

УДК 553.98

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ И ЗАЛЕЖИ «ПАЛЕОЗОЙСКОЙ» НЕФТИ УРМАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Крутенко Маргарита Фаритовна¹,
margaritagalieva@gmail.com

Исаев Валерий Иванович¹

Коржов Юрий Владимирович²,
ukor1962@mail.ru

Осипова Елизавета Николаевна¹,
osipovaen@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Югорский государственный университет,
Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16.

Актуальность. Крупные месторождения нефти и газа открыты в древних толщах на многих континентах Земного шара. Существуют оценки, что ~40 % всех запасов нефти и газа в мире сосредоточены в сверхглубоких пластах. Большой интерес в смысле перспектив нефтегазоносности палеозоя вызывает и Нюрольский осадочный бассейн. Перспективность бассейна подтверждается большим количеством открытых на данной территории залежей в палеозое, полученными притоками нефти и газа, многочисленными газо- и нефтепроявлениями. Данное исследование направлено на решение проблемы источников генерации углеводородов, формирующих залежи в доюрских отложениях.

Цель: оценка возможности фанерозойских отложений участвовать в генерации углеводородов, заполняющих доюрские ловушки.

Объект. Статья представляет результаты выполнения палеотемпературного моделирования палеозойско-мезозойских очагов генерации углеводородов в разрезе Урманского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области, находящегося в составе Чузукско-Чижаской группы месторождений. Исследование выполняется на примере двух скважин – Урманская 5 и Южно-Урманская 1. Для названных скважин имеются измеренные пластовые температуры и определения отражательной способности витринита как в юрских, так и в доюрских отложениях, а также документированные притоки флюидов из доюрских горизонтов.

Методы. В качестве основного метода исследования используется метод палеотемпературного моделирования. Палеотемпературное моделирование сопряжено с выполнением палеотектонических реконструкций и выполняется в два этапа. На первом этапе решением обратной задачи геотермии с использованием пластовых температур определяется современный тепловой поток. На втором этапе с использованием измерений отражательной способности витринита в доюрских отложениях определяется максимальный тепловой поток во время активизации мантийного плюма. Далее восстанавливается динамика теплового потока, начиная с позднеордовикского времени. Решением прямых задач геотермии восстанавливается термическая история потенциально нефтематеринских юрских и доюрских отложений.

Результаты выполненного для Урманского месторождения палеотемпературного моделирования позволили выявить вероятные источники залежей углеводородов в доюрском нефтегазоносном комплексе. Установлено, что благоприятный для генерации нефти палеотемпературный режим в разрезах обеих скважин существовал только в юрских отложениях: в баженовской, тюменской и тогурской свитах. Благоприятный палеотемпературный режим для генерации газа существовал только в палеозойских потенциально материнских свитах: для скважины Урманская 5 – в позднедевонской лугинецкой свите, для скважины Южно-Урманская 1 – в раннедевонской кыштовской свите.

Выводы. Палеозойские резервуары Урманского месторождения аккумулируют частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские нефтематеринские (кыштовская и лугинецкая) свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти морского (баженовская) и континентального (тогурская и/или тюменская) генезисов.

Ключевые слова:

доюрские отложения, очаги генерации углеводородов, палеотемпературное моделирование, Урманское нефтегазоконденсатное месторождение, Нюрольский осадочный бассейн.

Введение

Ввиду истощения залежей нефти и газа в молодых отложениях поиски и разведка становятся все более глубокими, ориентированными на бассейны более древнего возраста. Существуют оценки, что ~40 % всех запасов нефти и газа в мире сосредоточены в сверхглубоких пластах [1]. Морские фации развиты более чем в двадцати древних протерозойско-

палеозойских бассейнах. Из них в восьми были обнаружены крупные скопления нефти и газа: это бассейны Таримский, Ордосский и Сычуаньский – в Китае, Пермский, Уиллистонский и Мичиганский – в Северной Америке, Восточно-Сибирский – в России; Оманский – на Ближнем Востоке [2].

Проблема высокой перспективности на нефть и газ глубоких и сверхглубоких отложений стоит в

центре внимания геологов, и для этого имеются серьезные основания. Главная причина заключается в открытии крупных месторождений нефти и газа в древних толщах на многих континентах Земного шара. Другой причиной являются представления о катагенезе органического вещества на больших глубинах [3]. На основе результатов геолого-разведочных работ и обобщающих исследований доказана принципиальная возможность открытия на больших глубинах (более 4–5 км) крупных скопленного углеводородного сырья, в том числе значительного по запасам.

Наиболее яркое подтверждение этих выводов последовало в 2016 г., когда в Китае было открыто крупное нефтегазовое месторождение Шунбэй в Таримском бассейне. Месторождение характеризуется залежами легкой нефти на сверхбольших глубинах 7000–8500 м [1]. Здесь же, в Таримском бассейне, находится скважина Лунтан 1, которая на сегодняшний день является самой глубокой скважиной в мире (глубина 8882 м), осуществляющей добычу из палеозойских коллекторов. Во время испытаний на глубине в интервале 8203–8260 м был получен значительный приток (134 м³ нефти и 45,9 тыс. м³ газа) из кембрийского пласта Усонгер [4]. Исследователи [4] полагают, что в кембрийских коллекторах Таримского бассейна площадью 20000 км² может содержаться более 1 млрд т нефтяных ресурсов.

Многие ученые связывают большие перспективы нефтегазоносности и с палеозоем Западно-Сибирской плиты [5–7 и др.]. Предположения о нефтегазоносности осадочных образований фундамента высказывались уже на первом этапе изучения этого региона в 1930-е гг. (М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев и др.).

Большой интерес в смысле перспектив нефтегазоносности вызывает Нюрольский палеозойский осадочный бассейн, представляющий собой впадину в пределах Межовского срединного массива. Поскольку отложения впадин срединного массива формировались в условиях общего устойчивого погружения, предполагается существование благоприятных условий для накопления рассеянного органического вещества и преобразования его в углеводород (УВ). 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. Так, в мае 1974 г. на Малоичской площади (Новосибирская область) был получен первый промышленный приток нефти из карбонатных пород фундамента на 1000 м ниже кровли палеозоя [8, 9]. После этого сотрудниками СНИИГГИМСа проведены масштабные исследования (отв. исполнитель А.С. Фомичев 1974 г., 1978 г.), в которых большое внимание уделяется палеозойским образованиям, наличию в них органического вещества, его составу, степени углефикации и битуминозности, их возможности выступать в качестве источников генерации УВ. В 1970–1980-е гг. геохимии органического вещества и нефтей палеозоя были посвящены работы В.С. Вышемирско-

го, А.Э. Конторовича, Н.П. Запивалова, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, А.Н. Фомина и других специалистов. Позднее вопросы происхождения палеозойской нефти рассматривались Е.А. Костыревой.

Тем не менее проблема формирования месторождений УВ в палеозойском нефтегазоносном комплексе (НГК) Западной Сибири еще не решена. Этот вопрос остается дискуссионным и требует «нестандартного мышления» [7]. В настоящее время существует две концепции «главного источника» нефти, заполняющей палеозойские резервуары. Согласно первой концепции, сформулированной на основе биомаркерного анализа, палеозойские отложения имеют свой самостоятельный нефтегенерационный потенциал. При этом залежи УВ формируются путем восходящей миграции [9]. Эта концепция не противоречит более ранним выводам других исследователей, например, В.С. Вышемирского. Согласно второй концепции, основанной на корреляции нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, залежи УВ в палеозойском НГК сформированы нисходящей межпластовой миграцией УВ из юрских нефтематеринских пород [10].

Настоящее исследование ставит своей целью изучение генезиса «палеозойских» залежей нефти и газа методом моделирования термической истории фанерозойских потенциально нефтематеринских свит.

Эффективность применения метода моделирования термической истории для поиска источников генерации УВ демонстрировалась уже не раз [1, 11]. Авторы впервые выполнили подобное исследование на Останинской группе месторождений [12]. Для продолжения исследования была выбрана Чузикско-Чижалпская группа месторождений (рис. 1). Обе группы месторождений приурочены к Нюрольскому осадочному бассейну.

Чузикско-Чижалпская группа расположена в Парабельском районе Томской области. Группа характеризуется очень высокой концентрацией месторождений в доюрском нефтегазоносном комплексе (среди них Урманское, Арчинское, Нижнетабаганское, Калиновое, Кулгинское, Северо-Калиновое, Южно-Тамбаевское, Южно-Табаганское месторождения). При этом геологические условия Чузикско-Чижалпской группы месторождений значительно отличаются от таковых на Останинской группе. Основное отличие заключается в том, что на этой территории повсеместно получила развитие потенциально нефтематеринская тогурская свита. Также Чузикско-Чижалпскую группу от Останинской отличает широкий разброс возрастов вскрытых в кровле палеозоя отложений – от раннедевонского до раннекаменноугольного.

Таким образом, выбор в качестве территории исследования Чузикско-Чижалпской группы обусловлен ее высоким нефтегазоносным потенциалом и широким разнообразием геологических условий. Включение территории Чузикско-Чижалпской группы в исследование возможных источников генерации УВ, заполняющих ловушки в доюрском комплексе, позволит дополнить результаты по Останинской группе

и сделать их более комплексными, изучив различные геологические обстановки.

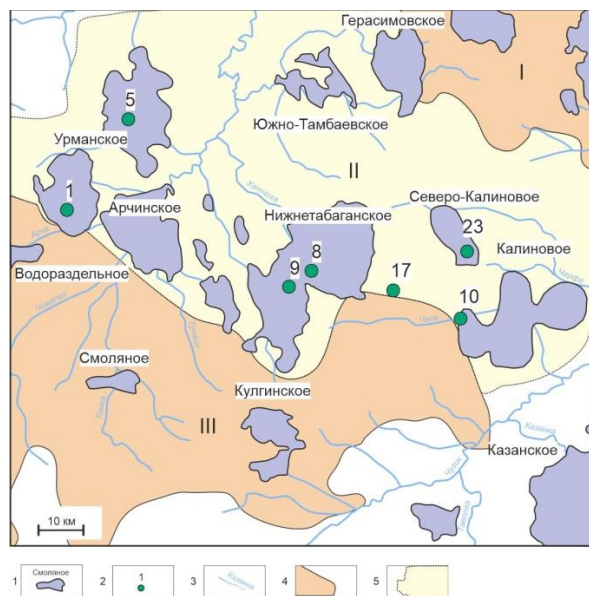


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования: 1 – месторождение УВ; 2 – скважина палеотемпературного моделирования; 3 – речная сеть; 4 – положительные структуры II порядка (по [13]): I – Пудинское мезоподнятие, III – Лавровский мезовыступ; 5 – промежуточные структуры II порядка: II – Чузикско-Чижанская мезоседловина

Fig. 1. Overview map of the research territory: 1 – hydrocarbon field; 2 – well of paleotemperature modelling; 3 – river system; 4 – positive tectonic unit of the II order (by [13]): I – Pudin mesoplift, III – Lavrov mesoarch; 5 – transitional tectonic unit of the II order: II – Chuzic-Chizhanka mesodepression

Методика исследования

Методика исследования базируется на применении хорошо апробированного метода палеотемпературного моделирования [14], основанного на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей.

В качестве краевого условия в математическую модель включен вековой ход температур на земной поверхности (палеоклимат), начиная с позднего ордовика (449,1–0 млн лет назад). С раннемелового времени (120–0 млн лет назад) палеоклимат восстановлен для юго-востока Западной Сибири на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций. С позднеордовикского до раннемелового (449,1–120 млн лет назад) вековой ход температур на поверхности Земли дополняется палеоклиматическими реконструкциями [15], основанными на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода.

В роли фактических измерений для построения моделей выступают температуры, полученные при испытаниях скважин, а также палеотемпературы из

определений отражательной способности витринита (ОСВ).

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные последовательно изображены в виде блок-схемы на рис. 2.

Параметризация осадочного разреза принимается по данным бурения (рис. 2, блок 1). Стратиграфическая разбивка дополняется реконструкцией разреза, не вскрытого скважиной (рис. 2, блок 1, 2, 5). Реконструкция производится на основании принятой региональной стратиграфической схемы палеозойских образований для Нюрольского структурно-фациального района (1999). Критерием корректности палеотектонических реконструкций является хорошая согласованность модельных температур с измеренными по ОСВ. Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности (рис. 2, блок 6).

Далее происходит составление модели динамики теплового потока (рис. 2, блоки 3–11). На первом этапе моделирования, учитывая квазистационарность теплового потока с юрского времени [16], находится однозначное решение обратной задачи геотермии (рис. 2, блоки 3–7) с использованием пластовых температур, полученных при испытаниях скважин, а также определенных по ОСВ. На втором этапе с учетом тектонического развития территории выполняется решение обратной задачи геотермии – определяется максимальный тепловой поток и составляется модель динамики теплового потока (рис. 2, блоки 8–11).

Далее решением прямых задач при известном тепловом потоке рассчитываются температуры в каждой из нефтематеринских свит на ключевые моменты геологического времени (рис. 2, блоки 12, 13). Анализ результатов моделирования выполняется исходя из динамики геотемператур в разрезе начиная с позднеордовикского времени – 450 млн лет назад.

На реализацию нефтегенерационных возможностей формации в первую очередь влияют продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН, 90–130 °С). На реализацию газогенерационных возможностей формации также влияет продолжительность и температурный режим главной фазы газообразования (ГФГ), которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата. Температуры свыше 190 °С являются разрушительными для УВ [17].

Нефтегазоносность доюрского фундамента обусловлена наличием двух резервуаров: коры выветривания/выветрелого палеозоя и коренного палеозоя. Первый (горизонт М) начинает формироваться в период с 213 млн лет назад и до конца предъюрского перерыва в осадконакоплении. Резервуар верхней части коренного палеозоя (М₁) обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания [18]. Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213 млн лет назад.

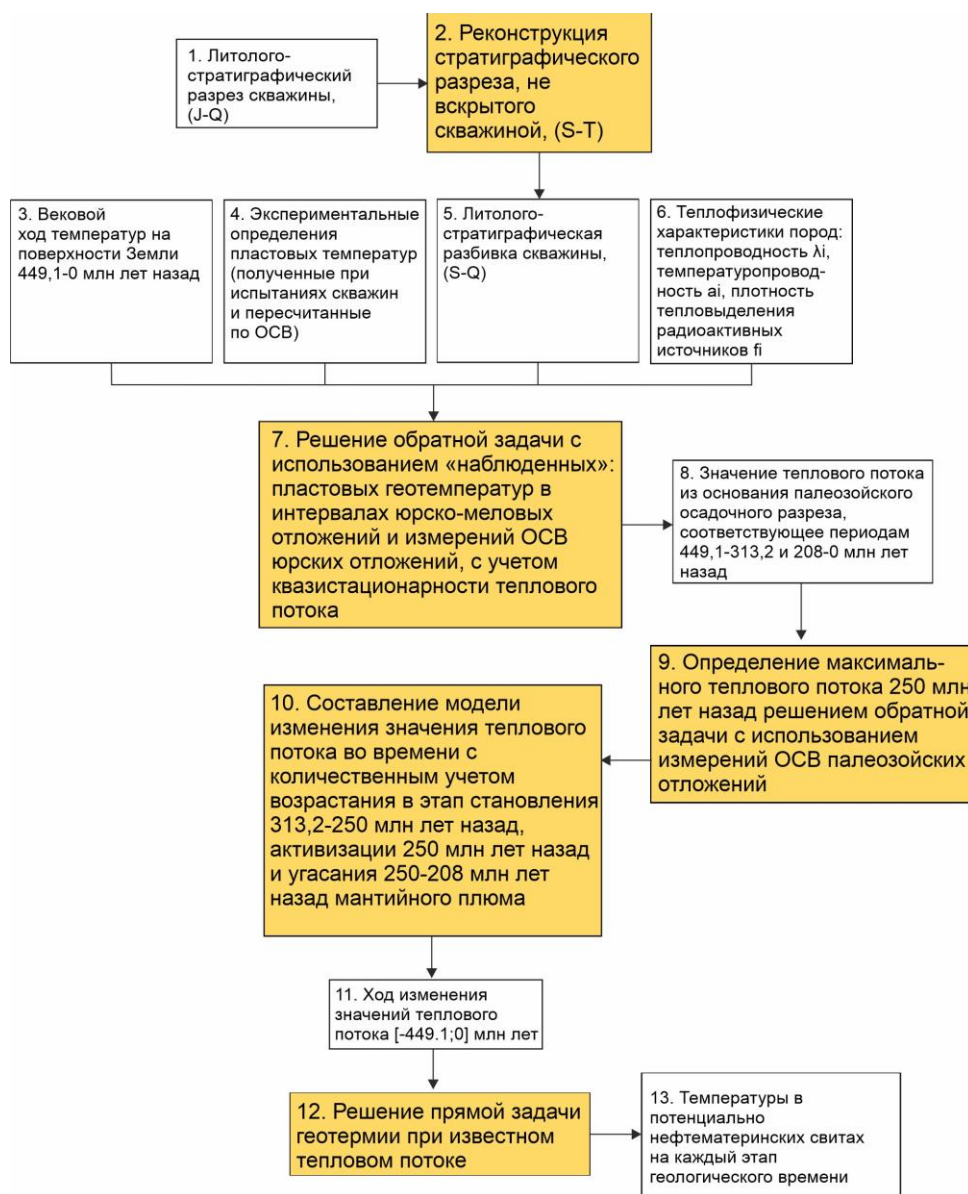


Рис. 2. Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ

Fig. 2. Flowchart showing stages of modelling the thermal history of the Jurassic and pre-Jurassic oil-source rocks

В ходе выполнения анализа термической истории потенциально материнских свит производится выявление интенсивных очагов генерации путем сопоставления температур в этих свитах с границами ГФГ и ГФН. Кроме того, продолжительность существования этих активных очагов оценивается и сопоставляется с временем формирования палеозойских резервуаров. В результате дается оценка возможности аккумуляции и сохранности углеводородов в виде залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе.

Динамика теплового потока

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Доюрский этап развития территории характеризуется накоплением осадков и рифтогенезом в позднегерцинское время, вызванным действовавшим мантийным суперплюмом.

Начиная с ордовика-силура на территории начинается накапливаться осадочный чехол. Осадконакопление продолжается вплоть до каменноугольного периода с небольшим перерывом в эйфеле. 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 для этого периода (позднеордовикский-среднекаменноугольный отдели 450–313,2 млн лет назад) превосходит современный тепловой поток из основания осадочного разреза в два раза [19]. Этот этап характеризуется постоянным тепловым потоком.

Активизация мантийного суперплюма, вызвавшая на территории процессы рифтогенеза, заняла проме-

жуток времени 249–251 млн лет назад [20] и характеризуется увеличением теплового потока. Максимальный скачок теплового потока приурочен ко времени 250 млн лет назад. Его величина рассчитывается с использованием измерений ОСВ в палеозойских отложениях. Тепловой поток в периоды становления и угасания мантийного плюма описан с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью изменения значения – уравнением четверти окружности.

Данная модель, в отличие от предыдущей, используемой нами модели [12], значительно доработана. Основные отличия этой модели заключаются в том, что, во-первых, учитывается активность Сибирского суперплума, который вызвал значительное увеличение теплового потока на рубеже перми и триаса (занявшего 1–2 млн лет в период 249–251 млн лет назад [20] или, по другим данным, 250–252 млн лет [21, 22]). Во-вторых, принято, что максимум температур в осадочном разрезе по времени может быть связан именно с действовавшим мантийным плюмом, то есть привязан к конкретному геологическому событию. И, в-третьих, принято допущение о том, что тепловой поток позднего ордовика-карбона превышает современный тепловой поток в 2 раза. В ранних работах величина теплового потока в это время была постоянна на уровне значительного скачка теплового потока в пермо-триасе (200–300 мВт/м²) [12]. Известно, что плотность современных тепловых потоков редко превосходит 150 мВт/м². Потоки более 100 мВт/м² характерны для зон современного вулканизма. Поэтому сложно допустить существование столь высоких тепловых потоков в период спокойного режима осадконакопления без масштабной вулканической активности.

Представляется, что обновленная динамика теплового потока более тесно связана с геологическим строением изучаемой территории, поэтому ее использование является предпочтительным.

Характеристика Урманского месторождения

Урманское месторождение расположено в центральной части Нюрольского погруженного блока Межевского срединного массива. Месторождение включает два локальных поднятия – Урманское и Южно-Урманское, в северо-западной части Чузиковско-Чижапской мезоседловины. Основная залежь сконцентрирована в пределах Урманского поднятия. По эрозионной поверхности палеозоя (отражающий горизонт М₁) Урманское поднятие ограничено изогипсами (–2990)–3010 м, имеет амплитуду порядка 100 м и размеры 8×12 км и осложнено Северным куполом и Центральной слабо дифференцированной приподнятой зоной. Наивысшими отметками характеризуется Северный купол, который замыкается изогипсой – 2920 м и имеет амплитуду 40 м.

Несмотря на то, что в рассматриваемом районе переработка палеозойских пород герцинскими движениями не слишком велика, здесь широко развиты разломы северо-западного простирания. Фундамент территории месторождения имеет покровно-

складчатое строение. Покровно-складчатые сооружения были окончательно консолидированы в герцинское (позднепалеозойское) время, а в раннем триасе нарушены рифтогенными процессами, в результате которых сформировались грабенообразные структуры, выполненные в основном магматическими породами основного и среднего состава.

Промышленная нефтегазоносность Урманского месторождения связана с залежами в кавернозно-трещиноватых карбонатах коренных пород палеозоя (пласт М₁), с отложениями коры выветривания (пласт М), а также с терригенными коллекторами пластов салатской и тюменской свит юрской системы.

В отложениях палеозоя (пласты М+М₁) выделено 4 залежи углеводородов – одна нефтегазоконденсатная (в Центральном куполе) и три нефтяные, в том числе две залежи нефти в Южно-Урманском куполе в районе скважин № 1 и 29Ю. Результаты испытаний скважин Урманского месторождения приведены в табл. 1.

Центральная залежь нефтегазоконденсатная, тектонически экранированная, сложно построенная за счет блокового строения, с высокой литологической неоднородностью. Размеры залежи 11,0×5,0 км, высота достигает 100 м, размеры газовой шапки 7,0×1,9 км, высота 47 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 10,6 м, газонасыщенная толщина 5 м. Эта залежь вскрыта скважиной Урманская 5.

Залежь в Южно-Урманском куполе в районе скважины 1 имеет вытянутую форму, размеры 6,8×(0,6–2,6) км, высота 70 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 3,5 м.

Таблица 1. Результаты испытаний скважин на Урманском месторождении

Table 1. Well tests data in the Urman field

Свита/Formation	Интервал, м Interval, m	Тип флюида Fluid type	Дебит, м ³ /сут Rate, m ³ /day
Скважина Урманская 5/Urman 5 well			
Лугинецкая свита (D ₃ lg) Luginetsk formation (D ₃ lg)	3074–3082; 3074–3085	Нефть, газ Oil, gas	0,5; 50
Лугинецкая свита (D ₃ lg) Luginetsk formation (D ₃ lg)	3086–3096; 3086–3089	Нефть, пластовая вода, газ Oil, formation water, gas	21,6; 122,4; 2 тыс. 21,6; 122,4; 2 thous.
Скважина Южно-Урманская 1/Yuzhno-Urman 1 well			
Тюменская свита (J ₂ tm) + армичевская свита (D ₁ rm) Tyumen formation (J ₂ tm) + Armich formation (D ₁ rm)	3128–3148; 3154–3203	Нефть/Oil	0,38
Армичевская свита (D ₁ rm) Armich formation (D ₁ rm)	3154–3203	Нефть, газопровяления Oil, gas	0,18; незначительный 0,18; inconsiderable

Примечание. Таблица составлена по материалам Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО».

Note. The table was composed using the data from Tomsk branch of federal state institution «Territorial geological fund in Siberian Federal District».

Математическая модель скважины Урманская 5

Выбор скважины Урманская 5 для выполнения целевого палеотемпературного моделирования обусловлен уникальным сочетанием тепловых параметров и характеристик геологического разреза. Скважина Урманская 5 вскрыла тогурскую свиту, являющуюся источником для нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. В этой скважине вскрыты отложения позднего девона рифогенного типа, не перекрытые корой выветривания.

Значение современного теплового потока из основания палеозойского разреза составляет 42 мВт/м². Значение температуры, определенной по ОСВ в доюрских отложениях, составляет 163 °С. Кроме того, в скважине получены притоки нефти и газа из испытанных интервалов внутреннего палеозоя.

Стратиграфическая принадлежность и мощность отложений, слагающих осадочный разрез скважины Урманская 5, приняты по данным бурения (материалы ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО»). Разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, включая девонско-силурийские отложения, не вскрытые скважиной. Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя – позднедевонский, принят по материалам отчетов ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО».

В разрезе скважины Урманская 5 присутствует три перерыва в осадконакоплении. Первый, непро-

должительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века. Второй перерыв начался в среднекаменноугольном отделе. Он соответствует завершающей тектонической фазе герцинской складчатости и сопровождается размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_{2elz} , средневажуганской C_{1-2sv} и части табганской C_{1tb} свит. Длительность перерыва принята равной 36,6 млн лет. Далее на нижнекаменноугольных отложениях табганской свиты в континентальных условиях начинает накапливаться омеличская P_{1-2om} свита пермского возраста. Во время третьего перерыва, начало которого совпадает с завершением активизации мантийного суперплюма, денудации подвергаются накопленные пермские, нижнекаменноугольные и частично верхнедевонские отложения (омеличская P_{1-2om} , табганская C_{1tb} и частично лугинецкая D_{3lg} свиты). Девонские отложения перекрыты тогурской свитой нижнетюрского возраста.

В результате двухэтапного расчета плотности теплового потока (рис. 2, блоки 7–10) получили модель динамики теплового потока начиная с позднего ордовика (рис. 4). При решении обратных задач геотермии «невязка» расчетных и измеренных геотемператур соответствует оптимальной, то есть не превышает ± 2 °С (табл. 2, рис. 3).

Таблица 2. Скважина Урманская 5. Измеренные и расчетные температуры, рассчитанный тепловой поток

Table 2. *Urman 5 well. Experimental and modelled temperatures, calculated deep heat flow*

Приуроченность/глубина, м Stratigraphic unit/ depth, m	Температура/Temperature, °C				Тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика (глубина палеозойского осадочного разреза) Deep heat flow, mW/m ² /dynamic behavior (the bottom of Paleozoic section)
	Пластовая измеренная Well test temperature	По ОСВ (R^o_{vtr}) By vitrinite reflectance (R^o_{vtr})	Модельная (расчетная) Modelled (calculated)	Разница расчетной и измеренной Difference between calculated and experimental	
J_{1-2sl} /3044	99	–	98	–1	42/квазистационарный, начиная с юры до современного (7012 м)
J_{1tg} /3080	99	–	100	+1	quasistationary, from Jurassic to present-day (7012 m)
D_{3lg} /3117	–	163 (1,12)	163	0	227/пермо-триасовый, максимум 250 млн лет назад (4912 м) Permian-Triassic, maximum in 250 Ma ago (4912 m)

Примечания: 1. Глубина положения образца для определения ОСВ 250 млн лет назад – 1017 м. 2. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск) 3. Переход от ОСВ (R^o_{vtr}) к температуре осуществляется по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита», нанесенные на измененную схему Коннона [23].

Notes: 1. Vitrinite sample depth in 250 Ma ago – 1017 m. 2. Vitrinite reflectance investigations are performed in the Laboratory of Petroleum Geochemistry in Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Novosibirsk) 3. Temperatures from vitrinite reflectance were estimated by the diagram «Vitrinite reflectance lines» on modified Connon's scheme [23].

Анализ и оценка результатов

В районе скважины Урманская 5 нефтегазоносность доюрского фундамента связана только с резервуаром коренного палеозоя (M_1). Резервуар коры выветривания не сохранился до нашего времени. Коллекторские свойства (трещиноватость, поры, каверны выщелачивания) наблюдаются до глубины 200 м от поверхности эрозии. Вторичные коллекторы сформировались не раньше 213–183 млн лет назад в период предъюрского перерыва в осадконакоплении.

В качестве потенциально нефтематеринских свит приняты: баженовская (J_3bg), тюменская (J_2tm), то-

гурская (J_1tg), лугинецкая (D_3lg), кыштовская (D_1ks) и ларинская (S_1lr) свиты. Ниже представлены результаты анализа периодов существования активных очагов генерации нефти, газа и газоконденсата в перечисленных материнских свитах (табл. 3, рис. 4).

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что ларинская (S_1lr) и кыштовская (D_1ks) свиты 359–217 млн лет назад подверглись воздействию колоссальных температур, достигающих 250 млн лет назад, 623 и 525 °С соответственно. Ввиду этого перечисленные свиты не могут в дальнейшем рассматриваться нами в качестве возможных источников генерации углеводородов, заполняющих ловушки в доюрских отложениях.

Таблица 3. Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в районе скважины Урманская 5

Table 3. Calculated geotemperatures in oil-source formations in the area of Urman 5 well

Время, млн лет назад Stratigraphic age, Ma	Палеоклимат, °C Paleoclimate, °C	Тепловой поток, мВт/м ² Heat flow, mW/m ²	Геотемпературы свиты/Formation geotemperatures, °C											
			Баженовская Bazhenov (J ₃ bg)		Тюменская Tyumen (J ₂ tm)		Тогурская Togur (J ₁ tg)		Лугинецкая Luginetsk (D ₃ lg)		Кыштовская Kyshtovsk (D ₁ ks)		Ларинская Larin (S ₁ lr)	
			T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m	T, °C	Глубина, м Depth, m
0	0	42	85	2590	92	2830	99	3070	113	3580	174	6000	192	6790
4,71	3	42	89	2570	97	2820	104	3060	118	3570	179	5990	197	6770
24	16	42	101	2570	108	2810	115	3050	129	3560	189	5980	208	6770
32,3	16	42	97	2490	105	2740	112	2980	125	3490	185	5910	204	6690
41,7	12	42	88	2350	95	2590	102	2830	115	3340	175	5760	194	6550
54,8	19	42	93	2260	100	2500	107	2740	121	3250	182	5670	200	6460
61,7	22	42	95	2250	102	2490	108	2730	122	3240	182	5660	201	6450
73,2	16	42	85	2130	92	2380	99	2620	113	3130	173	5550	192	6330
89,8	22	42	83	1920	90	2160	97	2400	111	2920	171	5340	190	6120
91,6	22	42	80	1910	87	2150	94	2390	107	2900	168	5320	186	6100
114,1	21	42	52	1020	59	1270	66	1510	80	2020	140	4440	158	5220
136,1	10	42	20	260	27	500	34	750	48	1260	108	3680	126	4460
145,8	12	42	13	10	20	250	27	500	41	1010	101	3430	120	4210
151,2	14	42			20	230	27	470	41	980	101	3400	120	4190
162,9	15	42			19	140	26	380	39	890	99	3310	118	4100
182,7	13	42							26	500	87	2920	105	3700
217	14	179							92	750	363	3420	440	4200
241,9	28	224							174	1110	512	3780	610	4570
250	31	227							191	1230	525	3900	623	4690
252,2	32	190							169	1260	451	3930	533	4720
276,6	14	111							87	1110	255	3780	303	4570
285,3	17	99							89	1210	239	3880	283	4670
302,7	20	86							94	1410	226	4080	264	4870
313,2	20	84							99	1530	228	4200	265	4990
320,2	17	84							90	1410	219	4080	255	4870
326,2	20	84							81	1210	210	3880	247	4670
358,9	30	84							68	750	196	3420	233	4200
382,7	34	84									125	1920	161	2700
390,5	22	84									64	890	101	1680
400,5	24	84									56	670	93	1460
407,6	27	84									49	470	86	1260
419,2	34	84											61	580
427,4	29	84											39	220

Примечания: 1. Температура определена на глубине центра свиты; 2. Светло-синей заливкой показаны температуры ГФН, желтой заливкой – температуры ГФГ, светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие 190 °C (вызывающие деструкцию УВ); 3. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

Notes: 1. Temperature is calculated for the depth of formation centre; 2. Temperatures of «oil window» are light-blue coloured, temperatures of «gas window» are yellow coloured; temperatures higher than 190 °C (cause hydrocarbon destruction) are light-purple coloured; 3. Stratigraphic age of paleotemperature maximums in the Mesozoic-Cenozoic and the Paleozoic rocks are red coloured.

Лугинецкая (D₃lg) свита 320–285 млн лет назад вошла в ГФН. Далее температуры в свите снизились. 252 млн лет назад свита входит в ГФГ. Поскольку мощность лугинецкой свиты значительная (в модели задается 1500 м), то во время палеотемпературного максимума (250 млн лет назад) в интервале свиты существовал широкий температурный диапазон от 95 до 286 °C, причем температура 190 °C соответствовала центру свиты (на глубине 1232 м). Ко времени формирования доюрского резервуара 500 м отложений лугинецкой свиты были размыты. Тогда температура в сохранившихся до настоящего времени отложениях верхней половины лугинецкой свиты изменялась в диапазоне от 159 до 190 °C.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что верхняя часть лугинецкой свиты мощностью около 250 м 35 млн лет входила в ГФГ (252–217 млн лет назад). Нижняя часть лугинецкой свиты подверглась воздействию деструктивных температур (рис. 4). Поэтому можно предположить существование лугинецкого очага генерации газа в период 252–217 млн лет назад.

Тогурская (J₁tg) свита 92 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней до настоящего времени. Отложения свиты не подвергались воздействию деструктивных температур. Все это время тогурская свита может являться источником нефти для залежей в доюрском комплексе.

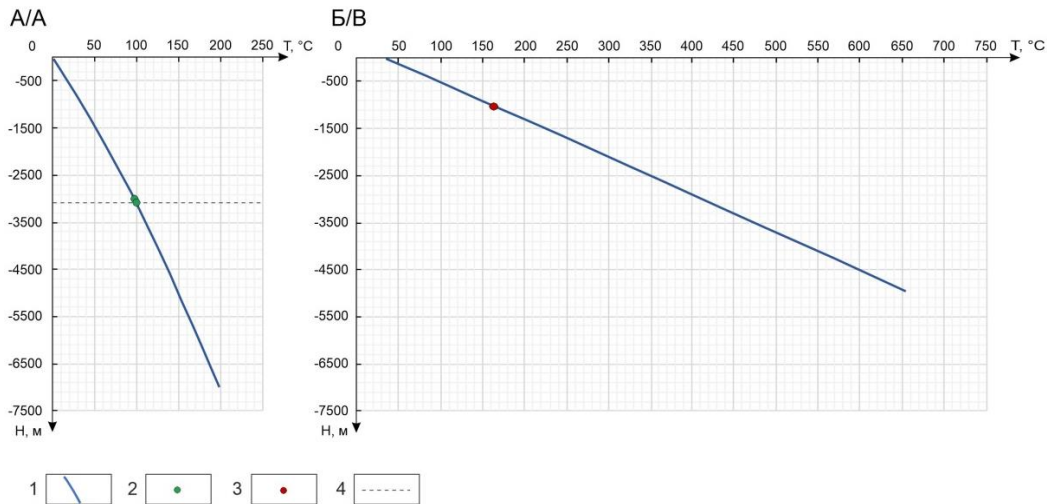


Рис. 3. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Урманская 5 для современного разреза (А), на время палеозойского палеотемпературного максимума – 250 млн лет назад (Б): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла

Fig. 3. Matching of modelled and experimental geotemperatures in Urman 5 well for present-day sequence (A), for sequence at the period of the Paleozoic paleotemperature maximum – 250 Ma ago (B): 1–3 – geotemperatures (1 – modelled; 2 – measured while well tests; 3 – measured by vitrinite reflectance); 4 – bottom of the sedimentary cover

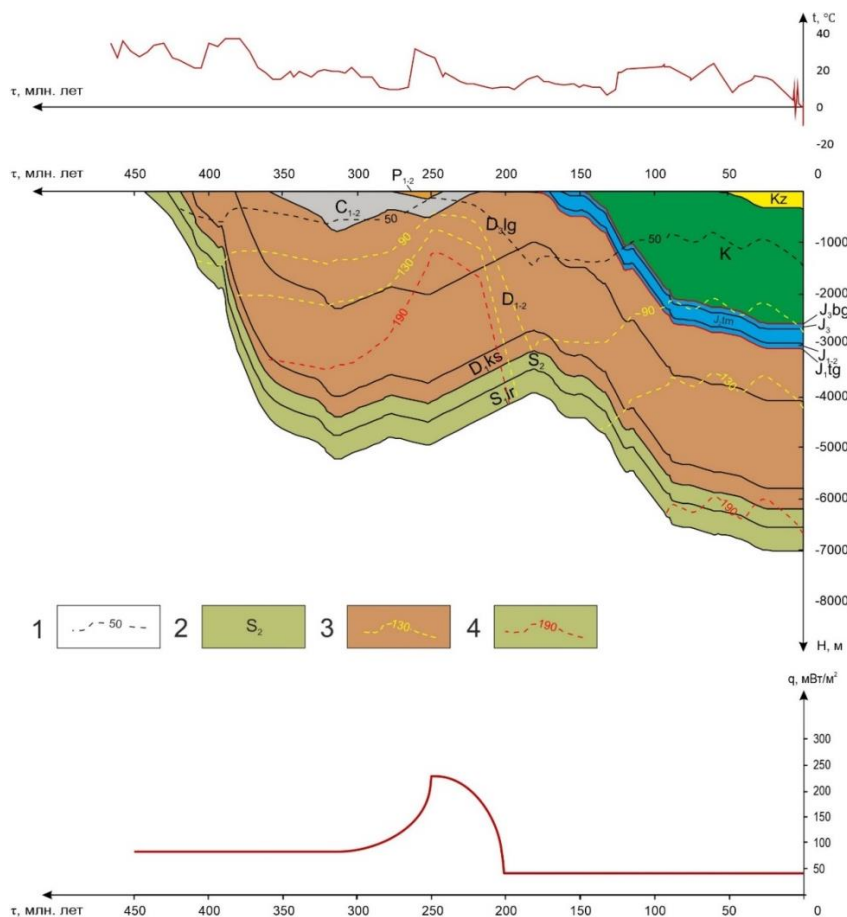


Рис. 4. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Урманская 5: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока

Fig. 4. Tectonic and thermal history reconstructions in the area of Urman 5 well: 1 – isotherms; 2 – stratigraphic unit; 3 – isotherms of oil window; 4 – lower isotherm of hydrocarbon destruction. The paleoclimate graph is in the top of the figure, the graph of deep heat flow dynamics is in the bottom of the figure

Тюменская (J_2tm) свита 90 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней вплоть до настоящего времени. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

Баженовская (J_3bg) свита впервые входит в ГФН 62 млн лет назад на 20 млн лет. Во второй раз свита входит в ГФН 32 млн лет назад на 27 млн лет. 5 млн лет назад температуры в свите упали ниже 90 °С. Таким образом, баженовская свита суммарно находилась в главной фазе нефтеобразования 47 млн лет. Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

Таким образом, ларинская и кыштовская свиты подверглись воздействию разрушительных для УВ температур. Следовательно, эти свиты не могли формировать залежи нефти и газа в пласте M_1 . ГФГ верхней части лугинецкой свиты длилась 35 млн лет и завершилась за 4–34 млн лет до формирования резервуара. Можно ожидать частичную сохранность лугинецкого газа. После формирования палеозойского резервуара в главной фазе нефтеобразования продолжительное время находились юрские баженовская, тюменская и тогурская свиты. Эти свиты могут являться источниками нефти для палеозойских залежей.

Результаты испытаний этих интервалов (табл. 1) показывают, что углеводороды залежей представлены малодобитным свободным газом и нефтью. Поэтому, с наибольшей вероятностью, доюрский резервуар является аккумулятором палеозойского лугинецкого газа и юрской нефти.

Математическая модель скважины Южно-Урманская 1

Выбор скважины Южно-Урманская 1 для выполнения палеотемпературного моделирования также обусловлен уникальностью тепловых и геологических характеристик разреза, вскрываемого скважиной. Скважина Южно-Урманская 1 вскрыла тогурскую свиту,

являющуюся источником для нижнеюрского и, возможно, доюрского НГК. Палеотемпературная модель данной скважины является уникальной среди скважин, для которых ранее выполнялось моделирование (Герасимовская 12, Останинская 438, Сельвейкинская 2, Урманская 5), поскольку в кровле палеозоя этой скважиной вскрыты отложения раннего девона.

Значение современного теплового потока из основания палеозойского разреза 44 мВт/м². Значения температур, определенных по ОСВ в доюрских отложениях, составляют 143 и 147 °С. Кроме того, из испытанного интервала внутреннего палеозоя получены притоки нефти и незначительные газопроявления (табл. 1).

Стратиграфическая разбивка скважины Южно-Урманская 1 принята по данным бурения (материалы ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО») и дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, не вскрытого скважиной. Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя – раннедевонский, принят по материалам отчетов ТФ ФБУ «ТФГИ по СФО».

В районе скважины Южно-Урманская 1 получил развитие рифогенный тип разреза, в котором присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый перерыв соответствует первой половине эйфельского века. Второй перерыв начинается в среднекаменноугольном отделе, в завершающей тектонической фазе герцинской складчатости, и продолжается вплоть до начала накопления нижнеюрских отложений. Этот перерыв сопровождается масштабной денудацией отложений от каменноугольных до раннедевонских. Раннедевонские отложения перекрыты углитоаргиллитовой плинсбахской пачкой урманской свиты.

При решении обратных задач геотермии «невязка» расчетных и измеренных геотемператур не превышает ±2 °С (табл. 4).

Таблица 4. Скважина Южно-Урманская 1. Измеренные и расчетные температуры, рассчитанный тепловой поток
Table 4. Yuzhno-Urman 1 well. Experimental and modelled temperatures, calculated deep heat flow

Приуроченность/ глубина, м Stratigraphic unit/ depth, m	Температура/Temperature, °С				Тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика (глубина палеозойского осадочного разреза) Deep heat flow, mW/m ² /dynamic behavior (the bottom of Paleozoic section)
	Пластовая измеренная Well test temperature	По ОСВ (R_{vi}^o) By vitrinite reflectance (R_{vi}^o)	Модельная (расчетная) Modelled (calculated)	Разница расчётной и измеренной Difference between calculated and experimental	
$J_{1-2sl}/3090$	–	111 (0,73)	113	+2	44/квазистационарный, начиная с юры до современного (4627 м)
$J_{1ur}/3138$	99	–	97	–2	quasistationary, from Jurassic to present-day (4627 m)
$D_{1rm}/3181$	–	143 (0,97)	144	+1	214/пермо-триасовый, максимум 250 млн лет назад (2400 м)
$D_{1rm}/3203$	–	147 (1)	147	0	Permian-Triassic, maximum in 250 Ma ago (2400 m)

Примечание. Глубина положения образцов для определения ОСВ 250 млн лет назад – 954 и 976 м.

Note. Vitrinite samples depths in 250 Ma ago – 954 and 976 m.

Анализ и оценка результатов

В районе скважины Южно-Урманская 1 нефтегазонасность доюрского фундамента связана только с резервуаром коренного палеозоя (M_1). Резервуар коры выветривания сформировался в период 213–191 млн лет

назад, но не сохранился до нашего времени. Вторичные коллекторы формировались 213–191 млн лет назад в период предъюрского перерыва в осадконакоплении.

В качестве потенциально нефтематеринских свит приняты: баженовская (J_3bg), тюменская (J_2tm), тогурская (J_1tg), кыштовская (D_1ks) и ларинская (S_1lr)

свиты. Результаты анализа периодов существования активных очагов генерации нефти, газа и газоконденсата в перечисленных материнских свитах представлены ниже (рис. 5).

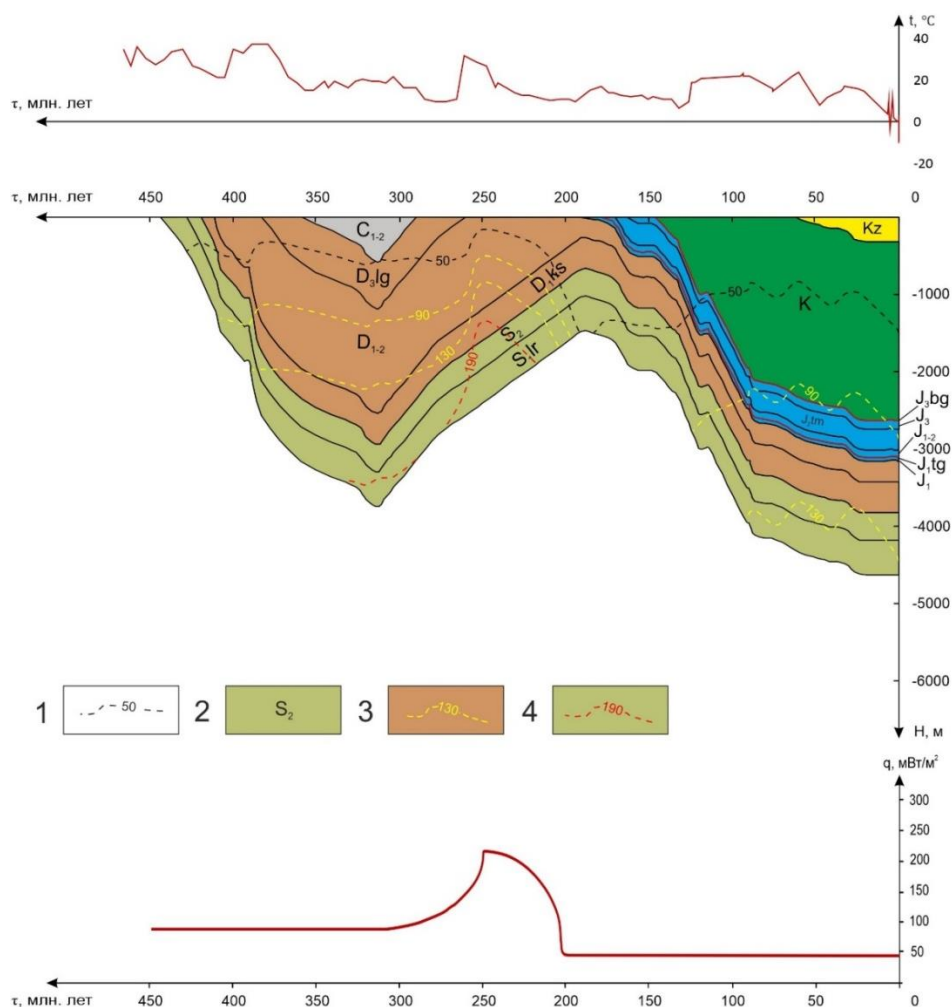


Рис. 5. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Южно-Урманская 1: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока

Fig. 5. Tectonic and thermal history reconstructions in the area of Yuzhno-Urman 1 well: 1 – isotherms; 2 – stratigraphic unit; 3 – isotherms of oil window; 4 – lower isotherm of hydrocarbon destruction. The paleoclimate graph is in the top of the figure, the graph of deep heat flow dynamics is in the bottom of the figure

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что ларинская (S_{1lr}) свита подверглась воздействию разрушительных для углеводородов температур. Максимальная температура в центре свиты составила 289 °С. Следовательно, свита не может рассматриваться как возможный источник генерации УВ.

Кыштовская (D_{1ks}) свита 383–359 млн лет назад достаточно прогрелась, чтобы войти в главную фазу нефтеобразования. Отложения находились в ГФН 24 млн лет. 359–277 млн лет назад температуры повысились, и свита на 82 млн лет вошла в ГФГ. После поднятия территории в позднегерцинское время и начала денудационных процессов температура в свите начала уменьшаться и 277 млн лет назад составляла 127 °С. Но уже к 261 млн лет назад во время становления мантийного суперплюма свита вновь возвращается в ГФГ. Во время палеотемпературного максимума 250

млн лет назад свита нагрелась от кровли до подошвы до 173–220 °С. Таким образом, верхняя часть свиты мощностью 145 м не подверглась воздействию деструктивных температур и продолжила находиться во второй ГФГ (261–215 млн лет назад). Верхняя часть кыштовской свиты может являться источником газа для залежей в доюрских отложениях.

Тогурская (J_{1tg}) свита также 92 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней до настоящего времени. Отложения свиты не подвергались воздействию деструктивных температур. Все это время тогурская свита может являться источником нефти для залежей в доюрском комплексе.

Тюменская (J_{2tm}) свита 87 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней вплоть до настоящего времени. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуар внутреннего палеозоя.

Баженовская (*J₃bg*) свита впервые входит в ГФН 62 млн лет назад на 20 млн лет. Во второй раз свита входит в ГФН 32 млн лет назад на 27 млн лет. 5 млн лет назад температуры в свите упали ниже 90 °С. Таким образом, баженовская свита суммарно находилась в ГФН 47 млн лет. Все это время баженовский источник может генерировать нефть.

Термическая история тогурской, тюменской и баженовской свит показала, что эти свиты могут выступать в качестве источников нефти для заполнения палеозойского резервуара. ГФГ *кыштовской* свиты завершилась за 2–24 млн лет до формирования резервуаров палеозоя. Поэтому можно ожидать хотя бы частичную сохранность кыштовского газа.

Результаты испытаний этих интервалов показывают, что УВ залежей представлены незначительным газопроявлением и нефтью. Поэтому, с наибольшей вероятностью, можно говорить о сохранности в доюрском резервуаре палеозойского кыштовского газа и юрской нефти.

Заключение

Результаты выполненного для Урманского месторождения палеотемпературного моделирования на примере двух скважин – Урманская 5 и Южно-Урманская 1 – позволили выявить вероятные источники залежей УВ в доюрском нефтегазоносном комплексе.

В обеих скважинах по результатам испытаний был получен в небольшом количестве свободный газ. Источником этого газа могут быть только палеозойские потенциально нефтематеринские свиты. Для основной залежи в районе скважины Урманская 5 источником газа предполагается позднедевонская лугинецкая свита, а для залежи в Южно-Урманском куполе в районе скважины Южно-Урманская 1 источником является, скорее всего, раннедевонская кыштовская свита. Небольшой дебит газа, полученный в результате испытаний, объясняется лишь его частичной сохранностью в силу того, что главная фаза газообразования завершилась за 2–4 млн лет до формирования резервуара внутреннего палеозоя.

В обеих скважинах получено, что источник нефти имеет юрский возраст. Это могут быть тогурская, тюменская и/или баженовская свита. Все эти три свиты длительное время находились в главной фазе нефтеобразования после формирования доюрского резервуара.

Проникновение юрской нефти в доюрское основание – с геологических позиций весьма сложный процесс. Существует мнение, что флюидообмен меж-

ду палеозойскими и мезозойскими породами может быть только на локальных участках и лишь в зоне непосредственного контакта между ними. В районе скважины Урманская 5 установлено, что девонские отложения лугинецкой свиты непосредственно перекрыты аргиллитами тогурской свиты. Геологическое строение разреза в районе скважины Южно-Урманская 1 также не препятствует миграции юрской нефти в палеозойское основание. Тогурская свита удалена от кровли палеозоя всего на 30 м (мощность урманской свиты). Миграция баженовской нефти в палеозойское основание представляется сложно [7], хотя на ее возможность указывают прямые геохимические признаки. Например, в результате исследований [9] по биомаркерным признакам установлено сходство нефти из палеозойского резервуара на близлежащем Нижнетабаганском месторождении с нефтью баженовской свиты. Следовательно, можно рассматривать возможность миграции юрской нефти в ловушки, сформированные в палеозойских отложениях.

Вместе с тем в результате геохимических исследований [24] было получено, что образцы нефти горизонта М+М₁ из скважины Урманская 2 (вскрывшей, как и скважина Урманская 5, Центральную залежь) имеют смешанный генезис или являются смесью нефтей из двух источников со значительным вкладом континентальной органики в исходное органическое вещество.

Полученные нами результаты восстановления термической истории потенциально нефтематеринских отложений и результаты геохимических исследований позволяют заключить следующее: нефти палеозойских залежей Урманского месторождения представляют собой смесь флюидов из двух юрских источников: предположительно, нефтематеринской породы континентального генезиса со значительным вкладом гумусового или гумусово-сапропелевого озерного органического вещества (тогурская и/или тюменская свиты) и нефтематеринской породы морского генезиса (баженовская свита).

Таким образом, исследование показало, что палеозойские резервуары Урманского месторождения аккумулируют частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские материнские (кыштовская и лугинецкая) свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти морского (баженовская) и континентального (тогурская и/или тюменская) генезисов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The thermal history in sedimentary basins: a case study of the central Tarim Basin, Western China / D. Li, J. Chang, N. Qiu, J. Wang, M. Zhang, X. Wu, J. Han, H. Li, A. Ma // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2022. – V. 229. – P. 1–17. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2022.105149> (дата обращения 04.06.2022).
2. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic–Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world / X. Liu, Z. Jin, G. Bai, J. Liu, M. Guan, Q. Pan, T. Li // *Energy Exploration & Exploitation*. – 2017. – V. 35. – № 1. – P. 54–74.
3. Хуторской М.Д., Соколов С.Ю. Термическая эволюция южной части Баренцева моря (свод Федьнского) // *Георесурсы*. – 2022. – № 3. – С. 99–113.
4. Deepest oil in Asia: characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China / G. Zhu, A.V. Milkov, J. Li, N. Xue, Y. Chen, J. Hu, T. Li, Z. Zhang, Z. Chen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 199. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108246> (дата обращения 13.03.2023).
5. Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // *Вестник Томского государственного университета*. – 2010. – № 341. – С. 226–232.

6. Геохимия и фациальные условия формирования нефтематеринских пород палеозоя юго-востока Западной Сибири / С.В. Фалеева, И.В. Гончаров, Л.М. Лаухин, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, М.А. Веклич, Р.С. Кашапов, Н.А. Смирнова // Геомодель 2022. Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – М.: ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2022. – С. 63–66.
7. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: The largest and most prolific hydrocarbon basin in the world // AAPG Bulletin. – 2022. – V. 106. – № 3. – P. 517–572.
8. Ulmishak G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia. – Reston, Virginia, USA: US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. – 49 p.
9. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Borydyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. Van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
10. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) / Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51–56.
11. Botor D. Burial and thermal history modeling of the Paleozoic-Mesozoic basement in the northern margin of the Western Outer Carpathians (Case Study from Pilzno-40 Well, Southern Poland) // Minerals. – 2021. – V. 11. – № 7. – P. 1–23. URL: <https://doi.org/10.3390/min11070733> (дата обращения 13.03.2023).
12. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири / В.И. Исаев, М.Ф. Галиева, Г. Лобова, С.Г. Кузьменков, В.И. Старостенко, А.Н. Фомин // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 17–48.
13. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
14. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) / В.И. Исаев, А.А. Искоркина, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, С.А. Тихоцкий, А.Н. Фомин // Физика Земли. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
15. Scotese C. A new global temperature curve for the Phanerozoic // GSA Annual Meeting. – Denver, Colorado, Abstracts with Programs, 2016. – V. 48. – № 7. – P. 74–31.
16. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Д. Дучков, Ю.И. Галушкин, Л.В. Смирнов, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.
17. 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. – № 10. – С. 14–17.
18. 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.
19. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (дата обращения 13.03.2023).
20. Добрецов Н.Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): Сибирские и Эмейшанские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – № 9. – С. 870–890.
21. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions / T.E. Bagdasaryan, S.N. Thomson, A.V. Latyshev, R.V. Veselovskiy, V.A. Zaitsev, A.E. Marfin, V.S. Zakharov, D.S. Yudin // Tectonophysics. – 2022. – V. 836. URL: <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2022.229385> (дата обращения 13.03.2023).
22. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt / A.V. Ivanov, F. Corfu, V.S. Kamenetsky, A.E. Marfin, N.V. Vladykin // Geochemical Perspectives Letters. – 2021. – V. 18. – P. 11–15.
23. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
24. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Стулакова, А.В. Соколов, Е.В. Соболева, Т.А. Кирюхина, И.А. Курасов, Е.В. Бордюг // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.

Поступила: 28.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 17.04.2023 г.

Информация об авторах

Крутенко М.Ф., аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Коржов Ю.В., кандидат химических наук, доцент Института геологии нефти и газа Югорского государственного университета.

Осипова Е.Н., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 553.98

FOCI OF HYDROCARBON GENERATION AND THE «PALEOZOIC» OIL DEPOSITS IN THE URMAN FIELD (TOMSK REGION)

Margarita F. Krutenko¹,
margaritagalieva@gmail.com

Valery I. Isaev¹

Yuri V. Korzhov²,
ykor1962@mail.ru

Elizaveta N. Osipova¹,
osipovaen@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Yugra State University,
16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russia.

The relevance. Large oil and gas fields are discovered in the oldest basins on many continents of the Earth. According to some estimates, ~40 % in the total proved oil and gas reserves in the world were distributed in the superdeep strata. Also, the Nyurul sedimentary basin draws a lot of interest in prospects for oil and gas potential in the Paleozoic. The perspectivity of the basin is proved by a large amount of hydrocarbon deposits in the Paleozoic discovered there, numerous oil and gas inflows. This research aims to find approaches to identify the source rocks for the pre-Jurassic hydrocarbon deposits.

The main aim: estimation of the Phanerozoic rocks opportunity to generate hydrocarbons accumulated in the pre-Jurassic traps.

Objects. This paper presents the results of paleotemperature modelling of the Paleozoic and Mesozoic foci of hydrocarbon generation in the Urman oil-gas-condensate field in Tomsk Region. The Urman field is included into the Chuzic-Chizhapka group of fields. The research is performed for two wells – Urman 5 and Yuzhno-Urman 1. Actual well data include well tests measurements and vitrinite reflectance determinations as in the Jurassic, so in the pre-Jurassic rocks, also recorded fluid inflows from the pre-Jurassic play.

Methods. The research is based on applying paleotemperature modelling as the main research method. Paleotemperature modelling is associated with paleotectonic reconstructions and is performed in two steps. In the first step, present-day deep heat flow is determined by solving the inverse problem of Geothermics using formation temperatures. In the second step, maximum deep heat flow associated with mantle plume activation is determined applying vitrinite reflectance measurements in the pre-Jurassic rocks. Dynamics of deep heat flow is reconstructed since the Late Ordovician. As a result of solving the direct problem of Geothermics, we set thermal history of the Jurassic and pre-Jurassic oil-source rocks.

Results of paleotemperature modelling for the Urman field allowed identifying possible oil-source rocks for deposits in the pre-Jurassic play. Favourable paleotemperature regime for oil generation in sedimentary sequence of both wells existed only in the Jurassic formations: Bazhenov, Tyumen and Togur. Favourable paleotemperature regime for gas generation existed only in the Paleozoic oil-source formations: in Urman 5 well – in the Late Devonian Luginetsk formation, in Yuzhno-Urman 1 – in the Early Devonian Kyshtovsk formation.

The conclusion. The Paleozoic reservoirs of the Urman field accumulate partially preserved gas generated by the Paleozoic source-rocks (Kyshtovsk and Luginetsk) and oil representing a mixture of the Jurassic oil of marine (Bazhenov) and terrigenous (Togur and/or Tyumen) origin.

Key words:

pre-Jurassic rocks, foci of hydrocarbon generation, paleotemperature modelling, Urman oil-gas-condensate field, Nyurul sedimentary basin.

REFERENCES

- Li D., Chang J., Qiu N., Wang J., Zhang M., Wu X., Han J., Li H., Ma, A. The thermal history in sedimentary basins: A case study of the central Tarim Basin, Western China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2022, vol. 229, pp. 1–17. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2022.105149> (accessed 4 June 2022).
- Liu X., Jin Z., Bai G., Liu J., Guan M., Pan Q., Li T. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic–Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world. *Energy Exploration & Exploitation*, 2017, vol. 35, no. 1, pp. 54–74.
- Khutorskoi M.D., Sokolov S.Yu. Thermal evolution of the southern part of the Barents Sea (the Fedynsky Arch). *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 99–113. In Rus.
- Zhu G., Milkov A.V., Li J., Xue N., Chen Y., Hu J., Li T., Zhang Z., Chen Z. Deepest oil in Asia: characteristics of petroleum system in the Tarim basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108246> (accessed 13 March 2023).
- Zapivalov N.P., Isaev G.D. Criteria of estimation of oil-and-gas-bearing Palaeozoic deposits of Western Siberia. *Tomsk State University Journal*, 2010, no. 341, pp. 226–232. In Rus.
- Fadeeva S.V., Goncharov I.V., Laukhin L.M., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Veklich M.A., Kashapov R.S., Smirnova N.A. Geokhimiya i fatsialnye usloviya formirovaniya neftematerinskikh porod paleozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Geochemistry and facial conditions of formation of the Paleozoic oil-source rocks in the southeastern of Western Siberia]. *Geomodel 2022. Sbornik materialov 24-y nauchno-prakticheskoy konferentsii po voprosam geologorazvadki i razrabotki mestorzhdeny nefiti i gaza* [Geomodel 2022. Proceedings of the 24th scientific and practical conference on geological exploration and oil and gas fields production]. Moscow, LLC «EAGE GEOMODEL», 2022. pp. 63–66.
- Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: The largest and most prolific hydrocarbon basin in the world. *AAPG Bulletin*, 2022, vol. 106, no. 3, pp. 517–572.

8. Ulmishek G.F. *Petroleum geology and resources of the West Siberian Basin, Russia*. Reston, Virginia, USA, US Department of the Interior, US Geological Survey, 2003. 49 p.
9. 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, vol. 39, no. 8, pp. 1176–1184.
10. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of the pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovo group of fields (based on results of vertical alkanes zoning studying). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 51–56. In Rus.
11. Botor D. Burial and thermal history modeling of the Paleozoic-Mesozoic basement in the Northern Margin of the Western Outer Carpathians (Case Study from Pilzno-40 Well, Southern Poland). *Minerals*, 2021, vol. 11, no. 7, pp. 1–23. Available at: <https://doi.org/10.3390/min11070733> (accessed 13 March 2023).
12. Isaev V.I., Galieva M.F., Lobova G., Kuzmenkov S.G., Starostenko V.I., Fomin A.N. Paleozoic and Mesozoic hydrocarbon foci of generation and assessment of their role in formation oil deposits of the Pre-Jurassic complex of Western Siberia. *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 17–48. In Rus.
13. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoyско-kaynozoyских otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic and Cenozoic rocks in the south-eastern part of Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
14. Isaev V.I., Iskorkina A.A., Lobova G.A., Starostenko V.I., Tikhotskii S.A., Fomin A.N. 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. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 2018, vol. 54, no. 2, pp. 310–329. In Rus.
15. 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.
16. Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. Evolyutsiya temperaturnogo polya osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity [The evolution of the sedimentary cover temperature field of the West Siberian Plate]. *Geologiya i geofizika*, 1990, no. 10, pp. 51–60.
17. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Kapchenko L.N. Glavnaya faza gazoobrazovaniya – odin iz etapov katageneticheskoy evolyutsii sapropelovogo 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. 14–17.
18. Belozherov V.B., Garcia A.S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western-Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128–139. In Rus.
19. Yaroslavtseva E.S., Burshteyn L.M. Modelling of hydrocarbon generation history in Kuonamka formation of Kureyka syncline. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2022, vol. 17, no. 4. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/38_2022.html (accessed 13 March 2023).
20. Dobretsov N.L. Large igneous provinces of Asia (250 Ma): Siberian and Emeishan traps (plateau basalts) and associated granitoids. *Russian Geology and Geophysics*, 2005, vol. 46, no. 9, pp. 870–890. In Rus.
21. Bagdasaryan T.E., Thomson S.N., Latyshev A.V., Veselovskiy R.V., Zaitsev V.A., Marfin A.E., Zakharov V.S., Yudin D.S. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions. *Tectonophysics*, 2022, vol. 836. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2022.229385> (accessed 13 March 2023).
22. Ivanov A.V., Corfu F., Kamenetsky V.S., Marfin A.E., Vladykin N.V. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt. *Geochemical Perspectives Letters*, 2021, vol. 18, pp. 11–15.
23. 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, vol. 47, no. 6, pp. 731–743. In Rus.
24. Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesources*, 2015, vol. 61, no. 2, pp. 63–76. In Rus.

Received: 28 March 2023.

Reviewed: 17 April 2023.

Information about the authors

Margarita F. Krutenko, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valery I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Yuri V. Korzhov, Cand. Sc., associate professor, Yugra State University.

Elizaveta N. Osipova, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.