

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 18.03.2024 г.

Принята к публикации 19.04.2024 г.

EDN: XMCDLK

УДК 552.578.2.061.32(571.16)

Крутенко М.Ф., Лобова Г.

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Томск, Россия, margaritagalieva@gmail.com, lobovaga52@gmail.com

ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНЫЕ МОДЕЛИ ФАНЕРОЗОЙСКИХ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ СКВАЖИН СЕВЕРО-КАЛИНОВОГО И КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Предложена новая схема совместного палеотемпературного моделирования двух осадочных бассейнов: Нюрольского палеозойского и перекрывающего его более молодого мезозойско-кайнозойского. В результате моделирования установлено, что в условиях геолого-геофизического разреза Северо-Калинового и Калинового месторождений для палеозойских залежей углеводородов источниками газа и газоконденсата могут являться породы позднедевонской чагинской и среднедевонской чузикской свит. Потенциальным источником нефти можно рассматривать только позднедевонскую чагинскую свиту. Согласованность результатов восстановления термической истории с результатами пластовых испытаний и геохимических исследований свидетельствует о надежности применяемой методики палеотемпературного моделирования.

***Ключевые слова:** палеотемпературное моделирование, палеозойская залежь углеводородов, термическая история, Нюрольский палеозойский осадочный бассейн.*

Для цитирования: Крутенко М.Ф., Лобова Г. Палеотемпературные модели фанерозойских очагов генерации углеводородов для скважин Северо-Калинового и Калинового месторождений Томской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/10_2024.html EDN: XMCDLK

Введение

Перспективы нефтегазоносности осадочных образований фундамента Западно-Сибирской плиты предполагались уже на первом этапе изучения этого региона в 1930-е гг. (М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев и др.). После обнаружения в 1963 г. нефти в отложениях палеозоя на Медведевской площади (Томская область) первым сформулировал задачу выяснения перспектив нижнего структурного этажа и поисков залежей нефти и газа академик А.А. Трофимук. С этого момента начался наиболее интенсивный период изучения нефтегазоносности палеозоя.

Большой интерес в отношении перспектив нефтегазоносности вызывает Нюрольский палеозойский осадочный бассейн, представляющий собой впадину в пределах Межовского срединного массива. Поскольку такие бассейны формировались в условиях общего устойчивого погружения, предполагается существование благоприятных условий для накопления в них рассеянного органического вещества и преобразования его в

углеводороды (УВ) [Сурков, Жеро, 1981]. Перспективность Нюрольского осадочного бассейна с точки зрения тектонического строения подтверждается большим количеством открытых на данной территории залежей в палеозое, полученными притоками нефти и газа, многочисленными газо- и нефтепроявлениями.

В настоящее время выявлено три генетических типа источника, участвующих в генерации УВ залежей в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне: палеозойский, нижнеюрский (тогурская и тюменская свиты), смешанный (в формировании залежей участвует ОВ и палеозойского, и нижнеюрского источников) [Костырева, 2005]. Высказывается мнение и об участии в формировании палеозойских залежей УВ баженовской свиты [Ablyu et al., 2008]. В работах И.В. Гончарова [Гончаров и др., 2005, 2012] показано, что механизм образования залежей УВ для каждого месторождения уникальный, поэтому необходимо изучать генезис нефтей в каждом отдельном случае.

Геохимические методы определения генезиса являются довольно трудоемкими, поскольку требуют отбора проб и проведения лабораторных исследований. Наряду с геохимическими критериями существует метод палеотемпературного моделирования, который может являться хоть и не полноценной, но хорошей альтернативой геохимическим исследованиям. С помощью этого метода можно выявлять очаги генерации УВ и определять возможность реализации генерационного потенциала нефтематеринскими свитами. Палеотемпературное моделирование успешно применяется для решения этих задач учеными всего мира. В российской практике все чаще появляются работы, описывающие подходы к моделированию древних бассейнов [Никитин и др., 2015; Филиппов, Бурштейн, 2017; Кузнецова, 2021; Ярославцева, Бурштейн, 2022; Федорович, Космачева, 2023].

Опыт использования методов палеотемпературного моделирования насчитывает уже более 20 лет – его методика является отлаженной и надежной. В связи с этим предполагается, что использование этого метода позволит приблизиться к решению проблемы генезиса «палеозойских» залежей нефти и газа.

Цель настоящего исследования заключается в анализе термической истории палеозойско-мезозойских (фанерозойских) нефтематеринских формаций, вскрытых скважинами Калинового и Северо-Калинового месторождений Томской области, для оценки по геотемпературному критерию возможности реализации этими свитами генерационного потенциала.

Геологическое строение территории исследования

Территория исследования находится в Парабельском районе Томской области и включает Северо-Калиновое и Калиновое месторождения (рис. 1). Северо-Калиновое

месторождение расположено в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины к северо-западу от Калинового поднятия.

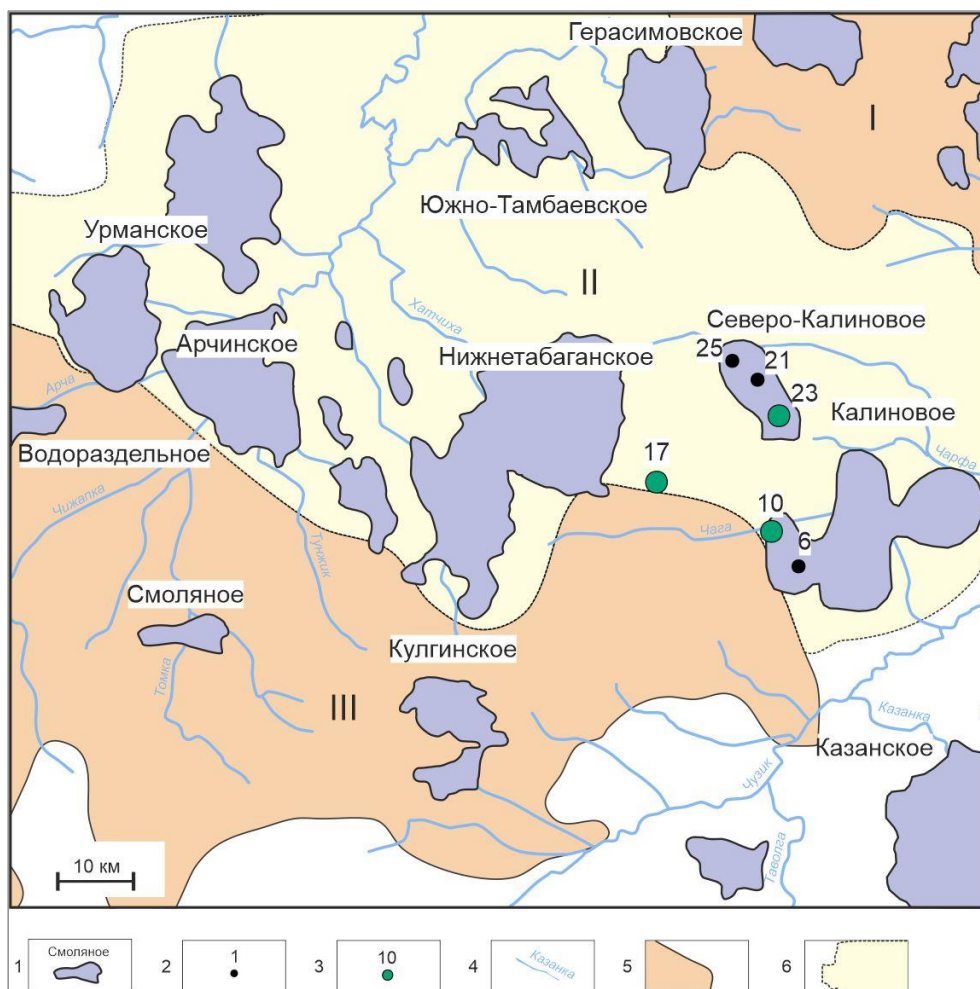


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования

1 - месторождение УВ; 2 - глубокая скважина; 3 - скважина, для которой выполнялось палеотемпературное моделирование; 4 - речная сеть; 5 - положительные структуры II порядка: I - Пудинское мезоподнятия, III - Лавровский мезовыступ; 6 - промежуточные структуры II порядка: II - Чузикско-Чижапская мезоседловина.

В геологическом строении описываемой территории принимают участие два осадочных бассейна: древний силурийско-пермский (его и называют Нюрольским палеозойским) и более молодой мезозойско-кайнозойский.

Формирование Нюрольского палеозойского осадочного бассейна начинается в раннем силуре [Исаев, 2012] с накопления на границе шельфа и батиали известняков и терригенных разностей ларинской свиты. Максимально возможная глубина такого палеобассейна могла достигать порядка 500 м. В позднесилурийское время происходит накопление вулканогенных отложений большеичской и майзасской свит при глубинах моря от 50 до 150 м. Отрицательные тектонические движения в лохковско-пражское время приводят к углублению

палеобассейна (до 500 м) и формированию разреза, сложенного переслаиванием глинистых известняков и аргиллитов. Черные глинисто-кремнистые известняки с прослоями известковых аргиллитов мирной толщи формируются уже в глубоководном бассейне при глубинах порядка 1000 м [Уилсон, 1980]. В первой половине эйфельского века происходит небольшой временной перерыв в осадконакоплении. Накопление осадков продолжилось во второй половине эйфеля при глубинах до 500 м. Глубоководные условия сохраняются вплоть до конца девона. При этом приток осадков с суши отсутствовал из-за равнинного рельефа континента [Исаев, 2012]. К этому времени накоплены мирная, чузикская и чагинская свиты. В каменноугольное время вплоть до башкирского века осадки формируются в мелководном море [Исаев, 2012]. В московском веке, в завершающую тектоническую фазу герцинской складчатости, начинается денудация накопившихся каменноугольных отложений. Именно к этому периоду приурочена смена морского режима осадконакопления на континентальный [Исаев, 2010]. В пермское время денудация прекращается, и в континентальных условиях накапливается омеличская свита. Отложения свиты представляют собой переслаивающиеся аргиллиты темно-серых и черных оттенков с отпечатками растений.

На рубеже перми и триаса формирование Ньюрольского осадочного бассейна прекращается. В период 249-251 млн. лет назад [Добрецов, 2005] поднятие мантийного суперплюма привело к активному рифтогенезу и сопровождающей этот процесс масштабной вулканической активности в Западной Сибири. Расхождение Колтогорско-Уренгойского рифта в триасе достигло красноморской стадии раскола с образованием Обского палеоокеана [Шеин, 2006]. По периферии Колтогорско-Уренгойского рифта формировались внутриконтинентальные рифты, из которых ближайшими к изучаемой территории являются Усть-Тымский и Чузикский апофизы [Мегакомплексы и глубинная..., 1986]. Образование океанической коры способствовало мощному погружению центральной части Западной Сибири, что вызвало лавинное накопление осадков. В осевой части Обского палеоокеана скорости седиментации в начале раннего триаса достигают 400-500 м/млн. лет, причем накапливаются как вулканиты – прямые производные рифтинга и спрединга, так и разнообразные по составу терригенные осадки [Аплонов, 2000]. На территории исследования все эти процессы отразились масштабной денудацией накопленных отложений вплоть до верхне-среднедевонских, по которым в среднем и позднем триасе образуется кора выветривания.

Формирование мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна начинается в ранней юре с накопления в отрицательных палеоформах доюрского рельефа отложений урманской и тогурской свит. На территории исследования ввиду повышенного рельефа эти свиты не накапливались (по материалам отчетов ТФ ТФГИ СФО). В основании разреза осадочного

бассейна залегают отложения тюменской свиты. Тюменская свита формируется в условиях прибрежно-континентального седиментогенеза с периодами ингрессий и режимом мелководно-морского, сильно опресненного бассейна глубиной до 25 м [Конторович и др., 2013]. В отличие от тюменских отложений вышележащие васюганская, георгиевская и баженовская свиты сформировались в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях. Глубина баженовского моря на территории исследования достигала 100-200 м [Конторович и др., 2013].

Накопление нижней части раннемеловых отложений в объеме куломзинской и тарской свит происходило в условиях прибрежных равнин, временами заливавшихся мелководным морем глубиной порядка 25 м [Конторович и др., 2014]. Такие условия сохраняются и в готериве, а в барреме меняются на континентальные.

В туронском веке глины кузнецовской свиты накапливаются при глубине бассейна 25-100 м. Такой режим сохраняется вплоть до раннего палеоцена. В палеоцене осадконакопление талицкой свиты происходило в прибрежно-морском бассейне при постоянно меняющейся береговой линии. Начиная с конца бартонского века территория Западной Сибири испытывает общее поднятие – происходит постепенное сокращение и обмеление палеобассейна [Рычкова, 2006]. До настоящего времени на территории исследования сохраняется континентальный режим осадконакопления.

Нефтегазоносность

Залежи УВ на месторождениях Северо-Калиновое и Калиновое связаны с доюрским, среднеюрским и верхнеюрским нефтегазоносными комплексами.

На **Северо-Калиновом месторождении** основная залежь – Южный купол Северо-Калиновой структуры имеет две вершины, амплитуды поднятий которых - 10 и 13 м. Северный купол - площадь 2,2 км² при оконтуривающей изогипсе -2475 м с амплитудой 4 м. Восточный купол Северо-Калиновой структуры характеризуется площадью в 2,6 км² при замыкающей изогипсе -2455 м и амплитудой 5 м.

Перепад высот кровли доюрского комплекса составляет около 260 м. Его поверхность нарушена значительным количеством разнонаправленных разломов, ряд из которых контролирует контрастные эрозионно-тектонические выступы, над ними в отложениях осадочного чехла и сформированы наиболее крупные пликвативные структуры.

Нефтяная залежь в пласте М₁, вскрытая скв. Северо-Калиновое 25, имеет сложное литологическое и тектоническое ограничение. Тип коллектора - трещинно-поровый. При испытании интервала 3030-3044 м получен приток нефти 113 м³/сут на 8 мм штуцере. Эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 14 м. Порода представлены

скрытокристаллическими органогенными трещиноватыми известняками.

Залежь пласта М приурочена к кремнисто-глинистым отложениям коры выветривания и со всех сторон контролируется разрывными нарушениями, ограничивающими блок кремнистых известняков. В пределах выступа абсолютная глубина доюрского основания лежит в диапазоне от -2920 до -2782 м. В скв. Северо-Калиновая 21 выше отметки -2820 м получила развитие незначительная газоконденсатная залежь, ниже отметки -2880 м – чисто нефтяная, а в диапазоне 2820-2880 м – нефтегазоконденсатная. Залежь вскрыта двумя скважинами - Северо-Калиновая 21 и 23.

В юрских отложениях на территории месторождения скв. Северо-Калиновая 21 вскрыты газоконденсатные залежи в пластах Ю₆, Ю₂ и Ю₁.

Калиновая структура оконтурена изогипсой -2520 м с общим широтным простиранием, значительно «раздуваясь» в западной части, приобретает самостоятельную ось северо-восточной направленности.

Скв. Калиновая 17 пробурена на склоне Хатчинского локального поднятия. Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении и осложнено двумя куполами. Площадь поднятия в структурном плане баженовской свиты – 8,3 км², амплитуда – 9 м, оконтуривающая изогипса – -2474 м. В рельефе доюрского основания параметры поднятия: площадь – 3 км², амплитуда – 15 м, оконтуривающая изогипса – -2870 м.

Кора выветривания на месторождении сложена брекчиевидной породой (скв. Калиновая 16) и кремнисто-сидеритовой породой (скв. Калиновая 17). По керну во внутреннем палеозое отмечено содержание битума во многих интервалах (скважины Калиновая 7, 12, 13, 14, 15, 16, 17).

Результаты испытаний скважин Северо-Калинового и Калинового месторождений представлены в табл. 1.

Методика моделирования

Ранее на территории исследования выполнено палеотемпературное моделирование для мезозойско-кайнозойского осадочного чехла [Исаев и др., 2021] по известной методике [Исаев и др., 2018], базирующейся на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. Данная методика включает решение обратной задачи геотермии для нахождения квазипостоянного теплового потока и прямой задачи геотермии для расчета геотемператур с известным тепловым потоком.

Поставленные задачи и геологическое строение территории обуславливают необходимость выполнения совместного палеотемпературного моделирования двух осадочных бассейнов: палеозойского и мезозойско-кайнозойского. Сложность такого

моделирования связана с учетом энергетического эффекта тектоно-магматической активизации, предшествующей началу формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна. Следовательно, при выполнении палеотемпературного моделирования необходимо учитывать динамику изменяющегося во времени теплового потока.

Таблица 1

Результаты испытаний на Северо-Калиновом и Калиновом месторождениях

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
скв. Северо-Калиновое 23			
Тюменская свита (Ю ₇)	2865–2878	Нефть + пластовая вода	0,23
Тюменская свита (Ю ₁₁)	2905–2913	«Сухо»	-
Кора выветривания (М)	3022–3047	Нефть	40,8
скв. Северо-Калиновое 21			
Тюменская свита (Ю ₂)	2656–2673	Газ, конденсат	1,53 тыс.; 5,4
Тюменская свита (Ю ₆)	2821–2839	Газоконденсат	25 тыс.
Кора выветривания (М)	2917–2937	Газ, газоконденсат, конденсат	31,7 тыс.; 18,3 тыс.; 4,43
Кора выветривания (М)	2970–2983	Нефть	13,4
Кора выветривания (М)	2970–2992	Нефть	11,88
Кора выветривания (М)	2970–3005	Нефть, газ, пластовая вода	9,8; 28,5 тыс.; 2,4
Внутренний палеозой (М ₁)	3248–3259; 3269–3282	Пластовая вода	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3269–3282	Пластовая вода	0,056
скв. Калиновое 10			
Кора выветривания (М)	2855–2896,5	Нефть с растворенным газом	1,98
Внутренний палеозой (М ₁)	3120–3140	«Сухо», пленка нефти	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3140–3152	«Сухо», пленка нефти	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3164–3176, 3190–3198	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3197–3208, 3208–3216	«Сухо»	-
скв. Калиновое 17			
Васюганская свита (Ю ₁)	2614–2623	Газоконденсатноводная смесь	87 тыс.
Тюменская свита (Ю ₃)	2712–2724	Практически «сухо»	-
Тюменская свита (Ю ₆)	2844–2853	Пластовая вода	1,33
Кора выветривания (М)	3020–3030	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3070–3078	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3138–3142, 3146–3154	«Сухо»	-
скв. Калиновое 6			
Васюганская (Ю ₁)	2523–2537	Газоконденсат	30,08 тыс.
Тюменская свита	2612–2617	Газоконденсат	202,9 тыс.
Тюменская свита (Ю ₃)	2623–2640	Газоконденсат	744 тыс.
Тюменская свита (Ю ₄)	2674–2684	Газоконденсат	87,50 тыс.
Кора выветривания (М)	2808–2831	Нефтеконденсат, газ	8,88; 29,05 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2864–2878	Нефть, газ	12,1; 41,4 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2884–2894	Нефть, газ	12,3; 32,6 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2904–2947	Нефть, газ	14,23; 33,7 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2925–2947	Нефть, газ	12,63; 30,83 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2960–2980	Нефтеконденсат, газ	13,7; 33,9 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2970–2980	Газоконденсат, нефть	26,6 тыс.; 10,5
Внутренний палеозой (М ₁)	2990–3005	Нефть, газ	22,8; 43,5 тыс.

Примечание. Таблица составлена по материалам ТФ ТФГИ СФО.

Такой подход реализован в новой схеме палеотемпературного моделирования, взявшей за основу существующую методику В.И. Исаева, но дополненной реконструкциями теплового потока, реализованными двухэтапным расчетом. Первые результаты моделирования с использованием этой схемы продемонстрированы в статье В.И. Исаева с соавторами [Исаев и др., 2022]. Впоследствии методика дорабатывалась [Крутенко, Исаев, Лобова, 2023], и в настоящей статье она представлена с последними корректировками.

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Экспериментальные данные о палеотермометрах, характеризующих температуры осадочного чехла в период до активизации мантийного плюма, получить невозможно ввиду того, что все органические и минеральные показатели палеотемператур характеризуют только максимальные температуры, то есть эпохи активизации плюма. Поэтому принято, что тепловой поток, соответствующий периоду формирования палеозойского осадочного бассейна (силурийско-каменноугольный период 443,4-313,2 млн. лет назад), постоянный и превосходит современный тепловой поток из основания осадочного разреза в два раза.

На реализацию активной схемы рифтогенеза требуется длительное время. В авторской модели проплавление континентальной литосферы до подошвы коры и ее растяжение происходит в период 313,2-250 млн. лет назад, то есть за 63 млн. лет, что согласуется с оценками других исследователей – 50-75 млн. лет [Аплонов, 2000]. Тепловой поток этого периода характеризуется довольно резким возрастанием и математически описывается в соответствии с фазой растяжения в наиболее тщательно исследованной и применяемой модели изменения теплового потока при рифтогенезе McKenzie (1978 г.) [Hantschel, Kauerauf, 2009].

Максимальное увеличение теплового потока приурочено к моменту активизации мантийного суперплюма 250 млн. лет назад. Его величина калибруется с использованием измерений отражательной способности витринита (ОСВ) в доюрской части разреза.

После этого наступает фаза охлаждения литосферы, сопровождающаяся резким снижением теплового потока. Математически снижение теплового потока имеет экспоненциальную тенденцию [Macgregor, 2020] и занимает около 50 млн. лет (250,0-201,3 млн. лет назад).

С начала юрского времени, что соответствует началу формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, тепловой поток является квазипостоянным [Дучков и др., 1990; Курчиков, 2001]. Величина теплового потока рассчитывается путем решения обратной задачи геотермии с использованием фактических температур и измерений ОСВ.

Основой модели является литолого-стратиграфический разрез скважины (табл. 2), дополненный теплофизическими параметрами: теплопроводностью,

температуропроводностью и плотностью радиогенной теплогенерации. Параметризация разреза мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины (по материалам ТФ ТФГИ СФО). Поскольку палеозойские отложения скважинами вскрываются лишь на небольшую глубину, литолого-стратиграфический разрез палеозойского осадочного бассейна реконструируется на основании принятой региональной стратиграфической схемы палеозойских образований для Нюрольского структурно-фациального района [Решения совещания..., 1999]. Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя, принят по материалам отчетов ТФ ТФГИ СФО. Теплофизические свойства пород задаются согласно литологии стратиграфических комплексов.

В качестве краевого условия в математическую модель включены климатические вариации температур на земной поверхности (рис. 2). С раннемелового времени (120-0 млн. лет назад) вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций [Исаев и др., 2016]. С позднеордовикского до раннемелового времени (449,1-120 млн. лет назад) он дополняется палеоклиматическими реконструкциями [Scotese, 2016], основанными на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода.

Тепловой поток, как выше упоминалось, рассчитывается в два этапа. На первом этапе для совместного разреза двух осадочных бассейнов решается обратная задача геотермии. Рассчитанная величина характеризует квазипостоянный тепловой поток из основания палеозойского осадочного разреза и соответствует времени формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна (201,3-0 млн. лет назад). В роли фактических измерений для построения моделей выступают температуры, полученные при испытаниях скважин (по материалам ТФ ТФГИ СФО), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений ОСВ. Значения ОСВ предоставлены Лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск). Переход от измерений ОСВ в мезозойско-кайнозойской части разреза к температуре осуществляется по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [Isaev, Fomin, 2006]. Диаграмма позволяет выявить соответствие между значениями ОСВ и температурами в достаточно узком диапазоне R_{vt}° 0,5-0,8%.

Таблица 2

Осадочный разрез скважины Северо-Калиновая 23, совмещающий литолого-стратиграфическую разбивку по данным бурения и реконструкции стратиграфического разреза

Индекс отложений на рис. 6А	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	5	0
	Плиоценовые N ₂	4,71	1,64	3,07	1	5
	Миоценовые N ₁	24	4,71	19,29	5	6
	Некрасовская серия Pg _{3nk} Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	140	11
	Чеганская свита Pg _{2-3hq} Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	45	151
	Люлинворская свита Pg _{2ll} Эоцен	54,8	41,7	13,1	47	196
	Талицкая свита Pg _{1tl} Палеоцен	61,7	54,8	6,9	35	243
	K	Ганькинская свита Pg _{1-K2gn} Маастрихт-дан	73,2	61,7	11,5	121
Славгородская свита K _{2sl} Верхний сантон-кампан		86,5	73,2	13,3	43	399
Ипатовская свита K _{2ip} Коньяк-нижний сантон		89,8	86,5	3,3	185	442
Кузнецовская свита K _{2kz} Турон		91,6	89,8	1,8	23	627
Покурская свита K _{1-2pk} Верхний апт-альб-сеноман		114,1	91,6	22,5	900	650
Альмская K _{1a1-2} Апт		120,2	114,1	6,1	0	-
Киялинская свита K _{1kls} Готерив-баррем		132,4	120,2	12,2	712	1550
Тарская свита K _{1tr} Валанжин		136,1	132,4	3,7	92	2262
Куломзинская свита K _{1klm} Берриас-валанжин		145,8	136,1	9,7	222	2354
J _{3bg}		Баженовская свита J _{3bg} Титон	151,2	145,8	5,4	23
J ₃	Георгиевская свита J _{3qr} Кимеридж	156,6	151,2	5,4	8	2599
	Васюганская свита J _{3vs} Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	70	2607
J _{2tm}	Тюменская свита J _{2tm} Аален-бат	174,1	162,9	11,2	345	2677
T	Кора выветривания T Норий-тоар	213	174,1	38,9	3	3022
-	Размыв омеличской, среднеvasюганской, кехорегской и части чагинской свит	252,2	213	39,2	-1040	-
P ₁₋₂	Омеличская толща P _{1-2om} Казанский ярус-вятский ярус	276,6	252,2	24,4	190	-
-	Размыв елизаровской свиты	313,2	276,6	36,6	-120	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} Башкирский ярус	320,2	313,2	7	120	-
	Среднеvasюганская свита C _{1-2sv} Верхний серпухов-башкирский ярус	326,2	320,2	6	220	-
	Кехорегская свита C _{1kh} Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430	-
D _{3cg}	Чагинская свита D _{3cg} Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480*	3025
D ₂	Герасимовская свита D _{2gr2-3} Верхний живет	386,9	382,7	4,2	920	3305
D _{2cz}	Чузикская свита D _{2cz1} Верхний эйфель-нижний живет	390,5	386,9	3,6	200	4225
-	Перерыв (скрытое несогласие) Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D _{1mr}	Мирная свита D _{1mr} Эмс	407,6	393,3	14,3	400	4425
S _{2-D1}	Лесная свита D _{1ls} Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4825
	Майзасская свита S _{2mz} Пржидол	423	419,2	3,8	200	5305
	Большеничская свита S _{2bl} Лудлов	427,4	423	4,4	209	5505
S _{1lr}	Ларинская свита S _{1lr} Лландовери-венлок	443,4	427,4	16	450	5714

*Показана мощность чагинской свиты, которая частично размыва (размываемая мощность в модели - 200 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность - 184 м).

Примечания. Глубина реконструированного разреза - 6164 м; фактический забой - скв. 3209 м; серой заливкой выделены размывы девонско-каменноугольных отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении, оранжевой - строки с потенциально нефтематеринскими свитами, зеленой - мощности отложений, вскрытых бурением, желтой - реконструированные мощности отложений.

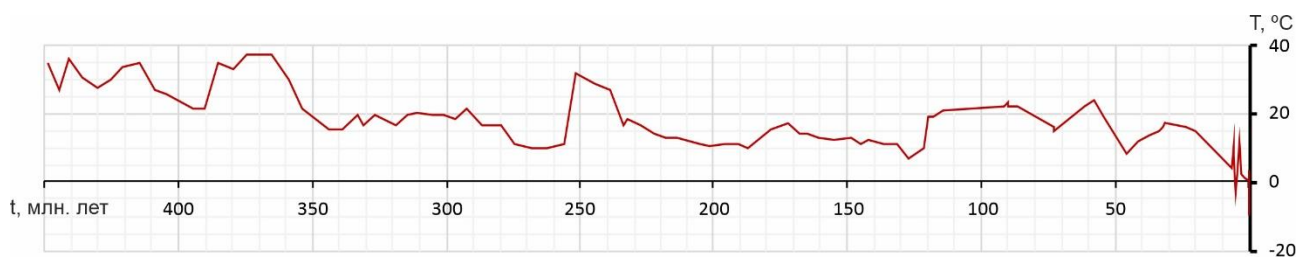


Рис. 2. Палеоклиматический график для юго-востока Западной Сибири
(по [Исаев и др., 2016; Scotese, 2016])

На втором этапе подбирается величина максимального теплового потока, связанного с моментом активизации мантийного суперплюма 250 млн. лет назад. Значение теплового потока контролируется температурами, пересчитанными из ОСВ в доюрской части разреза. Переход от измерений ОСВ в доюрской части разреза к температуре осуществляется по известной методике Easy%Ro [Sweeney, Burnham, 1990], основанной на зависимости ОСВ от времени и температуры в диапазоне R^o_{vt} 0,3-4,5%.

Далее составляется модель динамики теплового потока во времени с количественным учетом возрастания в фазе растяжения литосферы (313,2-250 млн. лет назад) и снижения в фазе охлаждения литосферы (250-201,3 млн. лет назад). Величина теплового потока в период формирования палеозойского осадочного бассейна (443,4-313,2 млн. лет назад) принимается квазипостоянной и превосходит современный в 2 раза (рис. 3).

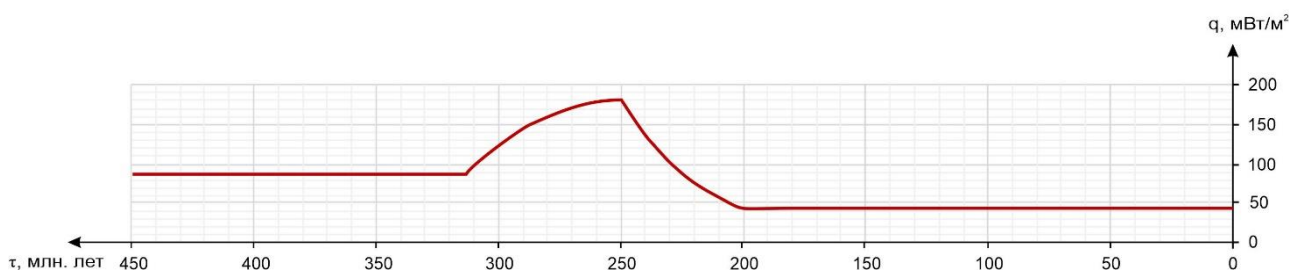


Рис. 3. График динамики теплового потока на примере скважины Северо-Калиновая 23

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные последовательно изображены в виде блок-схемы на рис. 4.

Решением прямых задач при известном тепловом потоке рассчитываются температуры в каждой из нефтематеринских свит на ключевые моменты геологического времени. Анализ результатов моделирования выполняется, исходя из динамики геотемператур в разрезе, начиная с силурийского времени.

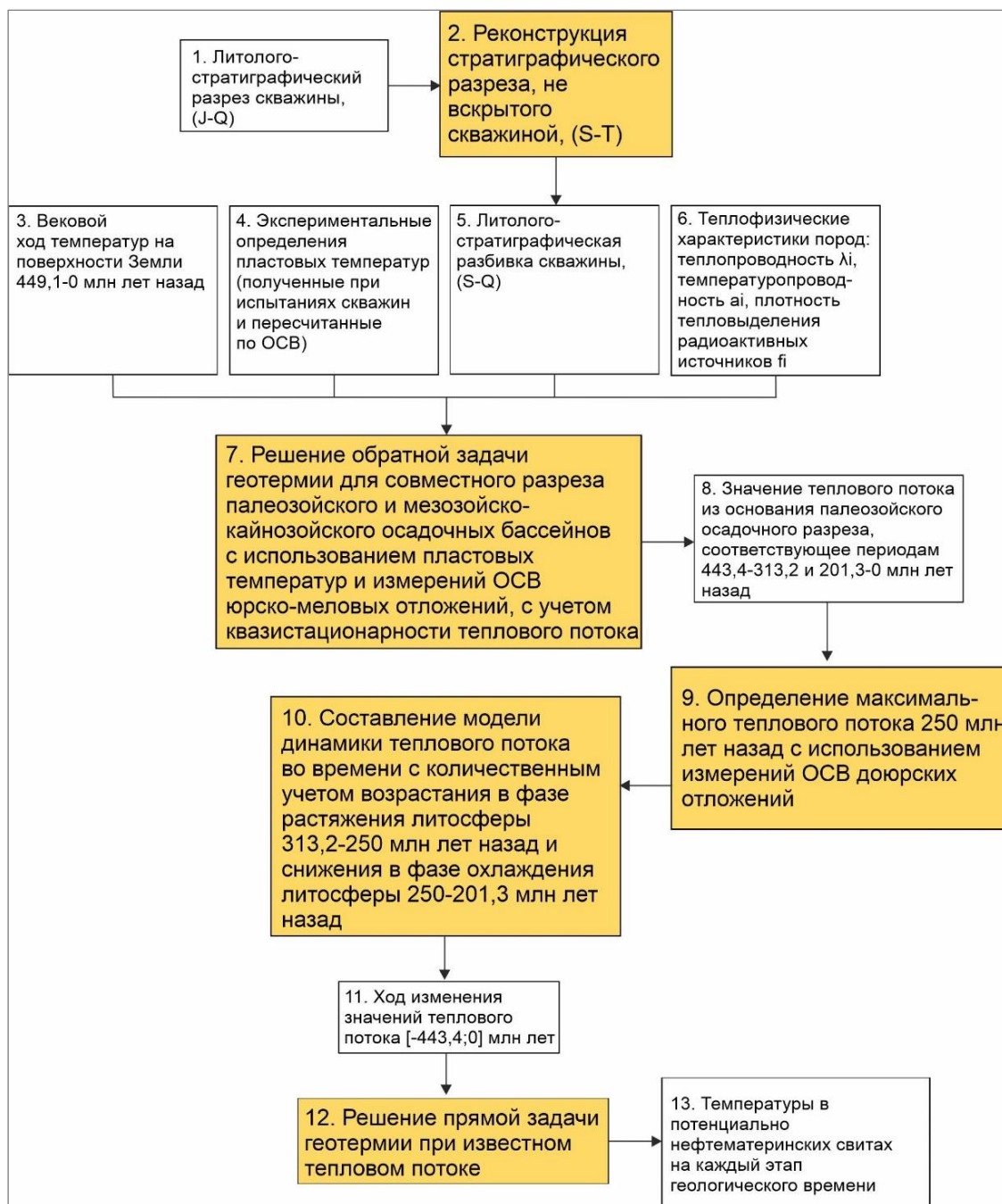


Рис. 4. Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ

Оценка корректности палеотемпературных моделей

Для проведения палеотемпературного моделирования выбраны скважины Северо-Калиновая 23, Калиновая 10 и Калиновая 17. Выбор скважин обусловлен наличием фактических температур как в мезозойско-кайнозойской, так и в палеозойской частях разреза, а также результатов пластовых испытаний. В результате двухэтапного моделирования получены значения теплового потока в скважинах Северо-Калинового и Калинового месторождений (табл. 3). При решении обратной задачи геотермии на первом этапе среднеквадратическое отклонение в скв. Северо-Калиновая 23 составляет $\pm 4^{\circ}\text{C}$, а в остальных

не превышает уровень оптимальной невязки $\pm 2^\circ\text{C}$. Величины современного теплового потока скважин изменяются в небольшом диапазоне - 42-44 мВт/м². Поэтому можно говорить о том, что результаты расчетов согласованы (рис. 5). На втором этапе расчеты во всех трех скважинах соответствуют уровню оптимальной невязки.

Анализ результатов моделирования

Органическое вещество очень чувствительно к малейшим изменениям температуры, которые приводят к необратимым реакциям при его созревании. Следовательно, параметры зрелости органического вещества зависят от максимальной температуры и эффективного времени прогрева вмещающих толщ [Фомин, 2011].

Таким образом, ключевыми факторами, контролирующими реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН) и главной фазы газообразования (ГФГ). По общераспространенному мнению, ГФН охватывает градации катагенеза МК₁¹-МК₂: битумообразование достигает максимальной интенсивности в раннем мезокатагенезе (градации МК₁¹⁻²) и снижается к границе МК₂-МК₃¹ [Фомин, 2011]. Значительное повышение интенсивности генерации метана (ГФГ) установлено на последующих за ГФН грациях катагенеза (МК₃¹-АК₁) [Неручев, Рагозина, Капченко, 1973]. Преобразованность органического вещества в ГФН оценивается по ОСВ $R_{vt}^o = 0,60-1,15\%$, в ГФГ - $R_{vt}^o = 1,15-2,00\%$ [Фомин, 2011]. Для анализа термической истории предлагается использовать в качестве граничных значений диапазоны геотемператур для ГФН – 90-145 °С, для ГФГ – 145-190°С (перевод ОСВ в температуры осуществлен по методике Easy%Ro [Sweeney, Burnham, 1990]). При высокой преобразованности отложений $R_{vt}^o > 3,0\%$ залежи УВ не встречаются [Фомин, 2011], поэтому принято, что температуры выше 220°С являются разрушительными для УВ.

При этом важно понимать, что глубинная часть осадочного чехла, в которой прошла ГФГ, почти совершенно лишена образовавшихся в ней на предыдущих этапах жидких УВ и характеризуется распространением газовых залежей – продуктов заключительного этапа генерации УВ при катагенезе органического вещества [Фомин, 2011].

Оценка возможности аккумуляции и сохранности УВ в доюрских резервуарах дается в результате сопоставления периодов существования очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой фанерозойской потенциально нефтематеринской свите (табл. 4, рис. 6) и времени формирования доюрских резервуаров.

Таблица 3

Результаты решения обратной задачи геотермии для скважин Северо-Калинового и Калинового месторождений

Приуроченность / глубина, м	Температура, °С				Тепловой поток, мВт/м ² / динамическая характеристика
	Пластовая измеренная	По ОСВ (R_{vt}^o)	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
скв. Северо-Калиновая 23					
J _{2tm} / 2858	94	-	94	0	44 / квазистационарный, начиная с юры до современного, из основания осадочного разреза (6164 м)
J _{2tm} / 3000	103	-	98	-5	
J _{3bg} / 2580	-	96 (0,62)	102	+6	
D _{3cg} / 3066*	-	152 (1,3)	152	0	181 / пермо-триасовый скачок 250 млн. лет назад (4178 м)
скв. Калиновая 10					
J _{3vs} / 2575	-	99 (0,64)	99	0	43 / квазистационарный, начиная с юры до современного, из основания осадочного разреза (5451 м)
D _{3cg} / 3067**	-	139 (1,1)	139	0	175 / пермо-триасовый скачок 250 млн. лет назад (3388 м)
скв. Калиновая 17					
J _{2tm} / 2840	89	-	89	0	42 / квазистационарный, начиная с юры до современного, из основания осадочного разреза (5879 м)
D _{2gr} / 3026***	-	137 (1,1)	137	0	165 / пермо-триасовый скачок 250 млн. лет назад (3898 м)

* глубина положения образца - 250 млн. лет назад 1080 м; ** глубина положения образца - 250 млн. лет назад 1004 м; *** глубина положения образца - 250 млн. лет назад 1045 м.

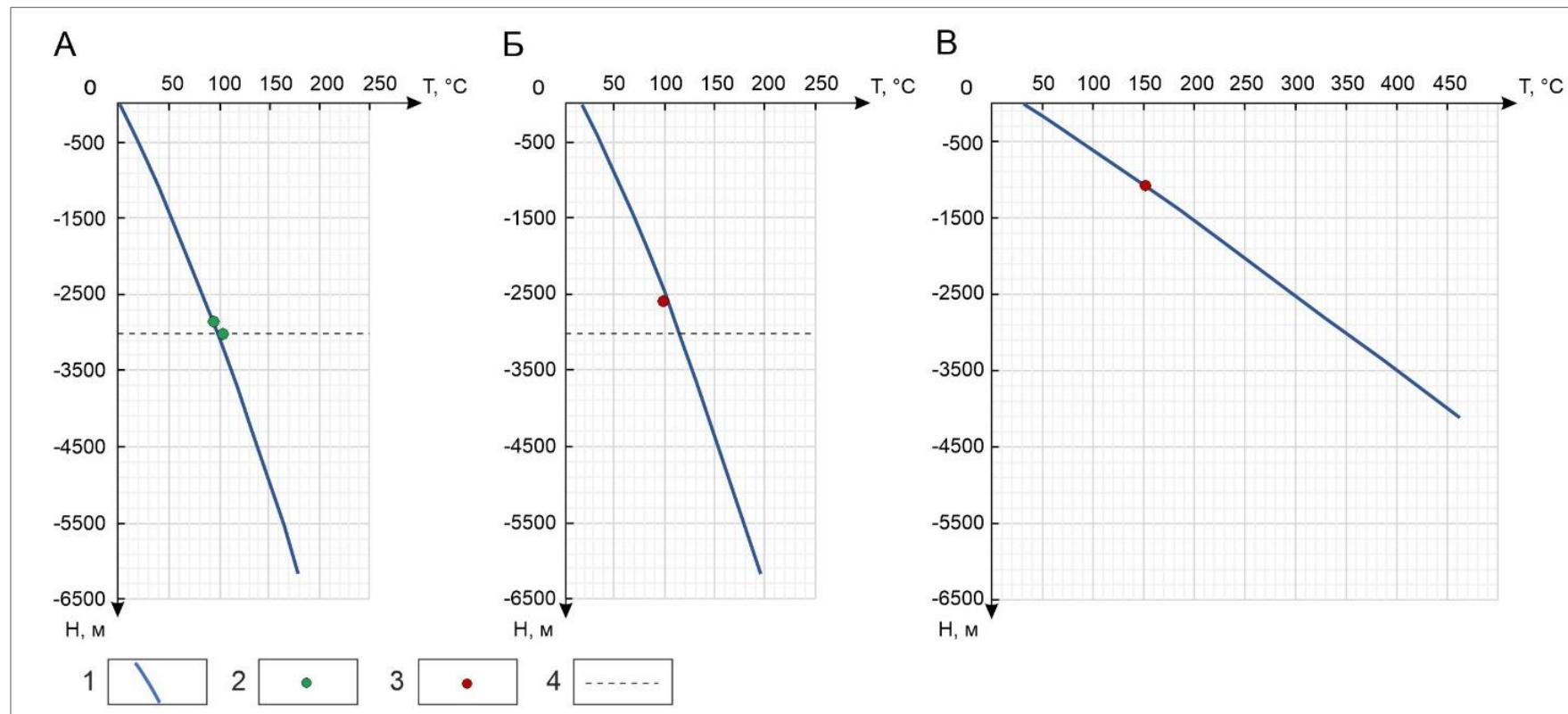


Рис. 5. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Северо-Калиновая 23 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях - 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях - 250 млн. лет назад (В)
 1-3 - геотемпературы (1 - расчетные; 2 - измеренные пластовые; 3 - определенные по ОСВ); 4 - положение подошвы осадочного чехла.

По опубликованным ранее данным [Белозеров, Гарсия Бальса, 2018], в формировании нефтегазоносности Нюрольского палеозойского осадочного бассейна участвуют два резервуара: коры выветривания и внутреннего палеозоя. Резервуар коры выветривания (горизонт М) формируется в период с 213 млн. лет назад и до конца предъюрского перерыва в осадконакоплении – 174,1 млн. лет назад. Резервуар верхней части внутреннего палеозоя (горизонт М₁) обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания. Вторичные коллекторы сформировались не раньше 213 млн. лет назад.

На территории исследования получили распространение следующие фанерозойские потенциально нефтематеринские свиты: баженовская (J₃bg), тюменская (J₂tm), чагинская (D₃cg), чузикская (D₂cz), мирная (D₁mr) и ларинская (S₁lr). В среднем девоне в районе скважин Северо-Калиновая 23 и Калиновая 17 произошла кратковременная смена условий осадконакопления – вместо верхней подсвиты чузикской свиты накапливалась герасимовская свита (D₂gr₂₋₃). Мощность чузикской свиты для них принята в объеме нижней подсвиты. В скв. Калиновая 17 чагинская свита размыта в полном объеме.

Результаты палеотемпературного моделирования (см. рис. 6) показывают, что во всех трех изучаемых скважинах ларинская (S₁lr) и мирная (D₁mr) свиты длительное время подвергались воздействию деструктивных для УВ температур свыше 220°C. Таким образом, на территории исследования данные свиты не могут рассматриваться как возможные источники генерации УВ.

Чузикская (D₂cz) свита также подвергалась воздействию температур свыше 220°C в скважинах Северо-Калиновая 23 и Калиновая 17. В скв. Калиновая 10 чузикская свита не испытывала разрушительных температур. Свита входит в ГФГ 252,2 млн. лет назад и находится в ней до 243,3 млн. лет назад. Чузикская свита в скв. Калиновая 10 может являться источником газа.

В скв. Северо-Калиновая 23 чагинская (D₃cg) свита 276,6 млн. лет назад входит в ГФН на 24,4 млн. лет. Свита входит 252,2 млн. лет назад в ГФГ на 8,9 млн. лет. Во время палеотемпературного максимума 250 млн. лет назад свита прогрелась от кровли до подошвы от 125 до 178°C. Причем 200 м из этих отложений размыты во время периода масштабной денудации. Диапазон максимальных температур в сохранившихся отложениях - 147-178°C.

Следовательно, анализ термической истории чагинской свиты в скв. Северо-Калиновая 23 показал, что максимальные температуры свиты соответствуют более ГФГ, чем ГФН. Но учитывая, что нижняя граница ГФН (145°C) довольно близка, можно ожидать, что верхи чагинской свиты могут являться источником нефти, а низы – источником газа.

Расчетные геотемпературы потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Северо-Калиновья 23

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, МВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
0	0	44	86 (2590)	94 (2850)	103 (3160)	133 (4320)	141 (4620)	174 (5940)
1,64	1	44	88 (2580)	96 (2840)	105 (3160)	136 (4320)	143 (4620)	176 (5930)
4,71	3	44	90 (2580)	98 (2840)	108 (3160)	138 (4320)	146 (4620)	179 (5930)
24	16	44	102 (2580)	110 (2840)	119 (3150)	149 (4310)	157 (4610)	190 (5930)
32,3	16	44	97 (2440)	104 (2700)	113 (3010)	144 (4170)	151 (4470)	184 (5790)
41,7	12	44	90 (2390)	98 (2650)	107 (2970)	137 (4130)	145 (4430)	178 (5740)
54,8	19	44	97 (2340)	105 (2610)	114 (2920)	145 (4080)	152 (4380)	185 (5700)
61,7	22	44	98 (2310)	105 (2570)	115 (2890)	145 (4050)	152 (4350)	185 (5660)
73,2	16	44	88 (2190)	95 (2450)	105 (2770)	135 (3930)	143 (4230)	176 (5540)
86,5	22	44	91 (2150)	99 (2410)	108 (2720)	138 (3880)	146 (4180)	179 (5500)
89,8	22	44	85 (1960)	93 (2220)	102 (2540)	133 (3700)	140 (4000)	173 (5310)
91,6	22	44	82 (1940)	90 (2200)	99 (2520)	129 (3680)	137 (3980)	170 (5290)
114,1	21	44	53 (1040)	60 (1300)	70 (1620)	100 (2780)	108 (3080)	141 (4390)
116,3	18	44	52 (1040)	59 (1300)	69 (1620)	99 (2780)	107 (3080)	139 (4390)
120,2	19	44	50 (1040)	57 (1300)	66 (1610)	96 (2770)	103 (3070)	136 (4390)
132,4	14	44	22 (330)	30 (590)	39 (900)	69 (2060)	77 (2360)	110 (3680)
145,8	12	44	13 (10)	21 (270)	30 (590)	60 (1750)	68 (2050)	101 (3360)
151,2	14	44		21 (250)	30 (570)	61 (1730)	68 (2030)	101 (3340)
156,6	14	44		20 (240)	30 (560)	60 (1720)	68 (2020)	101 (3330)
162,9	15	44		20 (170)	29 (490)	59 (1650)	67 (1950)	100 (3260)
174,1	17	44			21 (140)	52 (1300)	59 (1600)	93 (2920)
213	14	62			20 (140)	62 (1300)	73 (1600)	119 (2910)
220,1	15	76			26 (240)	83 (1500)	96 (1800)	153 (3110)
235,5	22	118			71 (670)	159 (1930)	179 (2230)	268 (3540)
243,3	29	150			112 (890)	221 (2150)	247 (2450)	358 (3760)
250	31	181			152 (1080)	282 (2340)	312 (2640)	446 (3950)
252,2	32	180			150 (1080)	279 (2340)	309 (2640)	442 (3950)
276,6	14	165			103 (890)	222 (2150)	249 (2450)	370 (3760)
313,2	20	87			76 (1010)	140 (2270)	155 (2570)	220 (3880)
320,2	17	87			66 (890)	130 (2150)	145 (2450)	210 (3760)
326,2	20	87			57 (670)	121 (1930)	136 (2230)	201 (3540)
358,9	30	87			43 (240)	107 (1500)	122 (1800)	187 (3110)
382,7	34	87				84 (1020)	99 (1320)	163 (2630)
386,9	31	87				36 (100)	51 (400)	115 (1710)
393,3	22	87					32 (200)	97 (1510)
407,6	27	87						82 (1110)
423	32	87						53 (430)
427,4	29	87						40 (220)

Примечания. Голубой заливкой показаны температуры ГФН, желтой - температуры ГФГ, фиолетовой - температуры, превышающие 220°C (вызывающие деструкцию УВ), красной - времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях.

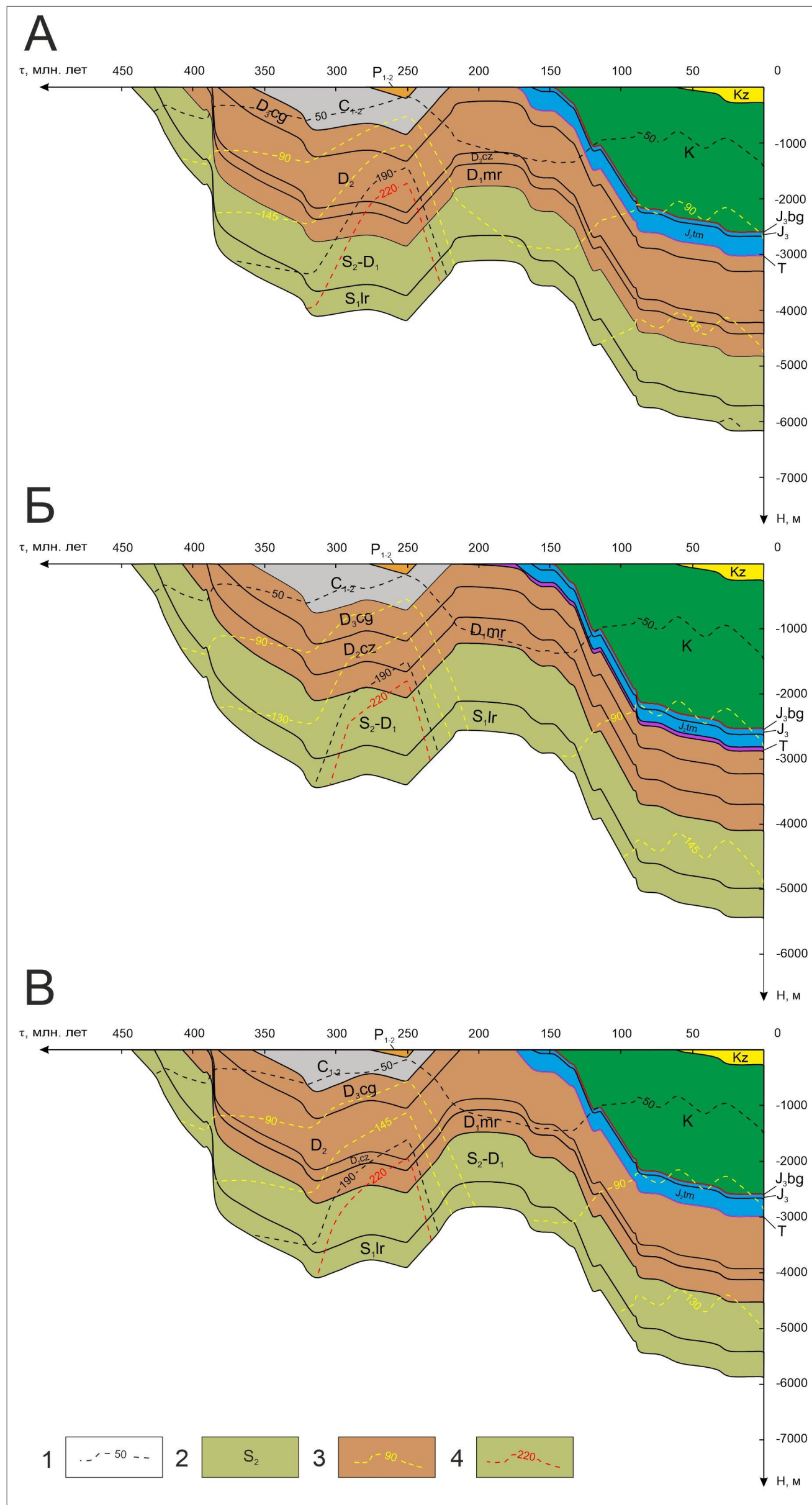


Рис. 6. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважин Северо-Калиновая 23 (А), Калиновая 10 (Б) и Калиновая 17 (В)

1 - изотермы; 2 - стратиграфическая приуроченность отложений; 3 - изотермы граничных температур ГФН; 4 - изотерма начала деструкции УВ. Расшифровка стратиграфических индексов отложений приведена в табл. 2.

В скв. Калиновая 10 чагинская свита 291,2 млн. лет назад входит в ГФН и остается в ней вплоть до 238 млн. лет. Таким образом, чагинская свита может являться источником нефти для палеозойских залежей.

Выявленные очаги генерации УВ в доюрских нефтематеринских свитах по времени (250-238 млн. лет назад) близки к началу формирования доюрских резервуаров 213 млн. лет назад.

Юрские свиты не испытывали воздействия деструктивных температур. Тюменская (*J_{2tm}*) свита во всех трех скважинах 92-87 млн. лет назад на длительное время входит в ГФН. В скв. Северо-Калиновая 23 благоприятные условия для генерации жидких УВ сохранились и до настоящего времени. Баженовская (*J_{3bg}*) свита во всех исследуемых скважинах входила в ГФН дважды. Обе свиты по температурному критерию могут выступать в качестве источника нефти. Ко времени существования в этих свитах очагов генерации нефти доюрские резервуары уже сформировались.

Однако миграцию баженовской нефти в доюрские резервуары сложно представить. Мощность юрских отложений в изученных скважинах без учета баженовской свиты составляет от 285 м в скв. Калиновая 10 до 400-423 м в скважинах Северо-Калиновая 23 и Калиновая 17.

Возможность аккумуляции тюменской нефти в доюрских резервуарах опровергают результаты геохимических исследований. По геохимическим признакам нефть на Калиновом и Северо-Калиновом месторождениях генерирована палеозойским морским органическим веществом [Гончаров, 1987; Петров, 1994; Костырева, 2005; Бордюг, 2011; Гончаров и др., 2012; Ступакова и др., 2015].

Скв. Северо-Калиновая 23 вскрыла нефтяную часть нефтегазоконденсатной залежи в пласте М (см. табл. 1). По результатам палеотемпературных реконструкций установлено, что источником нефти и газа в районе скважины, скорее всего, является позднедевонская чагинская свита. Образовавшийся чагинский газ, вероятно, мигрировал в сводовую часть ловушки в районе скв. Северо-Калиновая 21. Данное предположение подтверждается результатами испытаний: в скв. Северо-Калиновая 21 из пласта М получены притоки газа, газоконденсата и нефти (см. табл. 1).

В скв. Калиновая 10 в результате испытаний интервала коры выветривания зафиксирован приток нефти с растворенным газом, а интервала внутреннего палеозоя – приток пластовой воды с пленкой нефти (см. табл. 1). Анализ термической истории показал, что источником этой нефти может быть позднедевонская чагинская свита, а источником газа могут быть и позднедевонская чагинская, и среднедевонская чузикская свиты. О значительных масштабах генерации УВ свидетельствуют значительные дебиты газа, газоконденсата и нефти, полученные во вскрывшей ту же залежь скв. Калиновая 6 (см. табл. 1).

В результате испытаний интервалов доюрских резервуаров в скв. Калиновая 17 притоков не выявлено (см. табл. 1). Анализ термической истории показал, что в районе этой скважины в доюрских потенциально нефтематеринских свитах существовал неблагоприятный геотемпературный режим для генерации и сохранности УВ: ларинская, мирная и чузикская свиты подверглись воздействию разрушительных для УВ температур, а чагинская свита размыта.

Заключение

Методом палеотемпературного моделирования на примере скважин Северо-Калинового и Калинового месторождений выявлены вероятные источники залежей УВ, аккумулированных в доюрских резервуарах. Источниками полученных в результате испытаний газа и газоконденсата могут являться породы позднедевонской чагинской и среднедевонской чузикской свит. Источником нефти может быть только позднедевонская чагинская свита.

Отсутствие притоков УВ из доюрских интервалов в скв. Калиновая 17 обусловлено неблагоприятным геотемпературным режимом в доюрских нефтематеринских свитах для генерации и сохранности УВ.

Таким образом, полученные авторами результаты восстановления термической истории подтверждаются результатами пластовых испытаний и геохимических исследований. Это свидетельствует о надежности применяемой методики палеотемпературного моделирования.

Литература

Аглонов С.В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов. - СПб.: ЦГИ ТЕТИС, 2000. - 210 с.

Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2018. - Т. 329. - № 6. - С. 128-139.

Бордюг Е.В. Генетические типы нефтей на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. - 2011. - № 6. - С. 64-67.

Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 181 с.

Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия. - 2005. - № 8. - С. 892-898.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Журова Е.Л. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 11. - С. 8-13.

Добрецов Н.Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): Сибирские и Эмейшаньские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды // Геология и

геофизика. - 2005. - Т. 46. - № 9. - С. 870-890.

Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. - 1990. - №10. - С. 51-60.

Исаев В.И., Галиева М.Ф., Лобова Г., Кузьменков С.Г., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири // Георесурсы. - 2022. - Т. 24. - № 3. - С. 17-48.

Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Тихоцкий С.А., Фомин А.Н. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) // Физика Земли. - 2018. - № 2. - С. 124-144.

Исаев В.И., Искоркина А.А., Лобова Г.А., Фомин А.Н. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири // Геофизический журнал. - 2016. - Т. 38. - №4. - С. 3-25.

Исаев В.И., Крутенко Д.С., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Старостенко В.И. Картирование теплового потока Западной Сибири (юго-восток) // Геофизический журнал. - 2021. - Т. 43. - № 6. - С. 173-195.

Исаев Г.Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности // Георесурсы. - 2012. - Т. 48. - № 6. - С. 24-30.

Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. - 2010. - № 4. - С. 52-68.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 745-776.

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.

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. - 183 с.

Крутенко М.Ф., Исаев В.И., Лобова Г. «Палеозойская» нефть Урманского месторождения (юго-восток Западной Сибири) // Геосистемы переходных зон. - 2023. - Т. 7. - № 3. - С. 243-263.

Кузнецова Е.А. Нефтегазоносность глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса юго-востока Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Вестник Пермского университета. Геология. - 2021. - Т. 20. - №. 3. - С. 274–283.

Курчиков А.Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2001. - Т. 42. - №11-12. - С. 1846-1853.

Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. - М.: Недра, 1986. - 148 с.

Неручев С.Г., Rogozina E.A., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. - 1973. - № 10. - С. 14-16.

Никитин Д.С., Иванов Д.А., Журавлев В.А., Хуторской М.Д. Объёмная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов // Георесурсы. - 2015. - № 1. - С. 13-19.

Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Геология нефти и газа. - 1994. - №. 6. - С. 13-19.

Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. - Новосибирск, 1999. - 80 с.

Рычкова И.В. Стратиграфия и палеогеография верхнего мела-среднего палеогена юго-востока Западной Сибири // Автореферат дис. ... к. г.-м. н. - Томск, 2006. - 22 с.

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

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

Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. - М.: Недра, 1980. - 463 с.

Федорович М.О., Космачева А.Ю. Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) // Георесурсы. - 2023. - Т. 25. - № 1. - С. 81-94.

Филиппов Ю.Ф., Буриштейн Л.М. История генерации нафтидов в Предъенисейском осадочном бассейне // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: сборник материалов. В 4 т. Т. 1. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. - С. 166-170.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - 331 с.

Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России. - М.: ВНИГНИ, 2006. - 776 с.

Ярославцева Е.С., Буриштейн Л.М. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/38_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2022)

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin - What is the evidence? // Organic Geochemistry. - 2008. - V. 39. - No. 8. - P. 1176-1184.

Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. - Heidelberg: Springer, 2009. - 476 p.

Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyuroł'ka Megadepression // Russian Geology and Geophysics. - 2006. - V. 47. - No. 6. - P. 734-745.

Macgregor D.S. Regional variations in geothermal gradient and heat flow across the African plate // Journal of African Earth Sciences. - 2020. - V. 171. DOI: [10.1016/j.jafrearsci.2020.103950](https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103950)

Scotese C. A new global temperature curve for the Phanerozoic // GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs. - 2016. - V. 48. - No. 7. - P. 74-31.

Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics // AAPG bulletin. - 1990. - V. 74. - No. 10. - P. 1559-1570.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 18.03.2024

Published 19.04.2024

Krutenko M.F., Lobova G.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, margaritagalieva@gmail.com, lobovaga52@gmail.com

PALEOTEMPERATURE MODELS OF THE PHANEROZOIC FOCI OF HYDROCARBON GENERATION FOR WELLS BELONGING TO THE SEVERO-KALINOV AND KALINOV FIELDS IN TOMSK REGION

This paper suggests a new method of coupled paleotemperature modelling of the Nyurol Paleozoic basin and the blanketing younger Mesozoic-Cenozoic basin. Modelling show that under the geological and geophysical circumstances of the Severo-Kalinov and the Kalinov fields, the Late Devonian Chagin and the Middle Devonian Chuzic Formations may be the sources of gas and condensate for the Paleozoic hydrocarbon accumulations. Only the Late Devonian Chagin Formation may be considered as a potential oil source. Consistency of thermal history reconstruction, well tests and geochemical analysis indicates the reliability of applied paleotemperature modelling method.

Keywords: *paleotemperature modelling, Paleozoic hydrocarbon accumulation, thermal history reconstruction, Nyurol Paleozoic basin.*

For citation: Krutenko M.F., Lobova G. Paleotemperaturnye modeli fanerozoyskikh ochagov generatsii uglevodorodov dlya skvazhin Severo-Kalinovogo i Kalinovogo mestorozhdeniy Tomskoy oblasti [Paleotemperature models of the Phanerozoic foci of hydrocarbon generation for wells belonging to the Severo-Kalinov and Kalinov fields in Tomsk region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/10_2024.html EDN: XMCDLK

References

Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin - What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, V. 39, no. 8, pp. 1176-1184.

Aplonov S.V. *Geodinamika glubokikh osadochnykh basseynov* [Geodynamics of deep basins]. St. Petersburg: TsGI TETIS, 2000, 210 p. (In Russ.).

Belozеров V.B., Garsiya Bal'sa A.S. Perspektivy poiska zalezhey nefi v otlozheniyakh devona yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy plity [Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian strata of the south-eastern part of the Western-Siberian plate]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128-139. (In Russ.).

Bordyug E.V. Geneticheskie tipy neftey na yugo-vostoke Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna [Genetic types of oils of south-eastern part of West Siberian basin]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*, 2011, no. 6. pp. 64-67. (In Russ.).

Dobretsov N.L. Krupneyshie magmaticheskie provintsii Azii (250 mln let): Sibirskie i Emeishan'skie trappy (platobazal'ty) i assotsiiruyushchie granitoidy [250 Ma large igneous provinces of Asia: Siberian and Emeishan traps (plateau basalts) and associated granitoids]. *Geologiya i geofizika*, 2005, vol. 46, no. 9, pp. 870-890. (In Russ.).

Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. Evolyutsiya temperaturnogo polya osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity [The evolution of the temperature field in sedimentary cover of the Western Siberian Plate]. *Geologiya i geofizika*, 1990, no. 10, pp. 51-60. (In Russ.).

Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Prognoz neftegazonosnosti Vilyuyskoy gemisineklizy na baze interpretatsii geologo-geofizicheskikh materialov i tekhnologii basseynovogo

modelirovaniya (Respublika Sakha (Yakutiya)) [Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyuy hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modelling (Republic of Sakha (Yakutia)]. *Georesursy*, 2023, vol. 25, no. 1, pp. 81-94. (In Russ.).

Filippov Yu.F., Burshteyn L.M. Istoriya generatsii naftidov v Pred'eniseyskom osadochnom bassejne [History of the naphthides generation in the Pre-Yenisey sedimentary basin]. *Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya: sbornik materialov. V 4 t.* Novosibirsk: INGG SO RAN, 2017, vol. 1, pp. 166-170. (In Russ.).

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic strata of the West Siberian Megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p. (In Russ.).

Goncharov I.V. *Geokhimiya neftey Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry of Western Siberian oil]. Moscow: Nedra, 1987, 181 p. (In Russ.).

Goncharov I.V., Korobochkina V.G., Oblasov N.V., Samoylenko V.V. Priroda uglevodorodnykh gazov yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Nature of hydrocarbon gases in the southeast of Western Siberia]. *Geokhimiya*, 2005, no. 8, pp. 892-898. (In Russ.).

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V., Zhurova E.L. Geneticheskie tipy i priroda flyuidov uglevodorodnykh zalezhey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Genetic types and nature of fluid of hydrocarbon accumulations south-east of Western Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, no. 11, pp. 8-13. (In Russ.).

Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of basin and petroleum systems modeling*. Heidelberg: Springer, 2009, 476 p.

Isaev G.D. Geologicheskaya, paleogeograficheskaya modeli paleozoya Zapadno-Sibirskoy plity i perspektivy ego neftegazonosnosti [Geological and paleogeographic models and prospects of oil-and-gas bearing capacity of the Paleozoic of the Western Siberian Plate]. *Georesursy*, 2012, vol. 48, no. 6, pp. 24-30. (In Russ.).

Isaev G.D. Geologiya i tektonika paleozoya Zapadno-Sibirskoy plity [Geology and tectonics of the Western-Siberian plate Paleozoic basement]. *Litosfera*, 2010, no. 4, pp. 52-68. (In Russ.).

Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyuro'l'ka Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734-745.

Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G., Kuz'menkov S.G., Starostenko V.I., Fomin A.N. Paleozoyskie i mezozoyskie ochagi generatsii uglevodorodov i otsenka ikh roli v formirovaniy zalezhey doyruskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri [Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil accumulations of the Pre-Jurassic strata of Western Siberia]. *Georesursy*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 17-48. (In Russ.).

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Fomin A.N. Paleoklimaticheskie faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii bazhenovskoy i togurskoy svit yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Paleoclimate's factors of reconstruction of thermal history of petroleum bearing Bazhenov and Togur Formations southeastern Western Siberia]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2016, vol. 38, no. 4, pp. 3-25. (In Russ.).

Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskiy S.A., Fomin A.N. Mezozoysko-kaynozoyiski klimat i neotektonicheskie sobytiya kak faktory rekonstruktsii termicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity arkticheskogo regiona Zapadnoy Sibiri (na primere p-va Yamal) [Mesozoic-Cenozoic climate and Neotectonic events as factors in reconstructing the thermal history of the source-rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the example of the Yamal Peninsula]. *Fizika Zemli*, 2018, no. 2, pp. 124-144. (In Russ.).

Isaev V.I., Krutenko D.S., Lobova G.A., Osipova E.N., Starostenko V.I. Kartirovanie teplovogo potoka Zapadnoy Sibiri (yugo-vostok) [Mapping of Western Siberian heat flow (southeast)]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2021, vol. 43, no. 6, pp. 173-195. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo

osadochnogo basseyna v melovom periode [Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp. 745-776. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode [Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 972-1012. (In Russ.).

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genesis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in southeastern West Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2005, 183 p. (In Russ.).

Krutenko M.F., Isaev V.I., Lobova G. «Paleozoyskaya» nef't' Urmanskogo mestorozhdeniya (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri) [The Paleozoic oil in the Urman field (the southeast of Western Siberia)]. *Geosistemy perekhodnykh zon*, 2023, vol. 7, no. 3, pp. 243-263. (In Russ.).

Kurchikov A.R. Geotermicheskiy rezhim uglevodorodnykh skopleniy Zapadnoy Sibiri [Geothermal regime of hydrocarbon accumulations in Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 11-12, pp. 1846-1853. (In Russ.).

Kuznetsova E.A. Neftegazonosnost' glubokopogruzhennogo ordoviksko-nizhnedevonskogo neftegazonosnogo kompleksa yugo-vostoka Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Petroleum potential of the deep Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex in the South-East of the Timan-Pechora petroleum province]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2021, vol. 20, no. 3, pp. 274-283. (In Russ.).

Macgregor D.S. Regional variations in geothermal gradient and heat flow across the African plate. *Journal of African Earth Sciences*, 2020, vol. 171. DOI: [10.1016/j.jafrearsci.2020.103950](https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103950)

Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity [Megacomplexes and deep structure of the earth crust of Western Siberian Plate]. Ed. V.S. Surkov. Moscow: Nedra, 1986, 148 p. (In Russ.).

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. Glavnaya faza gazoobrazovaniya - odin iz etapov katageneticheskoy evolyutsii sapropelevogo rasseyannogo organicheskogo veshchestva [Main phase of petroleum generation as a stage of catagenetic evolution of dispersed sapropelic vegetable organic matter]. *Geologiya i geofizika*, 1973, no. 10, pp. 14-16. (In Russ.).

Nikitin D.S., Ivanov D.A., Zhuravlev V.A., Khutorskoy M.D. Ob'emnaya geologo-geotermicheskaya model' osadochnogo chekhla severo-vostochnoy chasti Barentsevomorskogo shel'fa v svyazi s osvoeniem resursov uglevodorodov [Three-dimensional geological and geothermal model of sedimentary cover in the north-eastern part of the Barents sea shelf in connection with the development of hydrocarbon resources]. *Georesursy*, 2015, no. 1, pp. 13-19. (In Russ.).

Petrov A.I. Biometki i geokhimicheskie usloviya obrazovaniya neftey Rossii [Biomarkers and geochemical conditions of the formation of Russian oils]. *Geologiya nef'ti i gaza*, 1994, no. 6, pp. 13-19. (In Russ.).

Resheniya soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu regional'noy stratigraficheskoy skhemy paleozoyskikh obrazovaniy Zapadno-Sibirskoy ravniny [Resolution of considering and admitting regional stratigraphic scheme of Paleozoic formations]. Ed. V.I. Krasnov. Novosibirsk, 1999, 80 p. (In Russ.).

Ryzhkova I.V. *Stratigrafiya i paleogeografiya verkhnego mela-srednego paleogena yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Stratigraphy and paleogeography of the Upper Cretaceous-Middle Paleogene in the South-East of Western Siberia]. Avtoref. dis. kand. geol.-min. nauk. Tomsk, 2006, 22 p. (In Russ.).

Scotese C. A new global temperature curve for the Phanerozoic. *GSA Annual Meeting Denver*, Colorado, Abstracts with Programs, 2016, vol. 48, no. 7, pp. 74-31.

Shein V.S. *Geologiya i neftegazonosnost' Rossii* [Geology and oil-and-gas potential of Russia]. Moscow: VNIGNI, 2006, 776 p. (In Russ.).

Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kurasov I.A., Bordyug E.V., Kiryukhina T.A. *Geologicheskoe izuchenie i neftegazonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Geological

survey and petroleum potential of Paleozoic strata in the Western Siberia]. *Georesursy*, 2015, vol. 61, no. 2, pp. 63-76. (In Russ.).

Surkov V.S., Zhero O.G. *Fundament i razvitie platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity* [The basement and platform development of the Western Siberian Plate]. Moscow: Nedra, 1981, 143 p. (In Russ.).

Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *AAPG bulletin*, 1990, vol. 74, no. 10, pp. 1559-1570.

Uilson Dzh.L. *Karbonatnye fatsii v geologicheskoy istorii* [Carbonate facies in geologic history]. Moscow: Nedra, 1980, 463 p. (In Russ.).

Yaroslavtseva E.S., Burshteyn L.M. Modelirovanie istorii generatsii uglevodorodov v kuonamskoy svite Kureyskoy sineklizy [Modeling of hydrocarbon generation history in Kuonamka Formation of Kureyka syncline]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2022, vol. 17, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/38_2022](https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2022)