

УДК 550.834.05, 550.8.056, 550.8.053

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-17-32

Особенности формирования углеводородных систем и приоритетные направления геолого-разведочных работ в пределах континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области на основе бассейнового моделирования

© 2024 г. | С.В. Шиманский¹, Ю.Э. Петрова², Н.Я. Васильев², А.Н. Меркулова², Г.А. Галаджян²¹Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Москва, Россия; sergey.shimanskiy@gmail.com;²Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Санкт-Петербург, Россия; PetrovaYulia@vnigni.ru; Vasiliev@vnigni.ru; merkulova@vnigni.ru; galadjan@vnigni.ru

Поступила 24.05.2024 г.

Доработана 03.06.2024 г.

Принята к печати 10.06.2024 г.

Ключевые слова: *Балтийская самостоятельная нефтегазоносная область; Балтийская синеклиза; нефтегазоносная система; нефтегазоматеринская порода; 1D-бассейновое моделирование; нефтегазоносный комплекс; коллектор; ловушка; флюидоупор; коэффициент трансформации; палеоглубина; палеотемпература; седиментация; тепловой поток; событийная таблица.*

Аннотация: В статье приведена оценка современного состояния нефтедобывающей отрасли Калининградской области. Охарактеризованы нефтегазоносные системы Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области и рассмотрены факторы, повлиявшие на их формирование. Установлено, что залежи нефти традиционного типа в коллекторах трех нефтегазоносных комплексов сформировались за счет поступления углеводородов из разновозрастных нефтегазоматеринских пород. На основе анализа палеотектонического развития структур пяти нефтяных месторождений Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области, расположенных в континентальной части Калининградской области, установлено, что в среднекембрийском коллекторе залежи углеводородов в западной части региона приурочены к структурным ловушкам, сформировавшимся в герцинский этап тектогенеза, а на востоке они являются вторичными, образовавшимися в ловушках киммерийского и альпийского возраста. Выполненное 1D-бассейновое моделирование континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области позволило выявить значительную анизотропию геологических параметров на всей территории с запада на восток, с чем связана зональность развития каждой отдельной углеводородной системы (кембрийской, ордовикской и силурийской) и бассейна осадконакопления в целом. В западных областях все нефтегазоматеринские породы длительное время находились в главной фазе нефтегенерации и максимально реализовали свой генерационный потенциал, в центральных — лишь наполовину и только кембрийские, а на востоке — ни одна из нефтегазоматеринских пород не достигла главной фазы нефтегенерации. В связи с этим залежи углеводородов на востоке области могут быть образованы только за счет миграции флюидов из центральных и западных районов. На основе результатов 1D-бассейнового моделирования континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области определены приоритетные направления проведения региональных геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Шиманский С.В., Петрова Ю.Э., Васильев Н.Я., Меркулова А.Н., Галаджян Г.А. Особенности формирования углеводородных систем и приоритетные направления геолого-разведочных работ в пределах континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области на основе бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. — 2024. — № 5. — С. 17–32. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-17-32.

Features of hydrocarbon system formation based on basin modelling and geological exploration priorities in continental part of Baltic Independent Petroleum Area

© 2024 | S.V. Shimanskiy¹, Yu.E. Petrova², N.Ya. Vasil'ev², A.N. Merkulova², G.A. Galadzhyan²¹The Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra), Moscow, Russia; sergey.shimanskiy@gmail.com;²St. Petersburg branch of the All-Russian research geological oil institute, St. Petersburg, Russia; PetrovaYulia@vnigni.ru; Vasiliev@vnigni.ru; merkulova@vnigni.ru; galadjan@vnigni.ru

Received 24.05.2024

Revised 03.06.2024

Accepted for publication 10.06.2024

Key words: *Baltic Independent Petroleum Area; Baltic syncline; petroleum system; oil and gas source rock; 1D basin modelling; play; reservoir; trap; impermeable bed; Transformation Ratio; paleodepth; paleotemperature; sedimentation; heat flow; table of events*

Abstract: The authors present the current evaluation of oil industry in the Kaliningrad region. They describe characteristics of petroleum systems of the Baltic Independent Petroleum Area and discuss factors that have influenced their development.

It is found that the conventional oil accumulations in reservoirs of three plays were formed as a result of hydrocarbon supply from heterochronous source rocks. Analysis of paleotectonic development of five oil fields' structures in the Baltic Independent Petroleum Area, which were discovered in continental part of the Kaliningrad region was carried out. It was determined that hydrocarbon accumulations in Middle Cambrian reservoir in the western part of the region are confined to structural traps formed in Hercynian tectogenesis phase. At the same time, the accumulations of the eastern part are secondary and were formed in Cimmerian and Alpine traps. The 1D-basin modelling of continental part of the Baltic Independent Petroleum Area allowed revealing considerable anisotropy of geological parameters over the entire territory from west to east, which is the cause of zonation of each individual hydrocarbon system (Cambrian, Ordovician, and Silurian) development, as well as the depositional basin as a whole. In western areas, all the source rocks stayed in oil window for a long time, and realized their generation potential to the maximum; in central parts — by half and only Cambrian source rocks; and in the east — no one source rock reached oil window. Consequently, hydrocarbon accumulations in the east of the region could be formed only because of fluid migration from central and western areas. Based on the results of 1D basin modelling of continental part of the Baltic Independent Petroleum Area, priority areas for regional geological exploration are identified.

For citation: Shimanskiy S.V., Petrova Yu.E., Vasil'ev N.Ya., Merkulova A.N., Galadzhyan G.A. Features of hydrocarbon system formation based on basin modelling and geological exploration priorities in continental part of Baltic Independent Petroleum Area. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(5):17–32. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-5-17-32. In Russ.

Введение

Балтийская самостоятельная нефтегазоносная область (СНО) расположена в западной части Северо-Западного федерального округа РФ в Калининградской области, которая представляет собой обособленный полуэксклав, отделенный от основной части страны территориями Литвы и Республики Беларусь. Такое положение предопределяет особенности развития минерально-сырьевой базы региона: с одной стороны — приоритет в обеспечении промышленного комплекса и народно-хозяйственных объектов собственными природными ресурсами; с другой — экономически выгодный их экспорт, что связано с близостью к европейским рынкам сбыта. Поэтому в ряде руководящих правительственных документов Калининградская область определена как приоритетная геостратегическая территория [1, 2].

Калининградская нефть, благодаря неглубокому залеганию, расположению на территории с развитой инфраструктурой в совокупности с низкими расходами на транспортировку за счет небольших расстояний и отсутствия таможенных пошлин на ее вывоз (Калининградская область — особая экономическая зона) характеризуется низкой себестоимостью, обеспечивающей рентабельную ее добычу из низкодебитных скважин на очень мелких месторождениях. Однако нарастить добычу в Балтийской СНО за счет разработки существующих месторождений на суше невозможно, так как уровень их выработанности составляет 91 %. Вместе с тем УВ-потенциал недр не исчерпан. Степень разведанности ресурсов не превышает 60 %, что свидетельствует о перспективности проведения геолого-разведочных работ различных стадий, прежде всего, поисково-разведочных. При этом основной этап региональных геолого-разведочных работ был завершен в 1990-е гг., а объем поисково-разведочных работ в пределах лицензионных участков в последние 10 лет многократно сократился, как и их эффективность. По сравнению с концом 1990-х и началом 2000-х гг. почти в 5 раз снизились коэффициенты

успешности поискового бурения и достоверности запасов, и в период 2009–2021 гг. составили 0,1 и 0,24 соответственно [3]. Как следствие, прирост запасов категорий $A + B_1 + C_1$ в сухопутной части региона в последние десятилетия только на 30 % компенсировал добычу.

Вышеизложенное характеризует стагнацию нефтедобывающей отрасли Калининградской области, преодоление которой, по мнению авторов статьи, должно начинаться с комплексного анализа имеющейся геолого-геофизической информации на основе моделирования УВ-систем. Особенно важно выполнить такого рода исследования для территорий с неравномерной степенью изученности как по площади, так и по разрезу, каковой является Балтийская СНО. Разброс значений плотности сейсмических профилей и разбуренности в регионе колеблется в широких пределах: от 0,5 до 4,6 м/км² и от 8 до 280,6 м/км² соответственно. Практически неизученными остаются ордовикский и силурийский нефтегазоносные комплексы (НГК). И это несмотря на то, что район относится к «старым» нефтеносным областям и рассмотрению различных аспектов его геологии и нефтегазоносности, а также оценке перспектив освоения посвящено много работ таких исследователей, как Ал.А. Отмас, Ан.А. Отмас, В.М. Десятков, Ю.И. Зытнер, Г.А. Григорьев, Т.К. Баженова, И.Р. Макарова, А.А. Суханов, Л.С. Маргулис, К.А. Сакалаускас, Н.А. Борсукова, С.И. Сирый и т. д.

Краткая геологическая характеристика и эволюция структур

Балтийская СНО находится в юго-западной части Восточно-Европейской платформы и приурочена к крупной краевой структуре субширотного простираения — Балтийской синеклизе, заложение которой относится к каледонскому этапу тектогенеза. Территория характеризуется сложной и длительной историей геологического развития, обусловившей особенности формирования УВ-системы.

Фундамент материковой части Калининградской области имеет блоковое строение и сложен

разнообразными массивами гранитоидов и глукбокометаморфизованными гнейсами и амфиболитами раннепротерозойского возраста [4]. Преимущественно терригенный, в меньшей степени галогенно-карбонатный осадочный чехол представлен породами фанерозоя общей толщиной 1350–3000 м, увеличивающейся с северо-востока на юго-запад. Осадочный чехол подразделяется на пять структурных комплексов (каледонский, нижнегерцинский, верхнегерцинский, киммерийский и альпийский), каждый из которых отражает определенный тектонический этап развития региона, обособляется крупными региональными перерывами и угловыми несогласиями, имеет свой структурный план и образует самостоятельные наложенные друг на друга тектонические структуры. В современном структурном плане наиболее выражена Балтийская синеклиза (каледонский структурный комплекс), в меньшей степени — Литовско-Латвийская впадина (нижнегерцинский структурный комплекс) и Польско-Литовская синеклиза (верхнегерцинский, киммерийский и альпийский структурные комплексы). Что касается разрывной тектоники, то она активно развита в породах фундамента и, как правило, унаследована в отложениях нижнего палеозоя. Верхнепалеозойская и мезозой-кайнозойская части чехла не затронуты существенными тектоническими нарушениями, за исключением зон трещиноватости [4]. Вместе с тем тектонические процессы на территории Калининградской области продолжают и в настоящее время, что подтверждается сейсмической активностью (Калининградская область входит в число сейсмоактивных районов РФ [5]), особенно в западной части, а также газоизвержениями и наличием интрузий термальных соленых вод в акватории.

Палеотектонический анализ, выполненный методом палеотектонических профилей по ограниченному числу точек (скважин) для пяти локальных поднятий в пределах месторождений, которые расположены в различных районах континентальной части Балтийской СНО (Исаковское, Северо-Красноборское, Славинское, Восточно-Горинское, Рязанское) (рис. 1), позволил выявить ряд особенностей эволюции структур в регионе. В частности, была установлена синхронность развития нижнепалеозойских локальных поднятий на всей территории Калининградской области, а также приуроченность основного роста структур к концу каледонского этапа тектогенеза. В герцинскую эпоху структуры западной части Балтийской СНО (Исаковское, Северо-Красноборское, Славинское месторождения) не претерпели кардинальных перестроек, в то время как в восточной части они полностью разрушились (Восточно-Горинское, Рязанское месторождения). При этом в меловом периоде в пределах Исаковского и Славинского месторождений наблюдается частичное расформирование ловушек, по-видимому, связанное с локальными тектоническими подвижками в западной части региона. На киммерийском

и альпийском этапах тектогенеза отмечается вторичный рост структур на всей территории с восстановлением расформированных ловушек на востоке области.

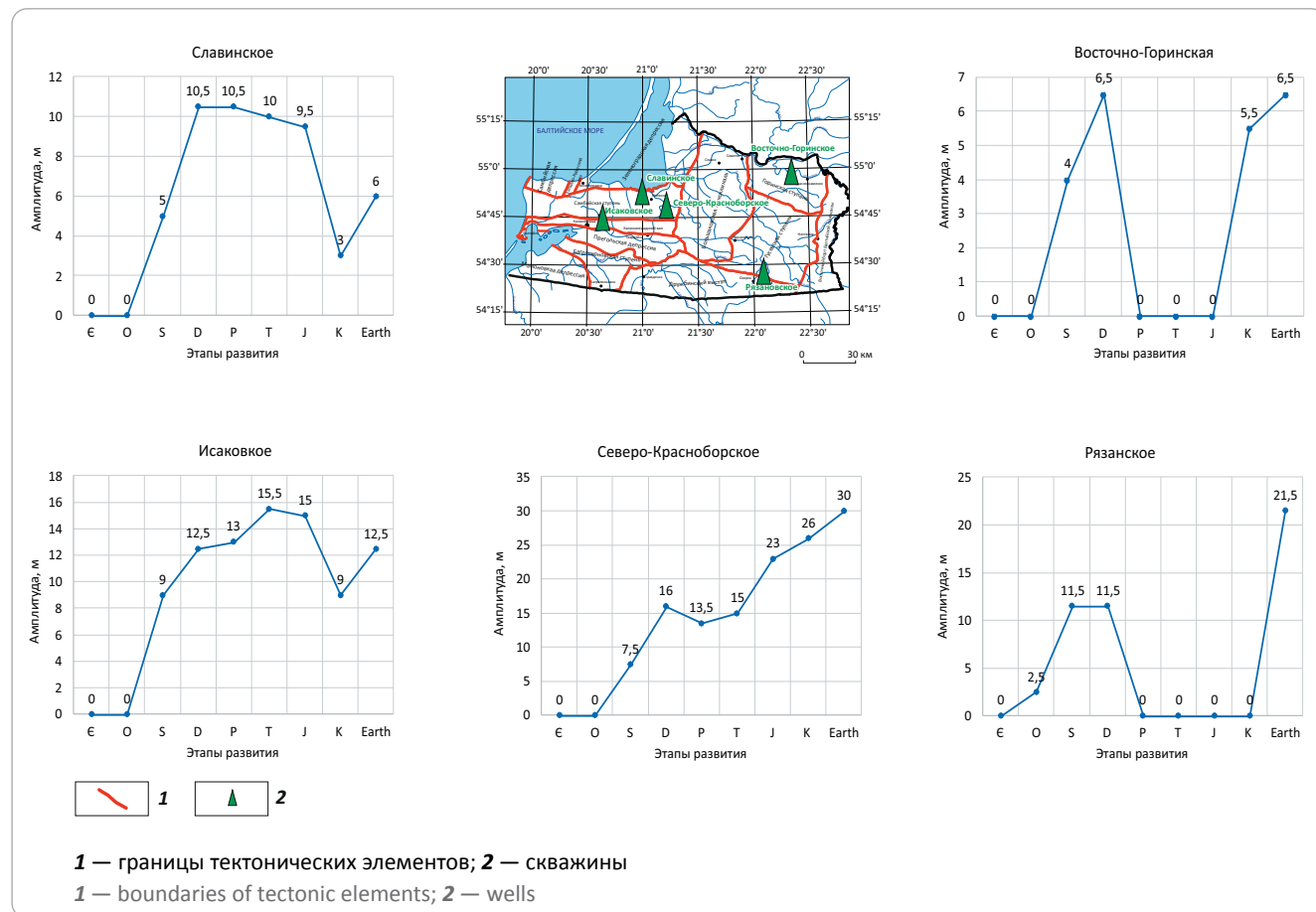
Особенности нефтегазоносных комплексов

В Балтийской СНО выделяется три НГК — среднекембрийский, верхнеордовикский и нижнесилурийский (рис. 2). Промышленная нефтегазоносность на территории РФ подтверждена только в среднекембрийском НГК. В верхнеордовикском НГК и рифовой зоне прослоев карбонатов нижнесилурийского НГК открыты месторождения на территории Литвы — Кибартай (Kybartai), Шилале (Šilalė), Кудирка (Kudirka), Шаукенай (Šaukenai), Лапгирай (Lapgiriai) и др. Иными словами, все три НГК — промышленно нефтегазоносны, но объем и качество содержащихся в них УВ существенно отличаются, что связано как с разнообразными источниками поступления УВ, так и с различной степенью их преобразования в процессе эволюции осадочного бассейна [6].

В каждом НГК присутствует нефтегазоматеринская толща. В среднекембрийском НГК это темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты нижнего кембрия, в верхнеордовикском — черные аргиллиты верхнего ордовика, а в нижнесилурийском — темно-серые мергели и аргиллиты нижней части лlandoверийского отдела. Несмотря на схожесть литологического состава, нефтегазоматеринские толщи существенно отличаются по виду, содержанию и степени катагенетического преобразования ОВ (табл. 1). В кембрийских отложениях основная роль в массе захороненного ОВ принадлежит остаткам синезеленых водорослей, бактерий и акритархам, в ордовикских и силурийских также присутствуют остатки граптолитов, причем их содержание в последних может достигать 50 % [7]. Силурийские отложения отличаются и наибольшим обогащением органикой.

Во всех трех нефтегазоматеринских толщах преобладает II тип керогена, а в силурийских встречается и I, который обычно генерирует нефть. При этом нефти кембрийских залежей в основном особо легкие, малосернистые, малосмолистые. Выше по разрезу в ордовикском и силурийском НГК плотность нефтей и содержание серы повышаются.

Поскольку все известные нефтегазоматеринские толщи залегают в разрезе в непосредственной близости друг от друга (50–200 м), а для рассматриваемого региона характерно блоковое строение продуктивных комплексов с аналогичной по масштабу амплитудой смещения, скопления нефти в каждом НГК, вероятно, являются результатом объединения УВ, поступающих из всех трех нефтегазоматеринских пород. Кроме того, рядом зарубежных авторов [8–11] не исключается возможность миграции УВ с юго-западной части Балтийской синеклизы, где в среднекембрийских – нижнеордовикских отложениях развита так называемая формация черных

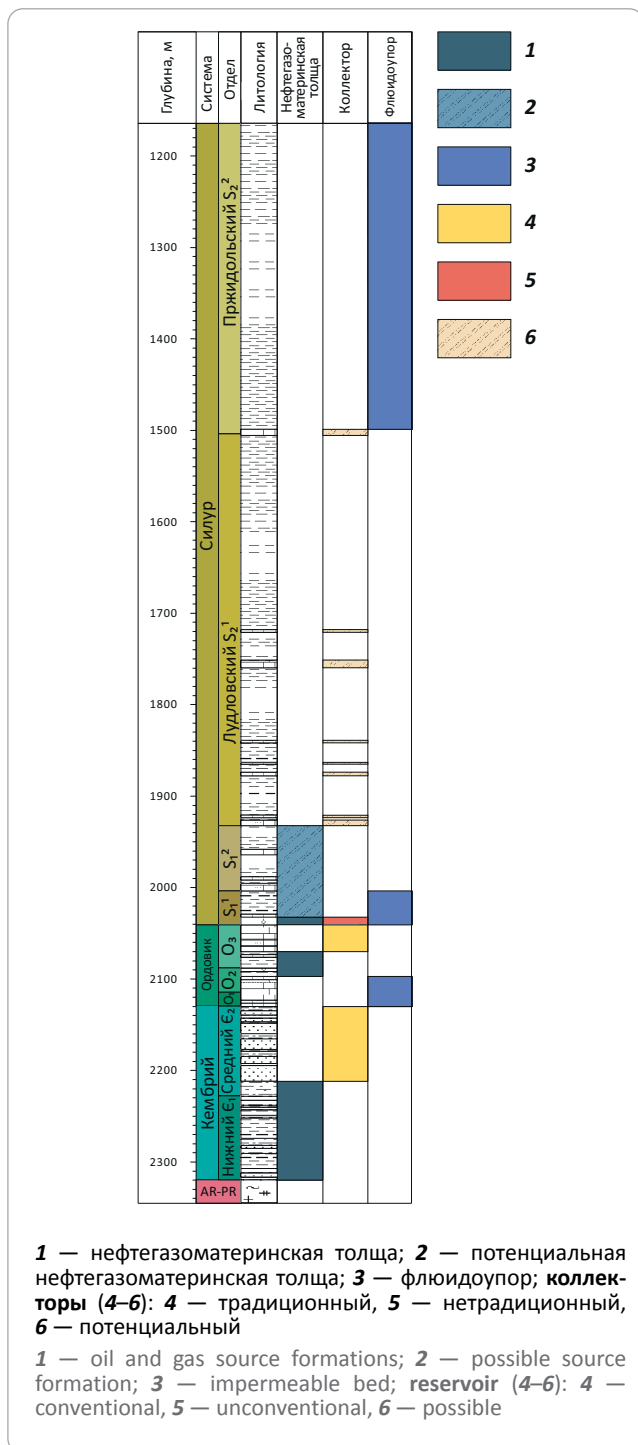
**Рис. 1.** Развитие структур по кровле кембрийских отложений западной части Балтийской СНО**Fig. 1.** Development of structures in Cambrian Top, western part of the Baltic Independent Petroleum Area

квасцовых сланцев (Alum Shale Formation), которая в северо-восточном направлении (на территории России) замещается дикионемовыми сланцами копорской свиты нижнего ордовика. Эти богатые органикой (до 15–20 % [12]) отложения подверглись термическому воздействию в каменноугольно-пермский период за счет внедрения локальных гипабиссальных интрузий основного состава, что привело к раннему созреванию ОВ [13, 14].

Осадочный чехол Балтийской синеклизы отличается пестрым литологическим составом, что обусловило неоднородность геологической среды и создало благоприятные условия для формирования коллекторов и покрышек. Коллекторы в кембрийском НГК сложены кварцевыми мелко-среднезернистыми песчаниками дейменской свиты среднего кембрия. Коэффициент пористости в них достигает 33,7 %, составляя в среднем 11,2 % (табл. 2). Региональной покрышкой для них служат глинисто-карбонатные породы нижнего и частично среднего ордовика толщиной до 27 м и с низкой проницаемостью (в среднем 2,6 мД), что препятствует дальнейшей эмиграции УВ в вышележащие интервалы разреза. В верхнем ордовике нефтеносны карбонатные породы пиргуского и поркуниского горизонтов, которые характеризуются более низкими фильтрационно-емкостными значениями (средний $K_{\text{п}} = 7,3 \%$) по сравнению с коллекторами кембрий-

ского НГК. Региональной покрышкой ордовикских коллекторов служит мощная (22,7–56,8 м) низкопроницаемая (средний $K_{\text{пр}} = 0,01$ мД) битуминозная глинисто-мергелистая толща лландоверийского отдела нижнего силура. Эти же отложения являются нетрадиционным коллектором и одновременно нефтегазоматеринской толщей силурийского НГК (см. табл. 2) по аналогии с битуминозными доманикоидными отложениями Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций (НГП) или баженовской свитой Западно-Сибирской НГП. Покрышками для них служат как непосредственно сами низкопроницаемые формирования, так и вышележащие глинистые породы лландоверийского отдела нижнего силура. Кроме битуминозной толщи в силурийском НГК следует выделить мало мощные интервалы карбонатных пород в глинистой толще лудловского отдела, которые могут быть коллекторами. По данным зарубежных исследователей [15–17], в восточных районах Калининградской области высока вероятность нахождения зоны распространения силурийского барьерного рифа, связанной с этими отложениями. Но в настоящее время эти породы малоизучены. Флюидоупором для них могут служить глинистые толщи пржидольского отдела верхнего силура. Суммарная толщина таких образований достигает десятки и сотни метров, а проницаемость (по единичным образцам) не превышает 0,01 мД.

Рис. 2. Схема элементов УВ-систем
Fig. 2. Elements of hydrocarbon systems



1D-бассейновое моделирование УВ-систем

Одномерное (1D) бассейновое моделирование в пределах суши Калининградской области выполнялось в программном комплексе PetroMod с целью реконструкции геологической истории осадочного бассейна и установления основных элементов нефтяной системы и связанных с ними геологических событий.

Генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород во многом определяется двумя фактора-

ми: температурным режимом осадкообразования в бассейне и изменением степени прогрева сформировавшихся пород во времени. Первый обусловлен палеоглубинами осадочного бассейна и палеоклиматическими температурами на поверхности Земли, второй зависит от геотермического градиента.

Выполненный в процессе моделирования палеогеографический анализ эволюции Балтийского бассейна, основанный на исследовании фациальных моделей для всего интервала осадочного чехла, позволил реконструировать палеоглубины образования различных отложений в разрезе (рис. 3). В совокупности с результатами общепризнанных палеоклиматических исследований Б. Вигралы от 1980 г. такие данные послужили основанием для расчета тренда палеотемператур поверхности осадконакопления с течением времени (рис. 4). Полученные температуры позволили установить верхнюю (в пространстве) границу для определения геотермического градиента в моделируемом разрезе. Для вычисления нижней границы использовались значения базального теплового потока и его изменения с течением времени.

В качестве исходных данных при расчете базального теплового потока использовалась информация о современном тепловом потоке, полученная из открытых источников (Глобальная база данных теплового потока — IHFC Viewer Global Heat Flow Database) и уточненная по данным измерений на территории Калининградской области и сопредельных Польши и Литвы. В результате была построена карта площадного распределения современного теплового потока (рис. 5), позволяющая определять значения температуры в любой точке в пределах моделируемой территории.

Поскольку для осадочных бассейнов синеклизного (не рифтового) типа, к которым относится Балтийский, допускается применение постоянного во времени теплового потока, то для построения одномерных моделей по девяти глубоким скважинам, наиболее полно характеризующим изучаемый разрез и расположенным в различных тектонических элементах сухопутной части Балтийской СНО (рис. 6), были приняты постоянные его значения в течение всех геологических периодов. Калибровка температурной модели выполнялась по данным точечных замеров пластовых температур в скважинах, это показано на примере скв. Ушаковская-8 (рис. 7). Таким образом были скорректированы входные значения базального теплового потока по всем одномерным моделям.

В пределах территории Калининградской области происходило два интенсивных прогибания: некомпенсированное в позднем силуре и компенсированное в триасе (см. рис. 3). Последнее, активно проявившееся в триасе, продолжилось с меньшей активностью и небольшими перерывами до неогена. Эти перестройки связаны с различными этапами тектонического развития региона — каледонским и позднегерцинским — альпийским. Во время



Табл 1. Характеристика нефтегазоматеринских пород Балтийской СНО
Tab. 1. Characteristics of source rocks of the Baltic Independent Petroleum Area

Возраст	Литология	Толщина, м	C _{орг} , %	Тип ОВ
Силур S ₁ ¹	Темно-серые мергели и аргиллиты	2,1–13,5 (среднее 7,6)	0,09–16,29 (среднее 5,9)	I и II
Ордовик O ₃	Черные аргиллиты	0,9–18,9 (среднее 8,9)	0,04–6,28 (среднее 0,56)	II
Кембрий E ₁	Темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты	4,4–54,1 (среднее 21,2)	0,01–0,82 (среднее 0,3)	II

Табл 2. Характеристика коллекторов и флюидоупоров Балтийской СНО
Tab. 2. Characteristics of reservoirs and impermeables of the Baltic Independent Petroleum Area

Нефтегазоносный комплекс	Коллектор					Флюидоупор			
	Возраст	Литология	Тип	Толщина, м	Пористость, %	Возраст	Литология	Толщина, м	Проницаемость, мД
Силурийский	S _{1rd}	Аргиллиты и мергели	Терригенно-карбонатный; нетрадиционный поровый, низкопроницаемый	2,1–13,5 (ср. 7,6)	Нет данных	S _{1ar} + S _{1th}	Битуминозные аргиллиты и мергели	15,5–48,7 (ср. 31,8)	K _{пр} ср. 0,01
	S ₂ ¹	Известняки, мергели	Карбонатный; порово-трещинный	До 10–15	Нет данных	S ₂ ²	Глины и аргиллиты	n · 100	Нет данных
Ордовикский	O ₃	Известняки	Карбонатный; порово-трещинный	1,1–31,3 (ср. 14,9)	K _n 0,6–20 (среднее 7,3)	S _{1rd}	Аргиллиты и мергели	22,7–56,8 (ср. 39,4)	K _{пр} ср. 0,01
Кембрийский	E _{2dm}	Песчаники мелко-средне-зернистые, кварцевые	Терригенный; поровый, порово-трещинный	6,9–97,5 (ср. 44,4)	K _n 0,6–33,7 (среднее 11,2)	O ₁ и O ₂	Аргиллиты, мергели и известняки	8,5–26,9 (ср. 12,8)	K _{пр} 0,01–20,9 (ср. 2,6)

таких событий на участках наиболее интенсивных прогибаний сформированные ранее нефтегазоматеринские породы погружались на значительную глубину и находились в термобарических условиях, соответствующих средним стадиям катагенеза, при которых образуются УВ нефтяного ряда. Поскольку степень прогиба на западе региона была существенно выше, чем на востоке, что отражается в увеличении толщины осадочного чехла с востока на запад с 1,5 до 3 км, то с востока на запад отмечается и постепенное повышение максимальных температур прогрева толщи осадочных пород с 80 до 130–140 °C и степени катагенеза ОВ от ПК до МК₃, что хорошо видно на примере трех моделей погружения и прогрева территории по скважинам Ягодная-1, Ушаковская-8 и Гусевская-3, расположенным на субширотном профиле (рис. 8). Пиковые показания приходятся на время нижнего – среднего три-

аса и весь период мела. По-видимому, это связано с резким погружением области осадконакопления в триасе и достижением его максимальной глубины в меловой период.

Отложения восточных районов Калининградской области, по всей видимости, или не достигли мезокатагенеза, или находятся на начальной его стадии (см. рис. 8, скв. Гусевская-3). Нефтегазоматеринские породы целевых интервалов разреза не вошли в главную фазу нефтегенерации. Поэтому степень преобразования ОВ не превышает стадию протокатагенеза ПК₃, что соответствует начальному этапу генерации нефти. Крайне низкие коэффициенты трансформации ОВ нефтегазоматеринских пород (кембрийских — 6,8 %; ордовикских — 4,1 %; силурийских — 3,8 %) свидетельствуют о низком потенциале таких пород как источника УВ.



Рис. 3. График изменения палеоглубины бассейна седиментации в пределах территории Калининградской области
Fig. 3. Diagram of variations of depositional basin depth, the Kaliningrad region territory

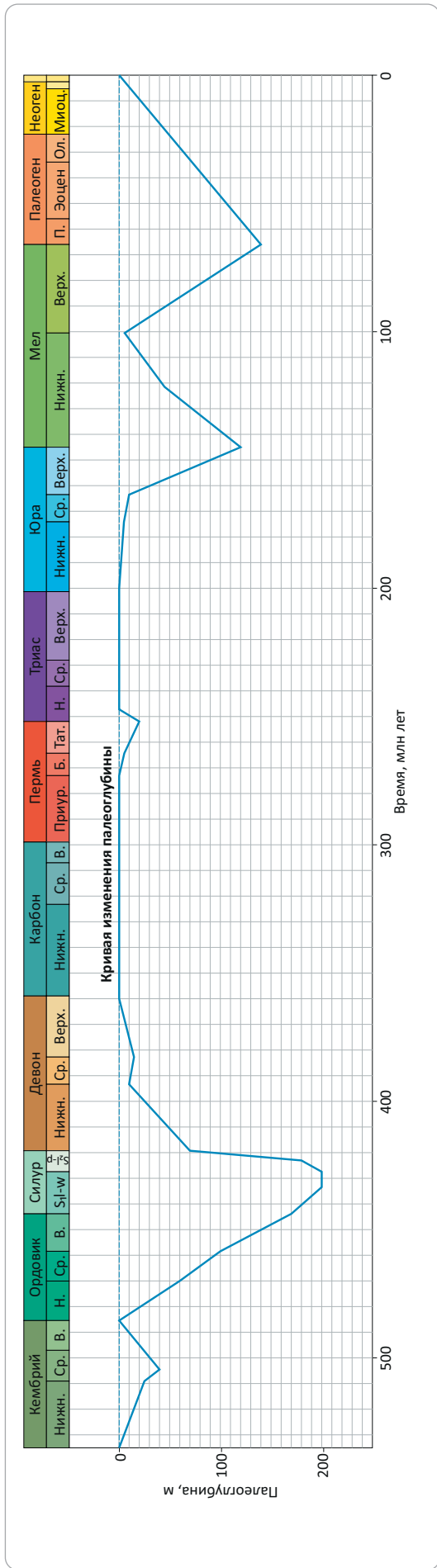


Рис. 4. График изменения температуры поверхности осадконакопления в пределах территории Калининградской области
Fig. 4. Diagram of variations of depositional surface temperature, the Kaliningrad region territory

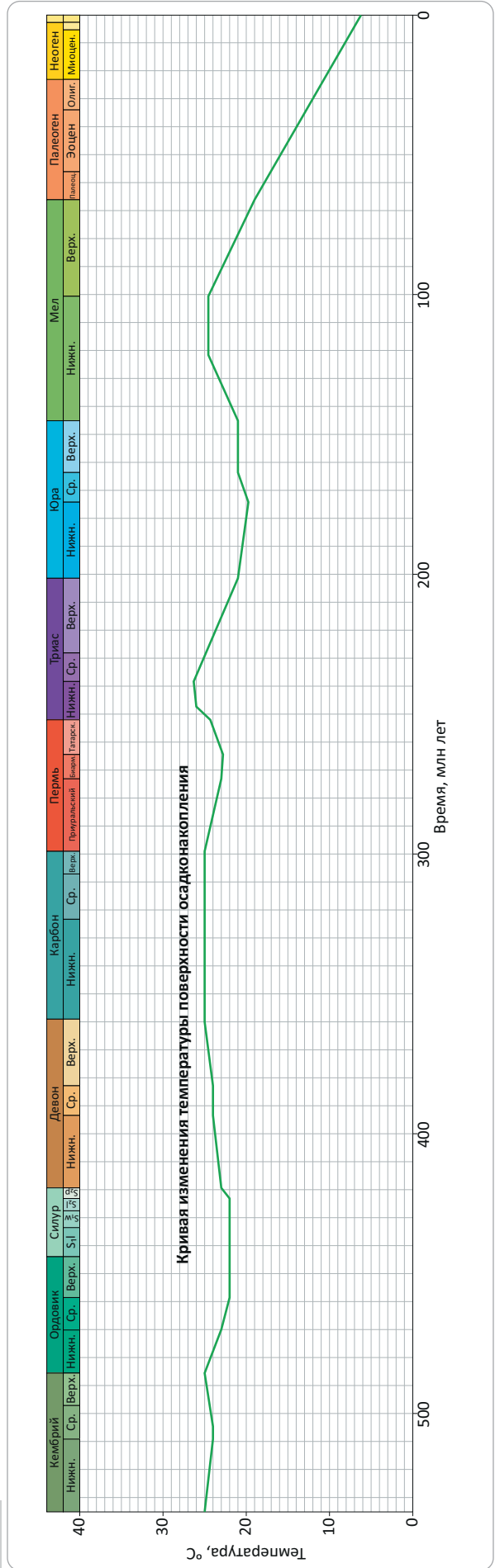




Рис. 5. Карта распределения современного теплового потока на территории Калининградской области
Fig. 5. Map of current heat flow distribution, the Kaliningrad region territory

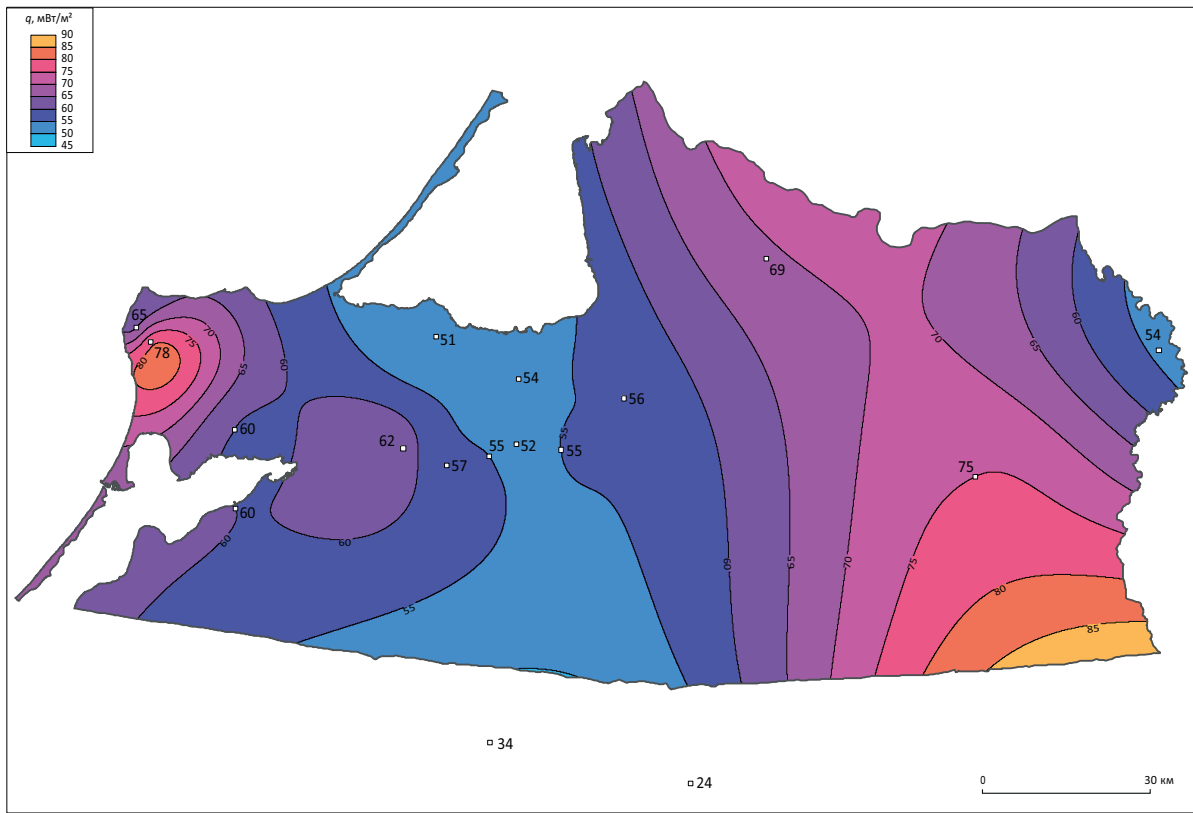
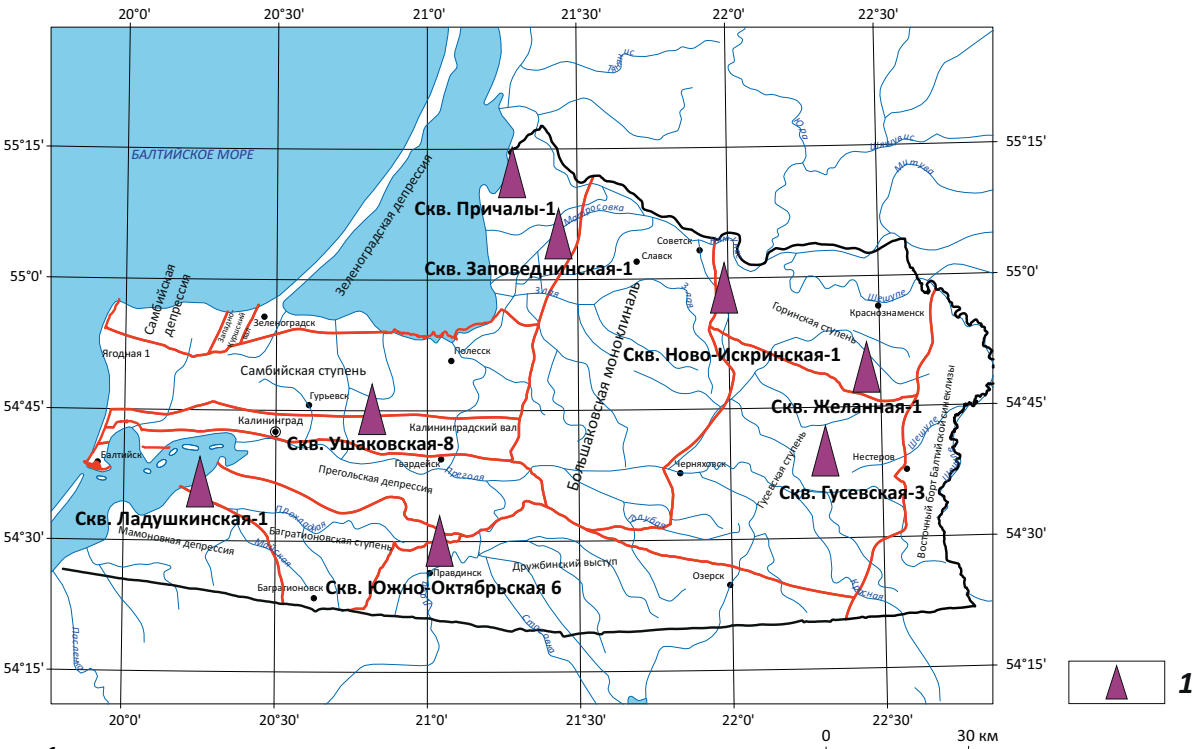


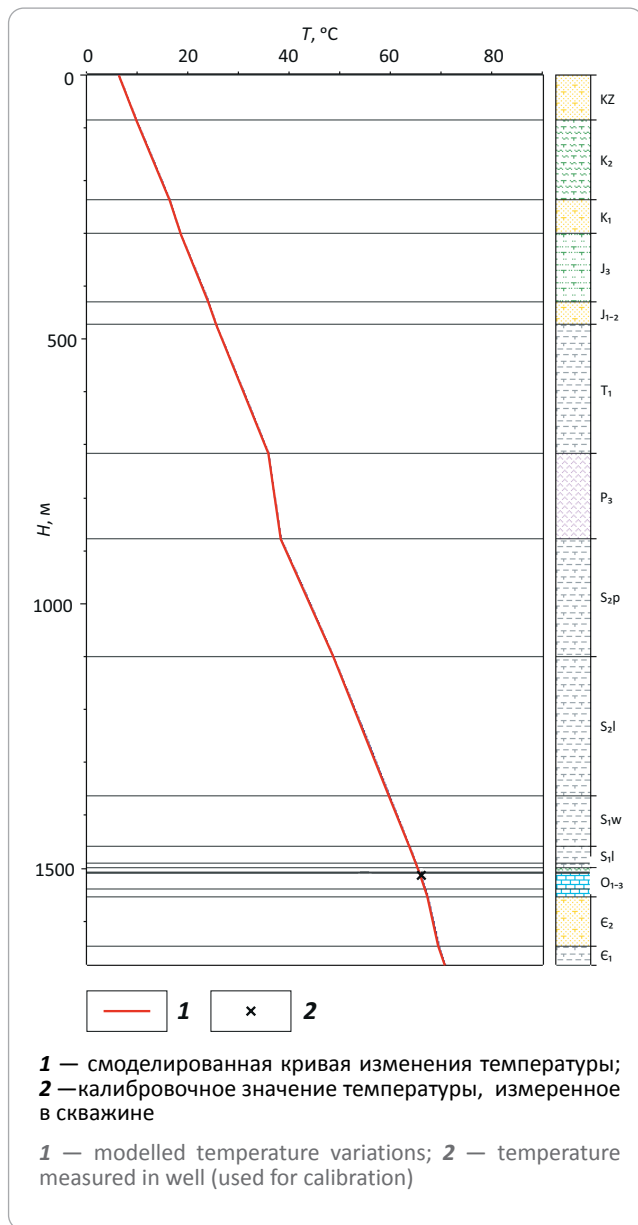
Рис. 6. Схема расположения скважин с выполненным 1D-бассейновым моделированием
Fig. 6. Location map — wells with 1D basin modelling conducted



1 — скважины.
 Остальные усл. обозначения см. на рис.1
1 — wells.
 The rest of the legend is in Fig. 1

Рис. 7. График изменения расчетной температуры, откалиброванной на данные замеров температуры в скв. Ушаковская-8

Fig. 7. Diagram of calculated temperature calibrated with temperature measurements in Ushakovskaya-8 well



В центральных районах рассматриваемой территории вследствие увеличения толщины отложений степень преобразования пород возрастает (см. рис. 8, скв. Ушаковская-8). Все три основных нефтегазоматеринские породы входят в главную фазу нефтегенерации еще в раннем триасе. Температурный режим на уровне стадии катагенеза МК₁ сохраняется здесь до настоящего времени. Максимальной степени преобразования достигают породы нижнего кембрия, реализуя свой УВ-потенциал более чем наполовину и тем самым обеспечивая возможность для заполнения ловушек и формирования залежей. УВ-системы ордовика и силура в этой части региона не достигают критического момента.

Максимальное значение коэффициента трансформации ОВ пород ордовика составляет 36,9 %, силура — 32,5 %. То есть в условиях «полной независимости» (закрытости) такие УВ-системы не достигли необходимой стадии эволюции для формирования полноценных самостоятельных залежей УВ.

Более значительные преобразования пород могли происходить лишь в крайних западных и юго-западных частях территории. Здесь на отдельных участках температуры наиболее погруженных пород превышают 120 °С (см. рис. 8, скв. Ягодная-1), что отвечает градации катагенеза МК₂, а иногда и выше (по Н.Б. Вассоевичу, С.Г. Неручеву). Нефтегазоматеринские породы в конце силура достигают стадии мезокатагенеза МК₁, а с начала триаса — МК₂. Все три нефтяные системы к настоящему моменту почти полностью реализовали свой УВ-потенциал. Максимальный коэффициент трансформации ОВ нефтегазоматеринских пород составляет 85,3 % для отложений нижнего кембрия, 78,8 % — для пород ордовика и 76,9 % — для толщи нижнего силура. Так как породы всех НГК значительное время находятся в главной фазе нефтегенерации и более чем три четверти ОВ подверглось преобразованию, они все могут служить источниками УВ в пределах Калининградской области не только для залежей, сформировавшихся на западе региона, но и, учитывая значительный уклон территории, в других ее частях за счет миграции нефти.

Таким образом, для истории формирования всех трех УВ-систем характерно изменение по площади в субширотном направлении степени преобразования ОВ, что предопределило различие в объемах генерации УВ, а разное положение нефтегазоматеринских пород в разрезе обусловило смещение во времени начало образования нефти и периода максимальной реализации их УВ-потенциала по времени.

Для кембрийской УВ-системы начало генерации нефти и газа на западе приходится на конец силура и знаменуется резким, скачкообразным переходом кривой палеотемператур через отметку 90 °С. По сравнению с центральными и восточными районами нефтегазоматеринские породы входят в главное окно нефтегенерации максимально рано и к началу триаса расходуют более половины своего УВ-потенциала (рис. 9). В центре рассматриваемой территории образование нефти начинается позже — в раннем триасе, а в восточных районах нефтяная система не достигает необходимых палеотемператур для генерации УВ, поэтому залежи нефти могут быть образованы только за счет ее миграции из центральных и западных районов.

В итоге более вероятно, что суммарный критический момент образования максимального количества нефти кембрийскими нефтегазоматеринскими породами на большей части территории соответствует позднему миоцену. К этому же времени следует отнести и аккумуляцию залежей УВ в среднекембрийском коллекторе в ловушках,



Рис. 8. График погружения бассейна по скважинам Ягодная-1 (А), Ушаковская-8 (В) и Гусевская-3 (С) с наложенной палитрой модельных палеотемператур

Fig. 8. Scheme of the basin subsidence, Yagodnaya-1 (A), Ushakovskaya-8 (B), and Gusevskaya-3 (C) wells with laid-over modelled paleotemperature (in colour)

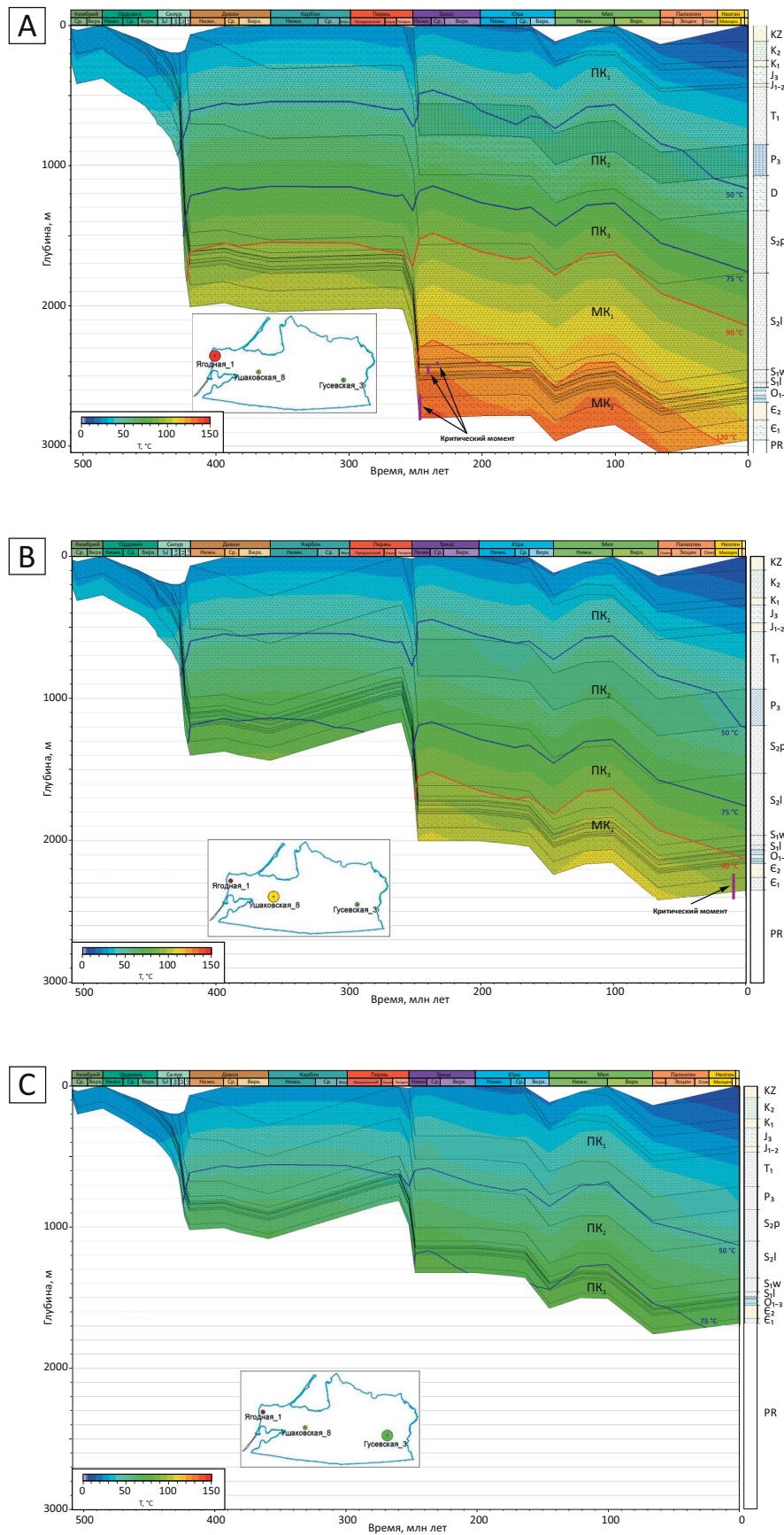
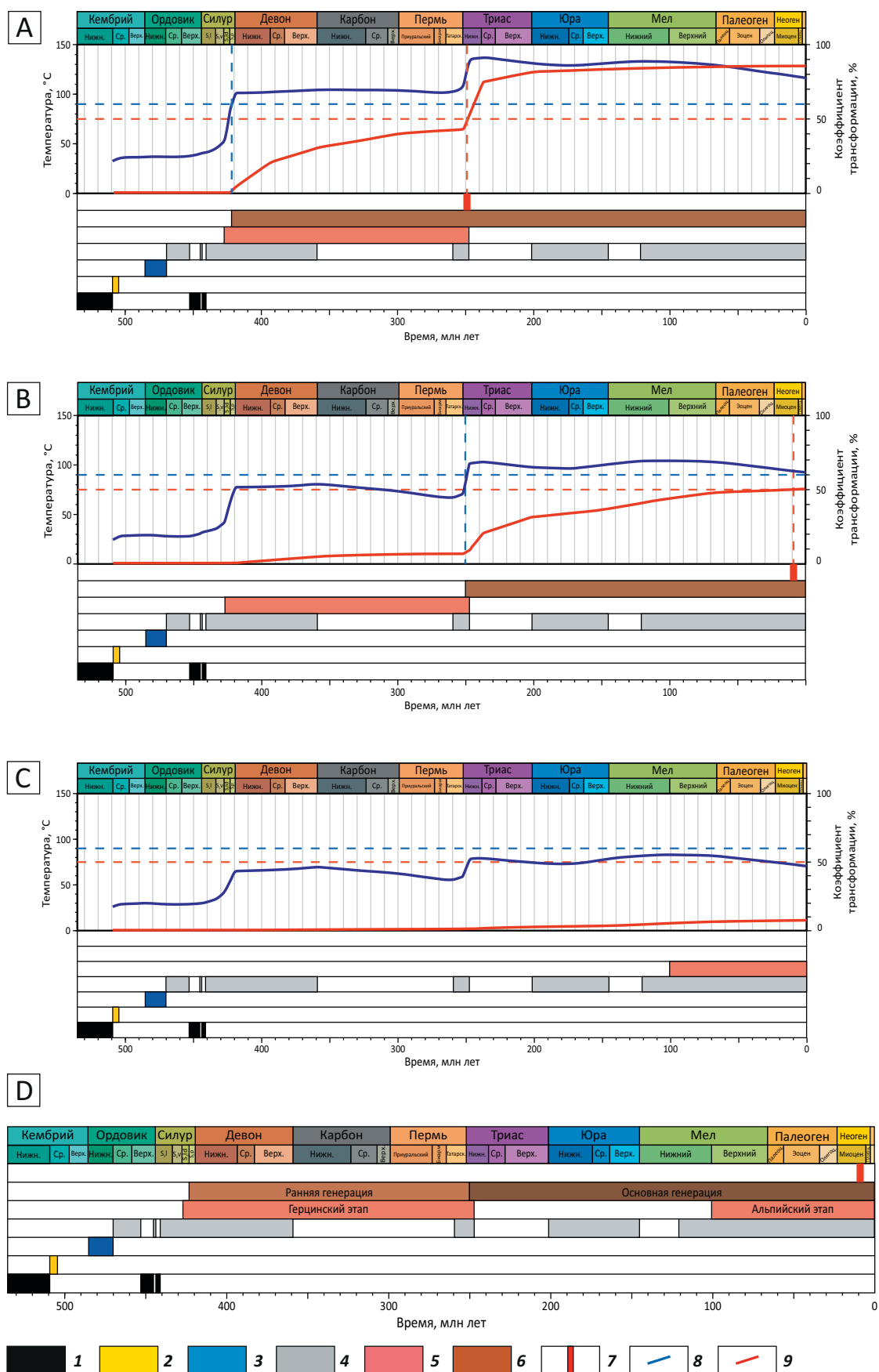


Рис. 9. Событийные таблицы кембрийской УВ-системы на востоке (А), в центре (В), на западе (С) территории и сводная (Д)



Усл. обозначения к рис. 9

Legend for Fig. 9

1 — нефтематеринская толща; 2 — коллектор; 3 — флюидоупор; 4 — вышележащие отложения; 5 — формирование ловушек; 6 — генерация, миграция и аккумуляция; 7 — критический момент; 8 — температура отложений, °C; 9 — коэффициент трансформации ОВ, %

1 — source formation; 2 — reservoir; 3 — seal; 4 — overlying deposits; 5 — trap formation; 6 — generation, migration, and accumulation; 7 — critical point; 8 — temperature deposits, °C; 9 — OM Transformation Ratio, %

сформировавшихся с конца силура до начала триаса. Однако, как было отмечено выше, на востоке Калининградской области в герцинский этап тектогенеза залежи, образовавшиеся к этому времени, были разрушены. Вторично структурный рельеф территории начал формироваться в киммерийский и альпийский этапы тектогенеза. Следовательно, залежи нефти на востоке, вероятно, являются вторичными.

Активная фаза генерации УВ из нефтегазоматеринских пород ордовика на большей части региона началась в нижнем триасе. Исходя из рассчитанного коэффициента трансформации ОВ, к настоящему времени УВ-система ордовика не достигла критического момента (рис. 10). Однако, учитывая достаточно продолжительный срок существования ловушек на западе территории и вторичное их образование на востоке, а также дополнительные источники УВ кембрийского и силурийского комплексов, можно утверждать, что вероятность формирования промышленных залежей в ордовикском НГК Калининградской области высока. Главным фактором, определяющим условия формирования таких объектов, следует считать литологический состав. Только наличие достаточно емкого коллектора в низкопроницаемых толщах ордовика может обеспечить значимую аккумуляцию УВ. Следовательно, основное направление поиска таких объектов — выявление зон улучшенных коллекторов в перспективных карбонатных толщах.

На основной части исследуемой территории силурийские нефтегазоматеринские породы так же, как и ордовикские, вошли в главную фазу нефтегенерации в начале триаса. Однако на западе, учитывая влияния позднепалеозойских интрузий, это событие, вероятно, случилось значительно раньше. Предположительно в период внедрения интрузий, т. е. в девоне — перми. Высокий коэффициент трансформации силурийского ОВ (> 50 %) отмечается только в крайних западных районах (см. рис. 8). На большей части Калининградской области, а особенно на востоке территории, критического момента система не достигла (рис. 11). В первую очередь это имеет серьезное значение для формирования залежей традиционного типа, так как при недостаточном преобразовании ОВ вероятность образования таких объектов резко снижается. Только наличие интенсивной латеральной миграции УВ из западной части территории в восточную позволяет предполагать наличие классических залежей УВ на востоке Калининградской области.

Выводы

Таким образом, для континентальной части Балтийской СНО проведенное 1D-моделирование позволяет сделать следующие выводы.

1. Три выделяемые в регионе самостоятельные УВ-системы (кембрийская, ордовикская и силурийская) тесно связаны между собой, традиционные залежи нефти в коллекторах всех НГК сформировались за счет поступления УВ из всех трех нефтегазоматеринских толщ.

2. На всей территории отмечается значительная анизотропия геологических параметров с запада на восток, с чем связана зональность развития каждой отдельной УВ-системы и бассейна осадконакопления в целом. В западных областях все нефтегазоматеринские породы длительное время находились в главной фазе нефтегенерации и максимально реализовали свой генерационный потенциал (более чем на 77 %). В центральных районах коэффициент трансформации ОВ превысил 50 % только для кембрийских нефтегазоматеринских пород несмотря на то, что все три нефтегазоматеринские породы вошли в главную фазу нефтегенерации еще в раннем триасе. На востоке территории ни одна из нефтегазоматеринских пород не достигла главной фазы нефтегенерации, степень преобразований ОВ не превышает стадию протокатагенеза ПК₃, а коэффициент трансформации — 7 %. Следовательно, залежи на востоке области могли быть образованы только за счет миграции УВ из центральных и западных районов.

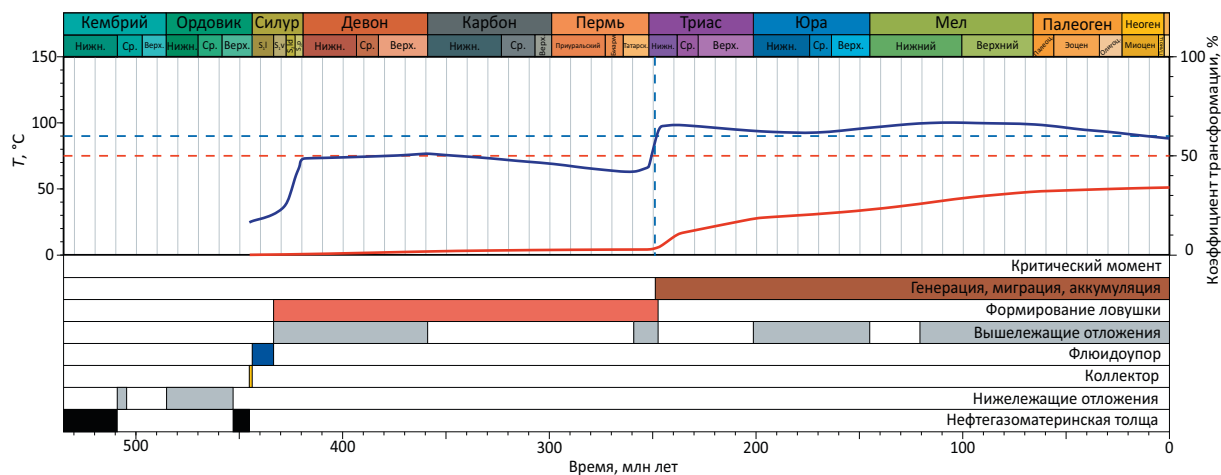
3. В среднекембрийском коллекторе залежи УВ в западной части региона приурочены к структурным ловушкам, сформировавшимся в герцинский этап тектогенеза. На востоке они являются вторичными, образовавшимися в ловушках киммерийского и альпийского возраста.

4. В ордовикском НГК доминирующими следует считать залежи литологического типа, поскольку только наличие достаточно емкого коллектора в низкопроницаемых толщах ордовика может обеспечить существенную аккумуляцию УВ. Формирование ловушек структурного типа в этом НГК подчинено закономерностям распределения залежей нефти в кембрийском НГК, но при этом существенно меньше по масштабам, что связано с более низким генерационным потенциалом нефтегазоматеринских пород ордовика.

5. Для силурийского НГК основным источником УВ является нетрадиционный коллектор — битуминозная

Рис. 10. Событийная таблица ордовикской УВ-системы

Fig. 10. Table of event for Ordovician petroleum system

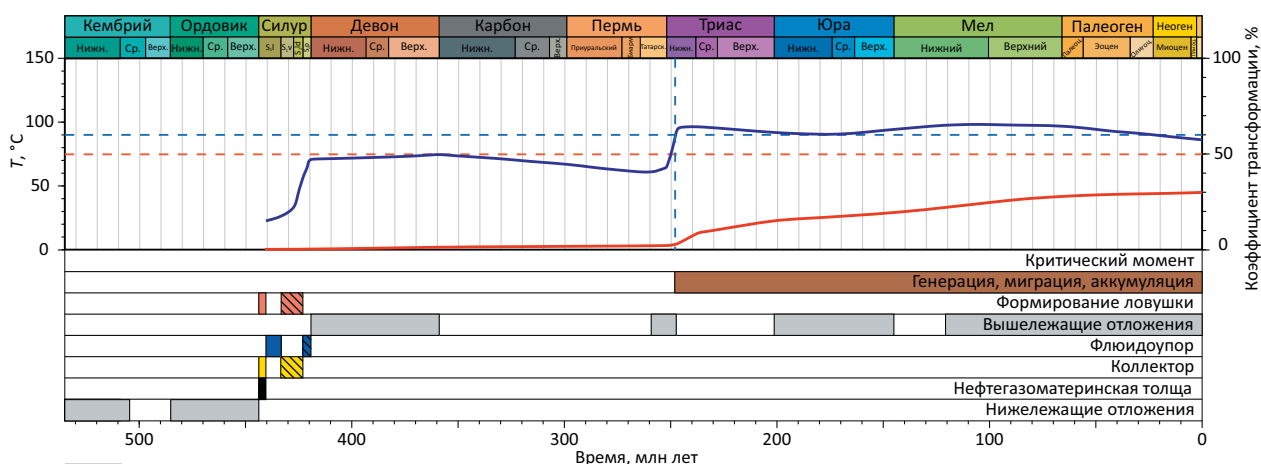


Усл. обозначения см. на рис. 9

For legend see Fig. 9

Рис. 11. Событийная таблица силурийской УВ-системы

Fig. 11. Table of event for Silurian petroleum system



1 — нетрадиционный резервуар углеводородов
Остальные усл. обозначения см. на рис. 9

1 — unconventional hydrocarbon reservoir

For other legend items see Fig. 9

глинисто-мергелистая толща лландоверийского отдела нижнего силура. Кроме того, возможно образование мелких по запасам традиционных залежей в маломощных интервалах карбонатных пород в глинистой толще лудловского отдела на западе региона и рифовых постройках на востоке.

В итоге на основе результатов 1D-бассейнового моделирования континентальной части Балтийской СНО можно определить следующие приоритетные направления региональных геолого-разведочных работ:

– на всей территории — комплекс специальных исследований для изучения ордовикского карбонатного НГК и терригенно-карбонатных битуминозных отложений (нетрадиционный коллектор) силурийского НГК;

– в восточной части региона — детальные сейсморазведочные работы для выявления и оконтуривания площади распространения силурийского барьерного рифа;

– на юго-западе — комплекс поисково-разведочных работ, нацеленных на доисследование кембрийского НГК в границах Мамоновской депрессии.

В заключение необходимо отметить, что приведенные данные являются результатом моделирования УВ-систем только в границах континентальной части Калининградской области. Работы будут продолжены в пределах шельфа и в дальнейшем планируется построение общих 1D, 2D и 3D-моделей для всей Балтийской СНО.

Литература

1. *Об утверждении* Стратегии пространственного развития РФ на период до 2025 г. // Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 207-р. – М., 2019. (Приложение 4, раздел 1 – Приоритетные геостратегические территории).
2. *Стратегия* развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года // Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р. – М., 2018.
3. Прохоров В.Л., Алексеева И.Б. Основные результаты геологоразведочных работ в 2009-2020 годах на территории Калининградской области (суша) и предложения по направлению дальнейших исследований [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2022/33_2022.html (дата обращения 10.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2022.
4. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Центрально-Европейская. Лист N-(34) – Калининград. Объяснительная записка. – СПб. : Картофабрика ВСЕГЕИ, 2011. – 226 с.
5. Список населенных пунктов Российской Федерации, расположенных в сейсмических районах, с указанием расчетной сейсмической интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий и трех степеней сейсмической опасности – А (10%), В (5%), С (1%) в течение 50 лет в соответствии с Комплектом карт общего сейсмического районирования – ОСР-2016-А, ОСР-2016-В, ОСР-2016-С // СП 14.13330.2018. Свод правил. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 24.05.2018 N 309/пр). – М. : Стандартинформ, 2018. – 114 с.
6. Меркулова А.Н., Петрова Ю.Э., Шиманский С.В. Характеристика углеводородных систем Балтийской СНО [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19. – № 3. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2024/21_2024.html (дата обращения: 10.05.2024).
7. Баженова Т.К., Шапиро А.И., Васильева В.Ф., Отмас А.А. Геохимия органического вещества и генерация углеводородов в нижнесилурийских отложениях Калининградской области [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf (дата обращения 15.05.2017).
8. Kosakowski P., Kotarba M. J., Piestrzynski A., Shogenova A., Wicław D. Petroleum source rock evaluation of the Alum and Dictyonema Shales (Upper Cambrian–Lower Ordovician) in the Baltic Basin and Podlasie Depression (eastern Poland) // International Journal of Earth Sciences. – 2016. – Т. 106. – № 2. – С. 743–761. DOI: 10.1007/s00531-016-1328-x.
9. Kosakowski P., Zakrzewski A., Waliczek M. Ordovician and Silurian Formations of the Baltic Syncline (NE Poland): An Organic Geochemistry Approach // Lithosphere. – 2022. – № 1. DOI: 10.2113/2022/7224168.
10. Yang S., Schulz H.-M., Schovsbo N.H., Bojesen-Koefoed J.A. Oil-source rock correlation of the Lower Paleozoic petroleum system in the Baltic Basin (northern Europe) // AAPG Bulletin. – 2017. – Т. 101. – № 12. – С. 1971–1993. DOI: 10.1306/02071716194.
11. Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoubldikov A.I., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. The middle Cambrian succession in the central Baltic basin: geochemistry of oils and sandstone reservoir characteristics // Journal of Petroleum Geology. – 2012. – Т. 35. – № 3. – С. 237–254. DOI:10.1111/j.1747-5457.2012.00528.x.
12. Фадин Я.Ю., Панова Е.Г., Олейникова Г.А., Воронин Д.Ю. Геохимические особенности черных сланцев месторождений района Нарке (Швеция) // Вестник СПбГУ. Сер. 7. Геология. География. – 2016. – Вып. 2. – С. 27–36. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.203.
13. Харин Г.С., Ерошенко Д.В. Базитовые интрузии и углеводородный потенциал юго-восточной Балтики // Океангеология. – 2014. – Т. 54. – № 2. – С. 267–281. DOI: 10.7868/S0030157414020117.
14. Motuza G., Šliaupa S., Timmerman M. J. Geochemistry and 40Ar/39Ar age of Early Carboniferous dolerite sills in the southern Baltic Sea // Estonian Journal of Earth Sciences. – 2015. – Т. 64. – № 3. – С. 233–248. DOI:10.3176/earth.2015.30.
15. Elforsk. Final report on prospective sites for the geological storage of CO2 in the southern Baltic sea [Электронный ресурс]. – 2014. – URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/final-report-on-prospective-sites-for-the-geological-storage-of-co2-in-the-southern-baltic-sea/> (дата обращения: 08.05.2024).
16. Kaminskaite-Baranauskiene I., Cichon-Pupienis A., Makauskas P. Silurian barrier reef in Lithuania: Reservoir properties and low enthalpy geothermal heat potential // Heliyon. – 2024. – Т. 10. – № 4. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e26360.
17. Michelevicius D., Kaminskas D., Blažauskas N. The Silurian barrier reef structures of the Baltic petroleum basin (Lithuania) according to recent 3D seismic results // IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Conference Paper, IAPG Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (Ноябрь, 2014 г.). – 2014. – С. 527–538. DOI: 10.13140/2.1.2521.3121.

References

1. *Ob utverzhdenii* Strategii prostranstvennogo razvitiya RF na period do 2025 g. [On approval of the RF Spatial Development Strategy for the period until 2025]. In: Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 13 fevralya 2019 g. № 207-r. Moscow; 2019. In Russ.
2. *Strategiya* razvitiya mineral'no-syr'evoi bazy Rossiiskoi Federatsii do 2035 goda [Strategy of raw material base development in Russian Federation for the period until 2035]. In: Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 22 dekabrya 2018 g. № 2914-r. Moscow; 2018. In Russ.
3. Prokhorov V.L., Alekseeva I.B. Main results of the 2009-2020 period of geological exploration activity, concerning the hydrocarbon accumulations belonging to the territory of the Kaliningrad onshore area and suggestions for the further research. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2022;17(24). Available at: https://ngtp.ru/upload/iblock/b82/33_2022.pdf (accessed 10.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2022. In Russ.

4. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Tsentral'no-Evropeiskaya. List N-(34) – Kaliningrad. Ob'yasnitel'naya zapiska [State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (3rd generation). Central European Series. Sheet N-(34) – Kaliningrad. Explanatory Note]. – St. Petersburg: Kartfabrika VSEGEI; 2011. 226 p.*
5. *Spisok naselennykh punktov Rossiiskoi Federatsii, raspolozhennykh v seismicheskikh raionakh, s ukazaniem raschetnoi seismicheskoi intensivnosti v ballakh shkaly MSK-64 dlya srednikh gruntovykh uslovii i trekh stepenei seismicheskoi opasnosti – A (10%), B (5%), C (1%) v techenie 50 let v sootvetstvi s Komplektom kart obshchego seismicheskogo raionirovaniya – OSR-2016-A, OSR-2016-V, OSR-2016-S [List of settlements of the Russian Federation located in seismic zones, indicating the estimated seismic intensity in MSK-64 scale points for average soil conditions and three degrees of seismic hazard - A (10%), B (5%), C (1%) for 50 years in accordance with the Set of General Seismic Zoning Maps - OSR-2016-A, OSR-2016-B, OSR-2016-C]. In: SP 14.13330.2018. Svod pravil. Stroitel'stvo v seismicheskikh raionakh. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP II-7-81* (utv. i vveden v deistvie Prikazom Ministroya Rossii ot 24.05.2018 N 309/pr). Moscow: Standartinform; 2018. – 114 p.*
6. *Merkulova A.N., Petrova Yu.E., Shimanskiy S.V. Kharakteristika uglevodorodnykh sistem Baltiyskoy samostoyatel'noy neftenosnoy oblasti [Characteristics of petroleum systems of the Baltic oil-bearing region]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2024;19(3). Available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/21_2024.htm (accessed on 10.05.2024)*
7. *Bazhenova T.K., Shapiro A.I., Vasilyeva V.F., Otmas A.A. Geochemistry of organic matter and hydrocarbons generation in the Lower Silurian deposits of the Kaliningrad region. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2012;7(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf (accessed on 15.05.2017). In Russ.*
8. *Kosakowski P., Kotarba M. J., Piestrzynski A., Shogenova A., Wieclaw D. Petroleum source rock evaluation of the Alum and Dictyonema Shales (Upper Cambrian–Lower Ordovician) in the Baltic Basin and Podlasie Depression (eastern Poland). International Journal of Earth Sciences. 2016;106(2):743–761. DOI: 10.1007/s00531-016-1328-x.*
9. *Kosakowski P., Zakrzewski A., Waliczek M. Ordovician and Silurian Formations of the Baltic Syncline (NE Poland): An Organic Geochemistry Approach. Lithosphere. 2022;1(1). DOI: 10.2113/2022/7224168.*
10. *Yang S., Schulz H.-M., Schovsbo N.H., Bojesen-Koefoed J.A. Oil-source rock correlation of the Lower Paleozoic petroleum system in the Baltic Basin (northern Europe). AAPG Bulletin. 2017;101(12):1971–1993. DOI: 10.1306/02071716194.*
11. *Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoublidkov A.I., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. The middle Cambrian succession in the central Baltic basin: geochemistry of oils and sandstone reservoir characteristics. Journal of Petroleum Geology. 2012;35(3):237–254. DOI:10.1111/j.1747-5457.2012.00528.x.*
12. *Fadin Y.J., Panova E.G., Oleynikova G.A., Voronin D.O. Geochemical features of black shales from Narke deposits (S. Sweden). Vestnik of Saint-Petersburg University. Series 7. Geology. Geography. 2016. Issue 2. pp. 27–36. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.203. In Russ.*
13. *Kharin G.S., Eroshenko D.V. Basic intrusives and hydrocarbonic potential of the South-East Baltic. Oceanology. 2014;54(2):245–258. DOI: 10.1134/S0001437014020118.*
14. *Motuza G., Šliaupa S., Timmerman M. J. Geochemistry and ⁴⁰Ar/³⁹Ar age of Early Carboniferous dolerite sills in the southern Baltic Sea. Estonian Journal of Earth Sciences. 2015;64(3):233–248. DOI:10.3176/earth.2015.30.*
15. *Elforsk. Final report on prospective sites for the geological storage of CO₂ in the southern Baltic sea. 2014. Available at: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/final-report-on-prospective-sites-for-the-geological-storage-of-co2-in-the-southern-baltic-sea/> (accessed on 08.05.2024).*
16. *Kaminskaite-Baranauskiene I., Cichon-Pupienis A., Makauskas P. Silurian barrier reef in Lithuania: Reservoir properties and low enthalpy geothermal heat potential. Heliyon. 2024;10(4). DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e26360.*
17. *Michelevicius D., Kaminskas D., Blažauskas N. The Silurian barrier reef structures of the Baltic petroleum basin (Lithuania) according to recent 3D seismic results. In: IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Conference Paper, IAPG Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (Nov. 2014). 2014. pp. 527–538. DOI: 10.13140/2.1.2521.3121.*

Информация об авторах

Шиманский Сергей Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель начальника управления, начальник отдела
Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра),
123995 Москва, ул. Большая Грузинская, д. 4/6
e-mail: sergey.shimanskiy@gmail.com
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392
Scopus ID: 56369520300
SPIN: 3713-6878
Researcher ID: O-8697-2015

Information about authors

Sergei V. Shimanskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Head of Directorate, Head of Department
The Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra),
4/6, ul. Bolshaya Gruzinskaya, Moscow, 123995, Russia
e-mail: sergey.shimanskiy@gmail.com
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392
Scopus ID: 56369520300
SPIN: 3713-6878
Researcher ID: O-8697-2015

Петрова Юлия Эдуардовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2
e-mail: PetrovaYulia@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-1724-8710
AuthorID: 501211
SPIN: 3063-1418

Васильев Николай Яковлевич

Ведущий инженер
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2
e-mail: Vasiliev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0002-0682-1822
AuthorID: 1236390
SPIN: 3139-2664

Меркулова Анна Николаевна

Научный сотрудник
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2
e-mail: merkulova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-3542-6553

Галаджян Георгий Андраникович

Инженер-исследователь
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2
e-mail: galadjan@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0006-1795-6457

Yuliya E. Petrova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: PetrovaYulia@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-1724-8710
AuthorID: 501211
SPIN: 3063-1418

Nikolai Ya. Vasilyev

Lead Engineer
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: Vasiliev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0002-0682-1822
AuthorID: 1236390
SPIN: 3139-2664

Anna N. Merkulova

Researcher
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: merkulova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-3542-6553

Georgii A. Galadzhyan

Research Engineer
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: galadjan@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0006-1795-6457