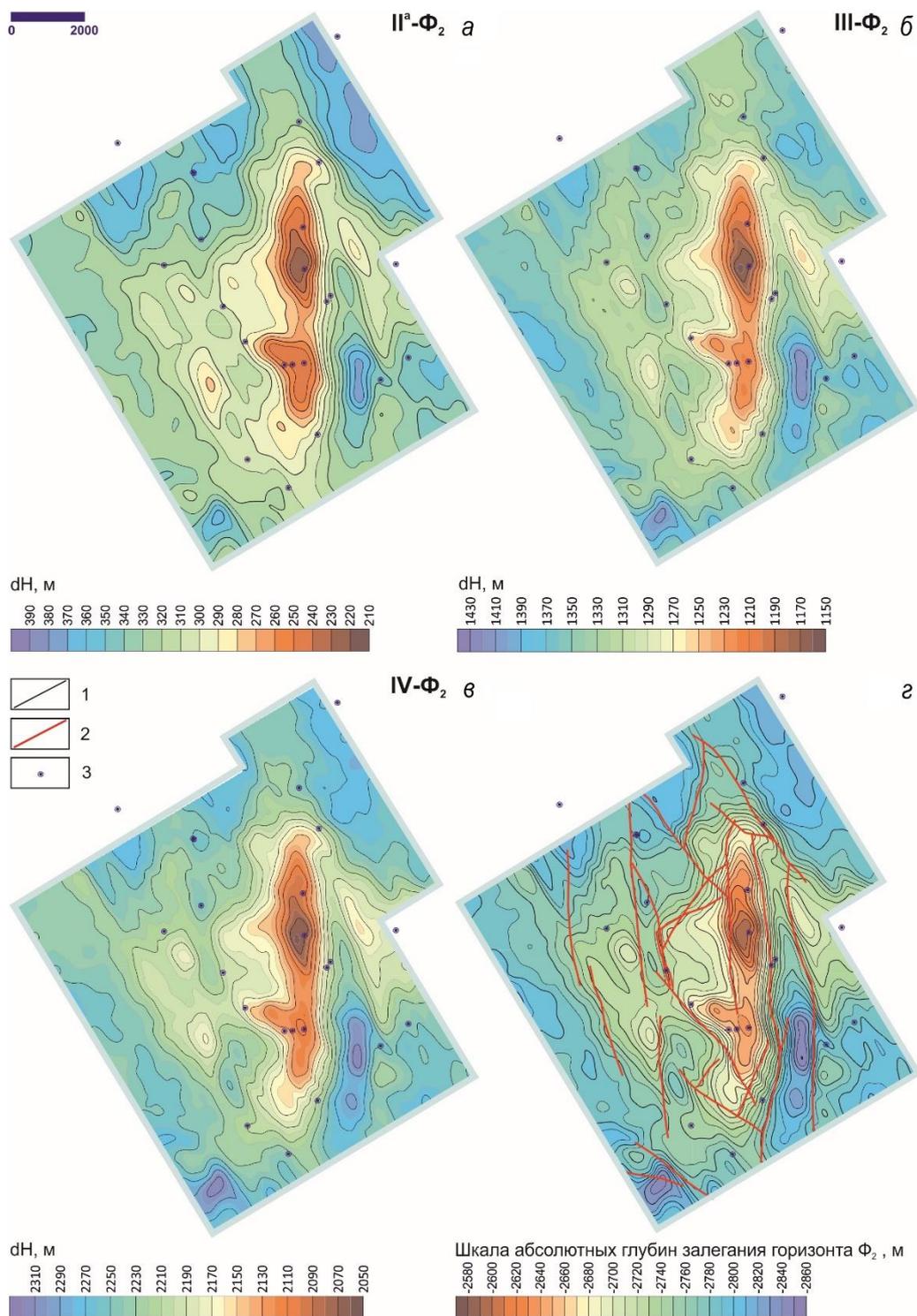


Рис. 4. Структура поверхности фундамента: а – на момент формирования баженовской свиты, б – на момент формирования кошайской пачки (аптский век), в – на момент формирования кузнецовской свиты (туронский век); г – в настоящее время: 1 – изопакты/изогипсы; 2 – дизъюнктивные нарушения; 3 – скважина.

Результаты сопоставления палеорельефа доюрского основания с современным строением района работ свидетельствуют о том, что в юрский этап уже были сформированы потенциальные ловушки УВ, и были заложены основные тенденции развития структур. На территории исследования прослеживаются три этапа тектонической активизации: раннеюрский, раннемеловой и позднемеловой [Космачева, Федорович, 2019]. Большинство дизъюнктивных нарушений сформировались до момента образования кошайской пачки киялинской свиты, и лишь некоторые затухают внутри сеноманской толщи пород (см. рис. 2). Разрывные нарушения могли выполнять роль каналов для миграции УВ из нефтегазоматеринских толщ в пласты-коллекторы. Для определения общих закономерностей формирования структур нефтегазоперспективных объектов проведен анализ изменения рельефа поверхности фундамента со временем (рис. 4).

Изучение изменения архитектуры поверхности фундамента во времени показало, что на протяжении юрского и мелового периодов на территории исследования существовало крупное локальное поднятие, которое расположено в центральной части, и представляет собой единую замкнутую структуру с серией локальных куполов. Формирование замкнутой изометричной структуры произошло благодаря унаследованному характеру развития рельефа территории. На протяжении всей истории развития поднятие так и оставалось замкнутым, лишь несущественно меняя свои очертания и амплитуду, и могло сохранять мигрирующие в коллекторы УВ.

Абсолютная глубина залегания кровли доюрского основания (см. рис. 4, *г*) варьирует в пределах 280 м (от –2860 до –2580 м). В рельефе прослеживается одно крупное локальное поднятие, которое расположено в центральной части района исследования. Оно вытянуто в северо-восточном направлении и оконтурено изолинией с абсолютной отметкой –2740 м. Амплитуда структуры составляет 140 м. Поднятие осложнено серией локальных куполов. Наиболее амплитудная его часть находится в центре и имеет аналогичное простираение. В этой зоне выделяется локальная структура с абсолютной отметкой –2720 м, которая осложнена двумя поднятиями с абсолютными отметками –2660 м. Структура, которая расположена ближе к северу, имеет амплитуду 60 м, а структура, расположенная южнее – 30 м. Также на востоке и на западе поднятия выделяется ряд более мелких вытянутых куполов, амплитуда которых не более 30 м.

История созревания ОВ в течение геологического времени восстанавливалась в соответствии с закономерностью его катагенетических превращений при погружении. Согласно установленным границам градации катагенеза МК₁¹–МК₂ отвечают главной зоне нефтеобразования (R^o — 0.50–1.15 %), МК₃¹–АК₂ — главной зоне интенсивного газообразования (R^o — 1.15–3.50 %) [Конторович, Трофимук, 1976].

Анализ схемы истории погружения осадочных комплексов и изменения катагенетической преобразованности ОВ (рис. 5, *а*) позволяет сделать следующие выводы:

- *девонские отложения* основанием вошли в главную зону нефтеобразования 380 млн лет назад в позднедевонскую эпоху, и к началу пермского периода уровень зрелости ОВ уже соответствовал поздним стадиям мезокатагенеза; высокая преобразованность ОВ связана с накоплением многокилометровой толщи осадков и последующим их размывом (интрузивных излияний на площади исследования и прилегающих территориях не зафиксировано [Сурков, Жеро, 1981]);
- *угольные пласты тюменской свиты* достигли начальных стадий мезокатагенеза 80 млн лет назад в позднемеловую эпоху и в настоящий момент генерируют УВ;
- *баженовская свита* основанием вошла в главную зону нефтеобразования около 60 млн лет назад в палеоценовую эпоху и находится там в настоящее время.

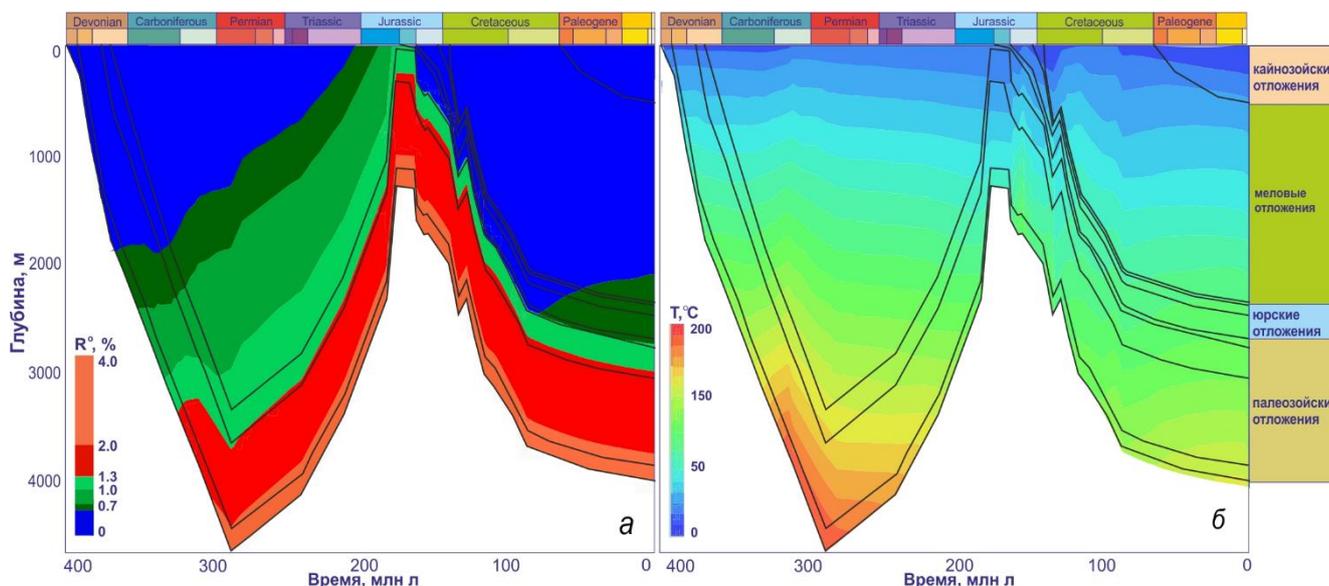


Рис. 5. История погружения осадочных комплексов: изменения катагенетической преобразованности ОВ (а); изменения температуры (б) в разрезе скважины Герасимовского месторождения.

Литификация флюидоупоров для палеозойских и юрских залежей УВ произошла до момента вхождения угольных пластов тюменской и баженовской свит в главную зону нефтеобразования и до того момента, как девонские отложения исчерпали свой генерационный потенциал. Необходимо отметить, что уровень зрелости ОВ в породах-коллекторах палеозоя, тюменской и васюганской свит средней и верхней юры на современном этапе соответствует начальным стадиям мезокатагенеза, что способствует сохранности нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей.

Наиболее интенсивному прогреву за всю историю развития бассейна подверглись отложения палеозоя на рубеже каменноугольного и пермского периодов (см. рис. 5, б). На глубине около 5 км температура составляла 200 °С. Для угольных пластов тюменской свиты и баженовской свиты значения температуры не превышали 100–120 °С.

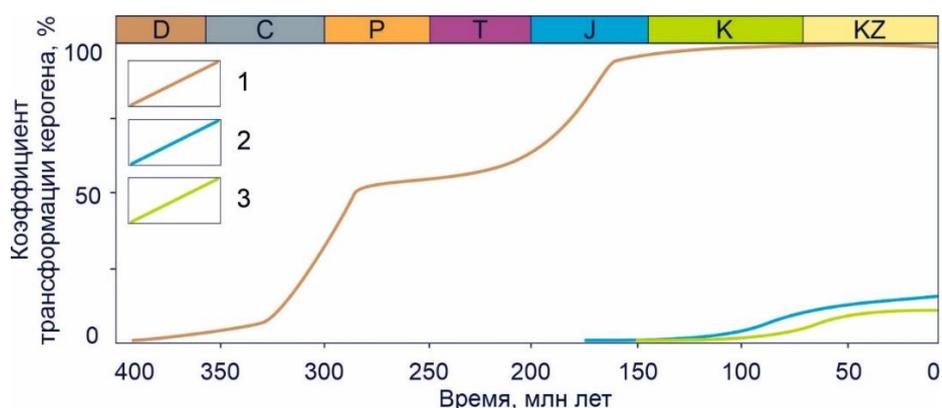


Рис. 6. Динамика изменения коэффициента катагенетической трансформации керогена: 1 – девонских отложений; 2 – угольных пластов тюменской свиты; 3 – баженовской свиты.

Важным показателем степени реализации генерационного потенциала ОВ является коэффициент трансформации керогена. Коэффициент трансформации керогена представляет собой отношение образованных керогеном УВ к общему количеству УВ, которые могут быть генерированы керогеном [Tissot, Welte, 1978]. Генерационный потенциал ОВ девонских отложений был реализован на 50 % около 290 млн

лет назад в раннепермскую эпоху, и уже к началу позднемеловой эпохи нефтематеринская толща исчерпала свои генерационные возможности (рис. 6). Коэффициент трансформации керогена угольных пластов тюменской и баженовской свит составляет около 20 % в настоящее время.

На рисунке 7 показано изменение катагенетической преобразованности ОВ по площади исследования на современном этапе.

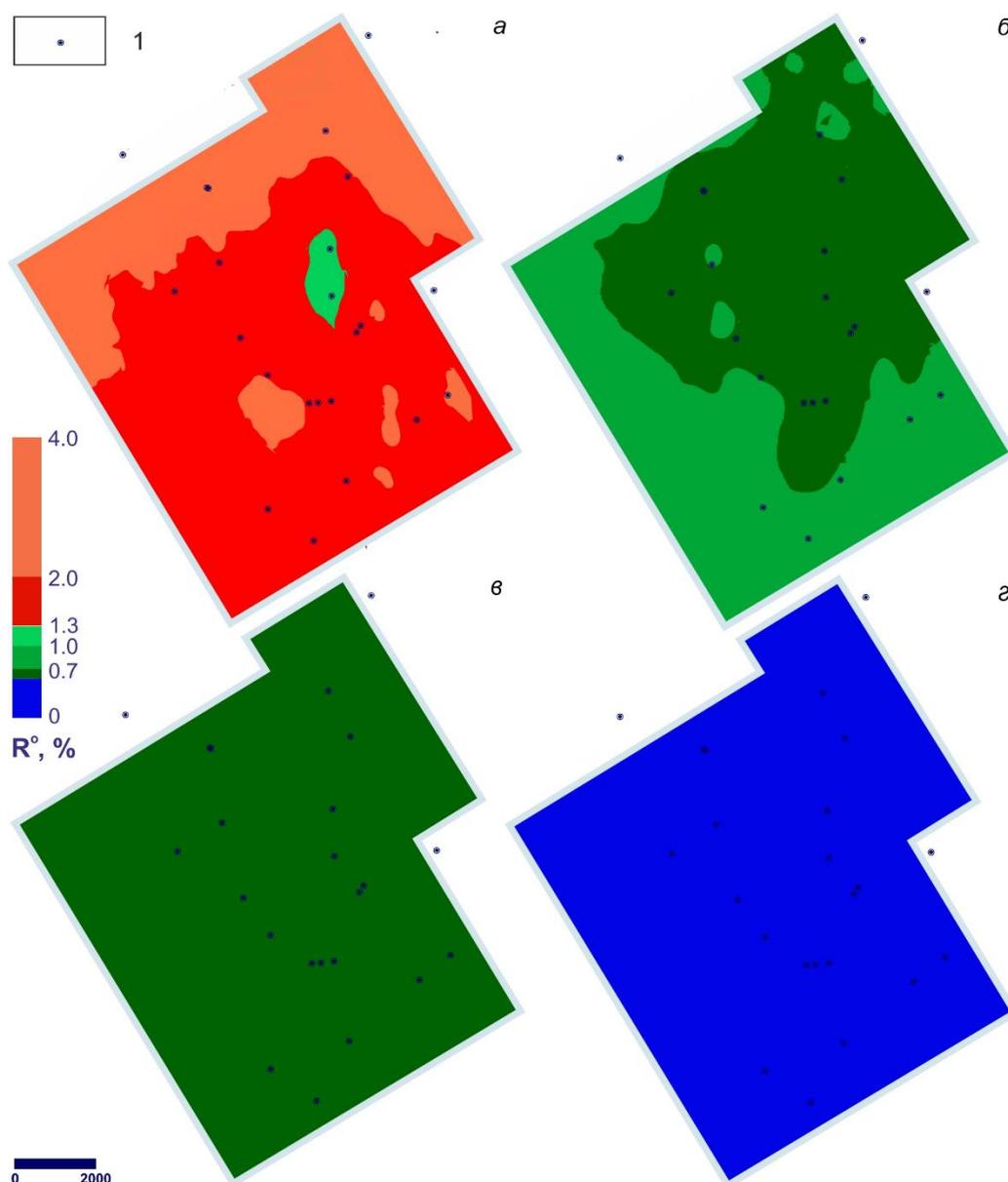


Рис. 7. Современная катагенетическая преобразованность ОВ девонских отложений (а); б – угольных пластов тюменской свиты (У₇); в – баженовской свиты и г – киялинской свиты; 1 – скважина.

В настоящее время уровень зрелости ОВ девонских отложений соответствует поздним стадиям мезокатагенеза. Исключением является наиболее приподнятая центральная часть территории, где катагенез ОВ достиг градации МК₃¹ (R^o — 1.15–1.55 %). Пониженный катагенез объясняется архитектурой поверхности фундамента и унаследованным характером его развития (см. рис. 4). На севере территории ОВ претерпело глубокие преобразования, характерные для стадий апокатагенеза. Органическое вещество угольных пластов тюменской и баженовской свит находится в главной зоне нефтеобразования

на всей площади исследования. К настоящему моменту киялинская свита еще не вошла в главную зону нефтеобразования.

На рисунке 8 представлена диаграмма геологических событий для верхнепермско-мезозойской нефтегазовой системы Герасимовского месторождения, которая наглядно демонстрирует хронологическую взаимосвязь между ее элементами и процессами в осадочном бассейне. Заполнение ловушек УВ происходило с позднейюрской эпохи, когда структуры современного плана, основные элементы нефтегазовой системы уже сформировались, и процессы генерации и миграции УВ протекали на территории исследования.

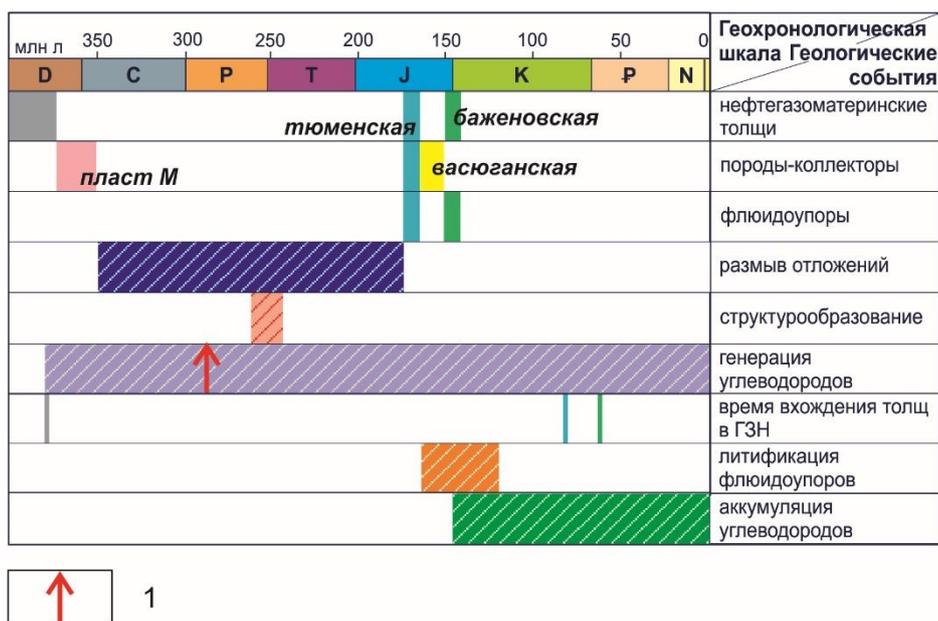


Рис. 8. Диаграмма геологических событий для палеозойско-мезозойской нефтегазовой системы Герасимовского месторождения: 1 – пик генерации УВ для девонских отложений.

Ниже представлена таблица, отражающая основные результаты моделирования процессов нефтегазообразования Герасимовского месторождения (табл. 1).

Таблица 1

Количественная оценка масштабов генерации УВ нефтегазопроизводящими толщами Герасимовского месторождения

Параметр нефтегазоматеринской толщи (НГМТ)	Баженовская свита	Угольные пласты тюменской свиты	Девонские отложения	Общее количество УВ
Остаточный потенциал (млн т)	344.9	992.3	0	1337.2
Количество генерированных УВ (млн т)	37.3	27.2	6687.6	6752.1
Количество аккумулированных УВ в НГМТ (млн т)	8.3	0.2	0	8.5
Количество эмигрировавших УВ из НГМТ (млн т)	29	27	6687.6	6743.6

Масштабы генерации УВ органическим веществом девонских отложений составляют более 6 млрд т условных углеводородов (УУВ). Генерированные УВ полностью эмигрировали из нефтематеринской толщи, часть из которых в определенные этапы геологической истории развития бассейна заполняла сформированные структуры – потенциальные ловушки УВ.

К настоящему моменту угольные пласты тюменской свиты генерировали около 30 млн т УУВ, количество аккумулированных УВ незначительное. Среднеюрские отложения обладают крупным остаточным потенциалом почти в 1 млрд т УУВ.

На современном этапе жидкие УВ активно генерируются ОВ баженовской свиты, масштабы генерации составляют около 40 млн т УУВ. Более 20 % от генерированных УВ было аккумулировано в нефтематеринской свите. Остаточный генерационный потенциал составляет более 300 млн т УУВ, который при благоприятных геологических условиях может быть реализован.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные структуры – потенциальные ловушки УВ, были сформированы уже в юрский этап развития территории исследования. На протяжении всей истории развития Герасимовское локальное поднятие оставалось замкнутым, лишь несущественно меняя свои очертания и амплитуду, и могло сохранять мигрирующие в коллекторы УВ.

Моделирование процессов генерации нефти и газа Герасимовского месторождения показало, что нафтидообразование на территории исследования протекало в несколько этапов. Девонские отложения вошли в главную зону нефтеобразования 380 млн лет назад в позднедевонскую эпоху. Уровень зрелости ОВ угольных пластов средней юры достиг начальных стадий мезокатагенеза – 80 млн лет, баженовской свиты – 60 млн лет назад. Начиная с позднеюрского этапа развития бассейна генерированные УВ заполняли сформированные ловушки УВ. Согласно модельным расчетам всего нефтегазоматеринскими породами генерировано почти 7 млрд т УУВ.

Генерационный потенциал ОВ девонских отложений был полностью реализован уже к началу позднемеловой эпохи. В настоящее время угольные пласты тюменской и баженовской свит, которые обладают достаточно крупным остаточным потенциалом, являются основным источником УВ на территории Герасимовского месторождения. Благоприятные термодинамические условия для сохранности нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей характерны для коры выветривания палеозоя тюменской и васюганской свит средней и верхней юры.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Боганик Г.Н., Гурвич И.И.** Сейсморазведка. Тверь: АИС, 2006. 743 с.
- Бордюг Е.В.** Генетические типы нефтей продуктивных отложений юго-восточной части Западной Сибири: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. М., 2012. 26 с.
- Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия академии наук СССР. Серия геологическая. 1967. № 11. С. 137–142.
- Иванов И.А.** Месторождения нефти и газа Томской области. Томск–Новосибирск, 2002. 254 с.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А.** Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Проблемы геологии и геохимии нафтидов и битуминозных пород. М.: Наука, 1976. С. 19–36.

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. 1967. Т. 8, № 2. С. 16–29. EDN:UJJGWM.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

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. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 972–1012. EDN:RAPIJF.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1026–1047. doi:10.15372/GiG2021119. EDN:GDRFLI.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 253 с.

Конторович В.А., Калинина Л.М. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя Западной Сибири, модели эталонных месторождений // Бурение и нефть. 2019. № 11. С. 18–25. EDN:XRISOT.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Аюнова Д.В., Ибрагимова С.М., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канакова К.И., Костырева Е.А., Соловьев М.В., Филиппов Ю.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. 2024. Т. 65, № 1. С. 72–100. doi:10.15372/GiG2023181. EDN:OWCTPK.

Космачева А.Ю., Федорович М.О. Нефтегазоносность Герасимовского месторождения по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки 3-D и данных глубокого бурения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 3. С. 6. doi:10.17353/2070-5379/29_2019. EDN:IFGVVJ.

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 180 с.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. 1973. Т. 14, № 10. С. 14–16. EDN:QBALUL.

Расторгуева А.О. Геолого-геофизические особенности Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых (Томск, 1–5 апр. 2013 г.). Томск, 2013. Т. 1. С. 397–399.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Т.А., Кирюхина И.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. Т. 61, № 2. С. 63–76. EDN:UAPZAT.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.

Федорович М.О., Космачева А.Ю. Компьютерное моделирование истории осадконакопления песчаных тел среднеюрского нефтегазоносного комплекса (на примере Герасимовского месторождения, Западная

Сибирь) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2020. № 4 (44) С. 8–13. doi:10.20403/2078-0575-2020-4-8-13. EDN:UNICZM.

Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В. ТРИЗ как база устойчивого развития // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 15. С. 25–40.

Шмелев П.В. ТРИЗ как объективная реальность. Особенности классификации и разработки трудноизвлекаемых запасов // Сибирская нефть. 2018. № 2. С. 16–23.

Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and applications to petroleum play assessment. Oxford: Blackwell Publishing, 2013. 619 p.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. 1997. Vol. 26 (5–6). P. 321–339. doi:10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

Dieckmann V., Horsfield B., Schenk H.J. Heating rate dependency of petroleum-forming reactions: implications for compositional kinetic predictions // Organic Geochemistry. 2000. Vol. 31 (12). P. 1333–1348. doi:10.1016/S0146-6380(00)00105-4.

Hantschel T., Kauerauf I.A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer, Berlin, 2009. 476 p. doi:10.1007/978-3-540-72318-9.

Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T. Basin and petroleum system modeling // Springer handbook of petroleum technology. Springer, Cham, 2017. P. 381–418.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. Springer, Berlin, 1978. 538 p.

Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) // Organic Geochemistry. 1999. Vol. 30 (9). P. 1105–1125. doi:10.1016/S0146-6380(99)00089-3.

REFERENCES

Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and applications to petroleum play assessment. Blackwell Publishing, Oxford, 2013. 619 p.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. 1997. Vol. 26 (5–6). P. 321–339. doi:10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

Boganik G.N., Gurvich I.I. Seismic prospecting (In Russ.). AIS, Tver, 2006. 743 p.

Bordyug E.V. Genetic types of oils from productive deposits of the southeastern part of Western Siberia. PhD Thesis (Geology and Mineralogy) (In Russ.). Moscow, 2012. 26 p.

Decision of the 6th Interdepartmental stratigraphic conference on the review and adoption of clarified stratigraphic schemes of Mesozoic deposits in Western Siberia (In Russ.). SNIIGGiMS, Novosibirsk, 2004. 114 p.

Dieckmann V., Horsfield B., Schenk H.J. Heating rate dependency of petroleum-forming reactions: implications for compositional kinetic predictions // Organic Geochemistry. 2000. Vol. 31 (12). P. 1333–1348. doi:10.1016/S0146-6380(00)00105-4.

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Computer modeling of the sand bodies depositional history of the Middle Jurassic petroleum play (by the example of the Gerasimovskoe field, Western Siberia) // Geology and Mineral Resources of Siberia. 2020. No. 4 (44). P. 8–13. (In Russ.). doi:10.20403/2078-0575-2020-4-8-13.

- Filimonova I.V., Komarova A.V., Mishenin M.V.** Hard to recover reserves as a basis for sustainable development // *Oil and Gas Technology*. 2020. No. 15. P. 25–40. (In Russ.).
- Hantschel T., Kauerauf I.A.** Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer, Berlin, 2009. 476 p. doi:10.1007/978-3-540-72318-9.
- Ivanov I.A.** Oil and gas fields of Tomsk region (In Russ.). Tomsk–Novosibirsk, 2002. 254 p.
- Kontorovich A.E., Trofimuk A.A.** Rock and petroleum formation // *Fossil Fuels. Problems of Geology and Geochemistry of Naphthides and Bituminous Rocks* (In Russ.). Nauka, Moscow, 1976. P. 19–36.
- Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A.** Metamorphism of organic matter and some issues of oil and gas potential (by the example of the Mesozoic deposits in the West Siberia) // *Geologiya i Geofizika*. 1967. Vol. 8 (2). P. 16–29. (In Russ.).
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Ervieu Yu.G.** Geology of oil and gas of Western Siberia (In Russ.). Nedra, Moscow, 1975. 680 p.
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A.** Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // *Russian Geology and Geophysics*. 2013. Vol. 54 (8). P. 747–779. doi: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R.** The theory of naphthidogenesis: a quantitative model of the catagenetic evolution of aquatic organic matter // *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 62 (8). P. 1840–858. doi:10.2113/RGG20214360.
- Kontorovich V.A.** Tectonics and petroleum potential of Mesozoic–Cenozoic deposits of the southeastern regions of West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2002. 253 p.
- Kontorovich V.A., Kalinina L.M.** Geological structure and hydrocarbon potential of Paleozoic deposits of Western Siberia, models of reference fields // *Drilling and Oil*. 2019. No. 11. P. 18–25. (In Russ.).
- Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Ayunova D.V., Ibragimova S.M., Burshtein L.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakova K.I., Kostyreva E.A., Solovyev M.V., Filippov Yu.F.** Geological structure and prospects of hydrocarbon potential of Paleozoic deposits in southeastern regions of West Siberia // *Russian Geology and Geophysics*. 2024. Vol. 65 (1). P. 60–84. doi:10.2113/RGG20234657.
- Kosmacheva A.Yu., Fedorovich M.O.** Petroleum potential of Gerasimov field according to integral interpretation of 3-D seismic survey and deep drilling data // *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*. 2019. Vol. 14 (3). Article 6. (In Russ.). doi:10.17353/2070-5379/29_2019.
- Kostyreva E.A.** Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia (In Russ.). GEO, Novosibirsk, 2005. 180 p.
- Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N.** Gas window is one of the catagenesis stages of marine organic matter evolution // *Geologiya i Geofizika*. 1973. Vol. 14 (10). P. 14–16. (In Russ.).
- Peters K., Schenk O., Scheirer A., Wygrala B., Hantschel T.** Basin and petroleum system modeling // *Springer handbook of petroleum technology*. Springer, Cham, 2017. P. 381–418.
- Rastorgueva A.O.** Geological and geophysical features of Gerasimov field. Problems of Geology and Development of Subsoil: Proceedings of the XVII International Symposium named after Academician M.A. Usov of Students and Young Scientists (Tomsk, 1–5 April, 2013). 2013. Vol.1. P. 397–399. (In Russ.).
- Shmelev P.V.** Hard to recover reserves as an objective reality. Peculiarities of classification and development of hard-to-recover reserves // *Siberian Oil*. 2018. No. 2. P. 16–23. (In Russ.).

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva T.A., Kiryukhina I.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia // *Georesources*. 2015. Vol. 61 (2). P. 63–76. (In Russ.).

Surkov V.S., Zhero O.G. Basement and development of the platform cover of the West Siberian plate (In Russ.). Nedra, Moscow, 1981. 143 p.

Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. Springer, Berlin, 1978. 538 p.

Vandenbroucke M., Behar F., Rudkiewicz J.L. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) // *Organic Geochemistry*. 1999. Vol. 30 (9). P. 1105–1125. doi:10.1016/S0146-6380(99)00089-3.

Vassoevich N.B. Theory of sedimentary and migration origin of oil (historical review and current state) // *Proceedings of USSR Sciences Academy. Geological Issue*. 1967. No. 11. P. 137–142. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КОСМАЧЕВА Алина Юрьевна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Западной и Восточной Сибири на основе комплексной интерпретации геофизических, геологических и геохимических исследований и технологии бассейнового моделирования.

ФЕДОРОВИЧ Марина Олеговна – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: расчленение и корреляция отложений Западной и Восточной Сибири, геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности на основе комплексирования сейсмогеологических, геохимических и литологических исследований с использованием бассейнового и фациального моделирования в программных комплексах PetroMod компании «Шлюмберже» и DIONISOS компании «BeicipFranlab».

ФОМИН Александр Николаевич – доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: диагностика генетической природы и уровня зрелости органического вещества углепетрографическими методами для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов.

*Статья поступила в редакцию 29 мая 2025 г.,
одобрена после рецензирования 5 июня 2025 г.,
принята к публикации 6 июня 2025 г.*