

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 17.07.2024 г.

Принята к публикации 19.08.2024 г.

EDN: TJPZC

УДК 552.578.061.32(470.26)

**Меркулова А.Н., Петрова Ю.Э.**

Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «ВНИГНИ», Санкт-Петербург, Россия, [spf@vnigni.ru](mailto:spf@vnigni.ru)

**Шиманский С.В.**

Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Москва, Россия

## ХАРАКТЕРИСТИКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАЛТИЙСКОЙ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ

*Обобщена и проанализирована информация об особенностях формирования углеводородных систем Балтийской самостоятельной нефтеносной области: кембрийской, ордовикской и силурийской. На основании рассмотрения геохимических и фильтрационно-емкостных свойств пород, состава и распределения рассеянного органического вещества в нефтегазоматеринских толщах, а также результатов одномерного бассейнового моделирования установлено, что для всех трех комплексов выполняются все критические условия образования скоплений углеводородов в рамках концепции нефтегазоносных систем. При этом кембрийская и ордовикская нефтегазоносные системы содержат залежи традиционного типа, а в силурийской - доминирует нетрадиционный резервуар. Для силурийских нефтегазоматеринских пород характерно и наибольшее обогащение органикой. Нефтегазоматеринские отложения всех трех углеводородных систем в восточных районах Калининградской области не вошли в главную фазу нефтегазогенерации, коэффициент трансформации содержащегося в них органического вещества не превышает семи процентов, следовательно, залежи углеводородов традиционного типа в этом районе могли сформироваться только за счет миграции флюидов из западных областей. Учитывая особенности тектонического строения региона и характер распределения углеводородных систем в разрезе, определено, что залежи нефти традиционного типа в коллекторах всех нефтегазоносных комплексов сформировались за счет поступления углеводородов из всех трех нефтегазоматеринских пород.*

**Ключевые слова:** нефтегазоматеринская порода, углеводородная система, бассейновое моделирование, органическое вещество, коэффициент трансформации, Балтийская нефтеносная область, Калининградская область.

---

**Для цитирования:** Меркулова А.Н., Петрова Ю.Э., Шиманский С.В. Характеристика углеводородных систем Балтийской самостоятельной нефтеносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №3. - [https://www.ngtp.ru/rub/2024/21\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/21_2024.html) EDN: TJPZC

---

Впервые термин «углеводородная система» (petroleum system) использован в 1974 г. У. Доу для анализа корреляции «нефть-материнская порода». Как известно, естественными элементами природной углеводородной системы (УВС) являются нефтегазоматеринские породы (НГМП) - очаг генерации УВ, а также коллекторы и покрышки, первые из которых создают условия для накопления УВ, вторые обеспечивают их сохранность. Оценка перспектив нефтегазоносности конкретной УВС основывается на анализе геолого-геохимических условий существования очагов генерации и определении возможности

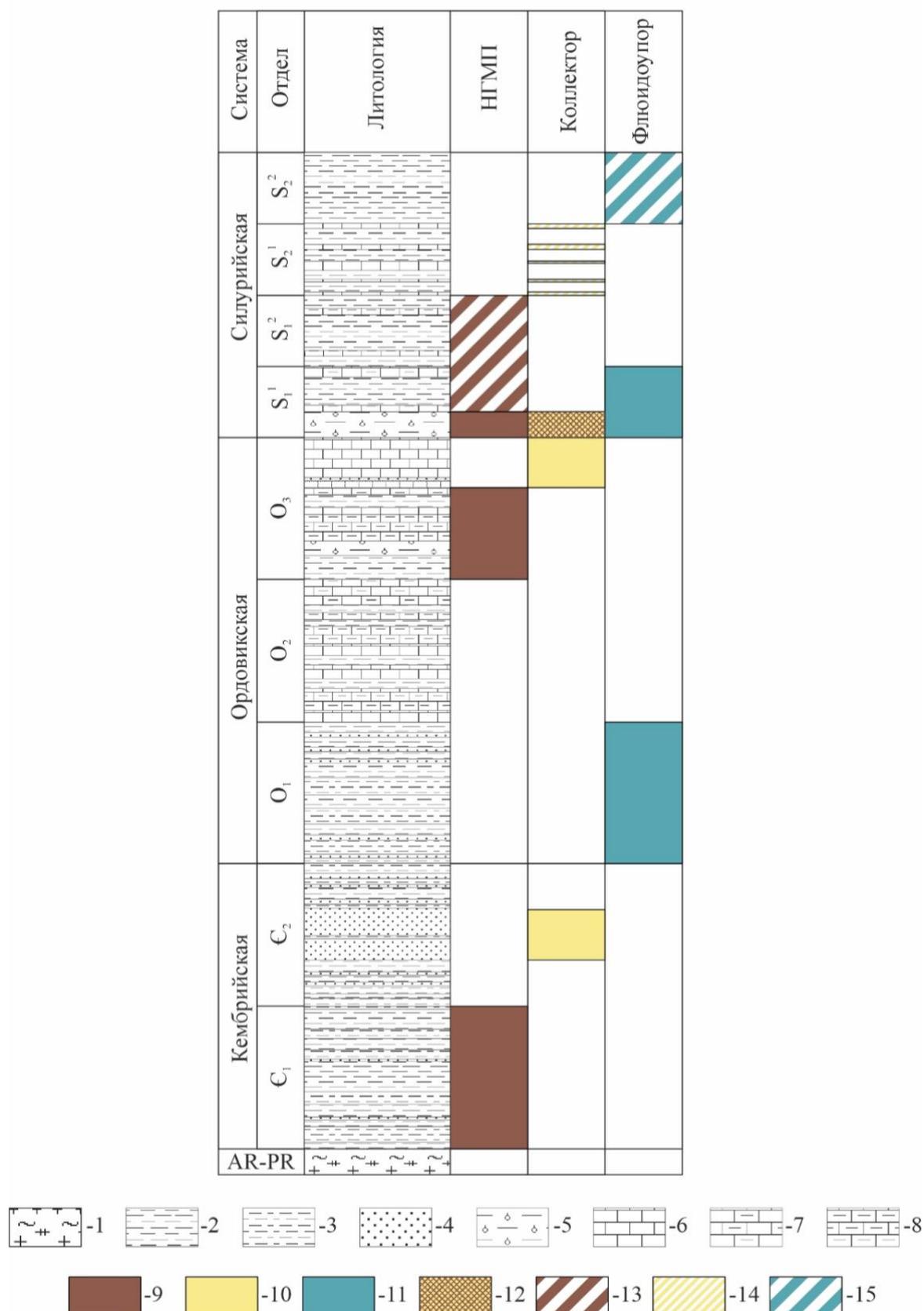
реализации процессов миграции и аккумуляции УВ в разрезе осадочной толщи и по площади изучаемой территории.

Калининградская область - важный субъект Российской Федерации. В нефтегазогеологическом районировании она приурочена к Балтийской самостоятельной нефтеносной области (СНО), обладающей существенным УВ потенциалом. Основными видами УВ сырья по типу флюида являются нефть (98%) и попутный газ (2%). Качество добываемой на месторождениях нефти - одно из самых высоких в стране. Изучению строения и нефтегазоносности данной территории посвящены работы таких исследователей, как А.А. Отмас, В.М. Десятков, В.Н. Макаревич, Ю.И. Зытнер, Г.А. Григорьев, Т.К. Баженова, И.С. Гольдберг, Е.Ф. Кадунене, А.А. Суханов, Л.С. Маргулис, О.К. Зданавичюте, П.П. Лапинскас и др.

Регион характеризуется сложным тектоническим строением, обусловленным наличием крупных разломов и зон трещиноватости пород, которые обеспечивают миграцию флюидов, что определяет условия формирования залежей УВ. В тектоническом отношении область расположена в юго-восточной части Балтийской синеклизы – крупной краевой структуре субширотного простирания. Геологический разрез включает в себя два структурных этажа: нижний - кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста, и верхний – фанерозойский осадочный чехол. В платформенном чехле выделяются три нефтегазоносных комплекса (НГК): кембрийский, ордовикский и потенциально нефтегазоносный силурийский (рис. 1). Промышленная нефтегазоносность в пределах РФ подтверждена только в кембрийском НГК, с ним же связаны и все открытые в регионе месторождения нефти. В ордовикском НГК и рифовой зоне прослоев карбонатов силурийского НГК открыты месторождения на территории Литвы: Кибартай (Kybartai), Шилале (Šilalė), Кудирка (Kudirka), Шаукенай (Šaukenai), Лапгирай (Lapgiriai) и др.

**Кембрийский НГК.** Кембрийские отложения залегают на породах кристаллического фундамента. Мощность кембрийских отложений не выдержана и изменяется от 16 до 267 м с заметным трендом увеличения в юго-западном направлении.

В раннекембрийское время на территории современной Калининградской области осадконакопление происходило в морских, мелководных условиях с образованием зоны подводных валов и баров, к востоку от которой располагалась береговая промоина с малыми глубинами бассейна, где накапливались, в основном, алевроитовые и аргиллитовые илы. Следствием застойных явлений и недостатка кислорода стало возникновение восстановительных условий, благоприятных для сохранения органического вещества (ОВ).



**Рис. 1. Литостратиграфический разрез с нефтегазоносными комплексами Балтийской самостоятельной нефтеносной области**

1 - породы кристаллического фундамента, 2 - аргиллиты, 3 - алевролиты, 4 - песчаники, 5 - битуминозные аргиллиты, 6 - известняки, 7 - глинистые известняки, 8 - мергели, 9 - НГМП, 10 - коллектор, 11 - флюидоупор, 12 - нетрадиционный коллектор, 13 - потенциальная НГМП, 14 - потенциальный коллектор, 15 - потенциальный флюидоупор.

В среднекембрийское время изучаемая территория находилась в более глубокой части морского шельфа, что связано с трансгрессией Палеобалтийского моря на восток. Песчаники кибартайской свиты являются продуктом штормовой деятельности, породы дейменской свиты - пористые кварцевые песчаники и алевролиты с прослоями глин – представляют собой так называемые «регрессивные песчаные тела». Веселовская свита сложена чередующимися тёмно-серыми глинистыми и светло-серыми песчано-алевритистыми породами с карбонатным цементом, с конкрециями пирита, что характерно для обстановок открытого морского шельфа. Отложения позднего кембрия встречаются фрагментарно в западной части региона и представлены породами ладушкинской свиты, которые накапливались в мелководно-морской и прибрежно-морской обстановках с чередованием терригенного и карбонатного осадконакопления. В конце кембрийского периода произошло быстрое отступление моря на запад, что вызвало поднятие зоны осадконакопления и эрозию большей части верхнекембрийских отложений.

К нефтегазоматеринским породам, являющимися потенциальными источниками УВ для формирования залежей в кембрийском комплексе, прежде всего, следует отнести толщи темно-серых аргиллитов и глинистых алевролитов нижнего кембрия, с содержанием  $C_{орг}$  в диапазоне от 0,01 до 0,82% (среднее значение - 0,3%). Однако, изучение закономерностей состава и относительного распределения биомаркеров в нефтяных пробах, а также изотопного состава углерода в насыщенной и ароматической фракциях [Zdanaviciute et al., 2012] позволяет сделать вывод о том, что формирование нефтяных залежей в кембрийском комплексе осуществлялось за счет преобразования ОБ сапропелевого типа нескольких очагов генерации УВ – помимо терригенных пород нижнего кембрия, это аргиллиты верхнего ордовика, нижнесилурийские мергели и аргиллиты нижней части лландоверийского отдела силура (табл. 1).

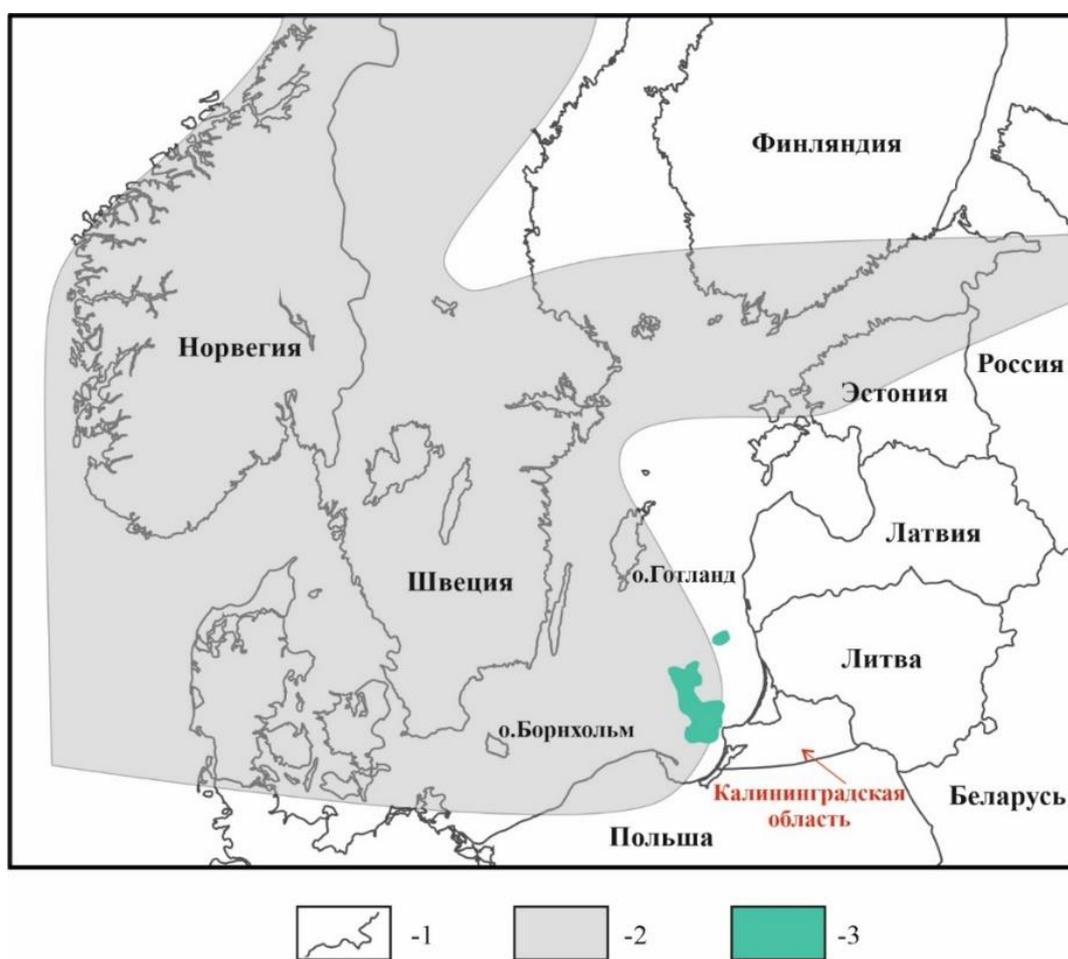
Такая ситуация объясняется блоковым строением кристаллического фундамента, отразившимся на формировании структурного рельефа нижнего палеозоя, и развитием дизъюнктивных нарушений в каледонском и герцинском структурных этажах осадочной толщи. В результате силурийские и ордовикские нефтегазоматеринские отложения зачастую контактируют или находятся ниже кембрийских. Это, как отмечается многими исследователями [Wieclaw, Kotarba, Kowalski, 2010; Kosakowski et al., 2015], могло создать благоприятные условия для перемещения ордовикской и силурийской микроневфти в более древние отложения.

Таблица 1

## Характеристика нефтегазоносных комплексов Балтийской самостоятельной нефтеносной области

Элементы и их характеристики		Нефтегазоносные комплексы			
		Кембрийский	Ордовикский	Силурийский	
Флюидоупор	Возраст	<b>O<sub>1</sub> и O<sub>2</sub></b>	<b>S<sub>1rd</sub></b>	<b>S<sub>1ar</sub>+S<sub>1th</sub></b>	<b>S<sub>2</sub><sup>2</sup></b>
	Литология	Аргиллиты, мергели и известняки	Аргиллиты и мергели	Битуминовые аргиллиты и мергели	Глины и аргиллиты
	Мощность, м	8,5-26,9 (ср. <b>12,8</b> )	22,7-56,8 (ср. <b>39,4</b> )	15,5-48,7 (ср. <b>31,8</b> )	n*100
	Проницаемость, мД	Кпр 0,01-20,9 (ср. <b>2,6</b> )	Кпр ср. <b>0,01</b>	Кпр ср. <b>0,01</b>	нет данных
Коллектор	Возраст	<b>Є<sub>2dm</sub></b>	<b>O<sub>3</sub></b>	<b>S<sub>1rd</sub></b>	<b>S<sub>2</sub><sup>1</sup></b>
	Литология	Песчаники мелко-среднезернистые, кварцевые	Известняки	Аргиллиты и мергели	Известняки, мергели
	Тип	терригенный; поровый, порово-трещинный	карбонатный; порово-трещинный	терригенно-карбонатный; нетрадиционный поровый, низкопроницаемый	карбонатный; порово-трещинный
	Мощность, м	6,9-97,5 (ср. <b>44,4</b> )	1,1-31,3 (ср. <b>14,9</b> )	2,1-13,5 (ср. <b>7,6</b> )	до 10-15
	Пористость, %	Кп 0,6-33,7 (ср. <b>11,2</b> )	Кп 0,6-20 (ср. <b>7,3</b> )	нет данных	
Нефтегазоматеринские породы	Возраст	<b>Є<sub>1</sub></b>	<b>O<sub>3</sub></b>	<b>S<sub>1</sub><sup>1</sup></b>	
	Литология	Темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты	Черные аргиллиты	Темно-серые мергели и аргиллиты	
	Мощность, м	4,4-54,1 (ср. <b>21,2</b> )	0,9-18,9 (ср. <b>8,9</b> )	2,1-13,5 (ср. <b>7,6</b> )	
	С <sub>орг</sub> , %	0,01-0,82 (ср. <b>0,3</b> )	0,04-6,28 (ср. <b>0,56</b> )	0,09-16,29 (ср. <b>5,9</b> )	

Кроме того, не исключается миграция УВ с юго-западной части Балтийской синеклизы, где в среднекембрийских-нижнеордовикских отложениях развита так называемая «формация черных квасцовых сланцев» (Alum shale Formation), в которой гипабиссальные интрузии основного состава (долеритов) на фоне локального усиления теплового потока привели к раннему созреванию ОБ [Kosakowski et. al., 2016; Kosakowski, Zakrzewski, Waliczek, 2022; Zdanaviciute et al., 2012; Yang et al., 2017]. Эти богатые органикой сланцы подверглись эрозии в восточной части Балтийской синеклизы, в том числе на территории Калининградской области (рис. 2). Дайки и силлы интродированы в нижнепалеозойские отложения в течение от позднедевонско-раннекаменноугольного до пермского периода [Motuza, Šliaura, Timmerman, 2015; Харин, Ерошенко, 2014].

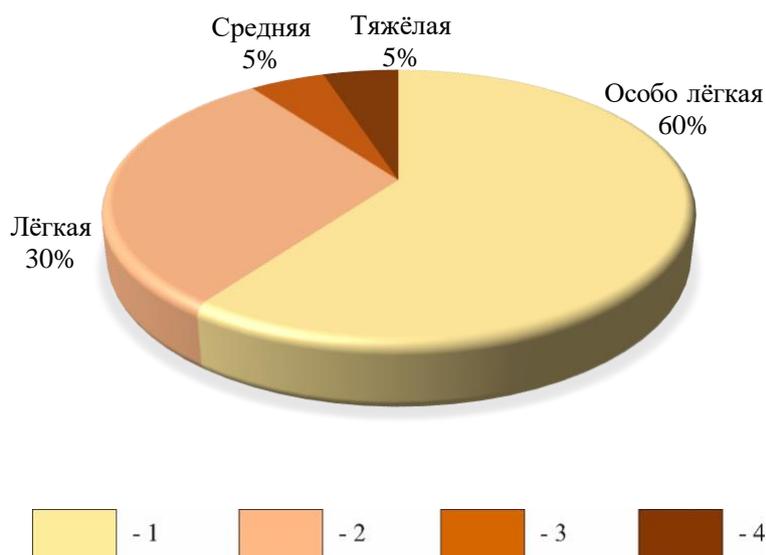


**Рис. 2. Схема распространения формации квасцовых сланцев и гипабиссальных интрузий**  
1 - границы государств, 2 - зона распространения формации квасцовых сланцев (Alum shale Formation),  
3 - гипабиссальные интрузии базитового состава.

Кероген, присутствующий в образцах кембрийских НГМП, может быть классифицирован как типичный морской тип II. Синтез ОБ осуществлялся водорослями (в основном планктонными сине-зелеными), акритархами и бактериями в условиях застойной

водной среды и недостатка кислорода.

Нефти кембрийских залежей - в основном особо лёгкие и лёгкие<sup>1</sup>. Плотность нефти в стандартных условиях (при 20°C) изменяется в пределах 0,800-0,846 г/см<sup>3</sup> (Западно-Чеховское, Ново-Серебрянское месторождения). На Сеченовском и Дружбинском месторождениях нефть достигает средней плотности (соответственно, 0,856 и 0,866 г/см<sup>3</sup>). На Рязанском и Борокском месторождениях на востоке Калининградской области нефть – тяжёлая, плотность достигает 0,882 г/см<sup>3</sup> (рис. 3).



**Рис. 3. Диаграмма долевого распределения различных по плотности нефтей среди месторождений Калининградской области**

1 - особо лёгкая нефть (плотность не более 830,0 кг/м<sup>3</sup>); 2 - лёгкая (830,1-850,0 кг/м<sup>3</sup>); 3 - средняя (850,1-870,0 кг/м<sup>3</sup>); 4 - тяжёлая (870,1-895,0 кг/м<sup>3</sup>).

В зависимости от массовой доли серы (от 0,05% на Ладушкинском месторождении до 0,43% на Рязанском месторождении) и смол (от 3,2% на Западно-Чеховском месторождении до 25,21% на Рязанском месторождении) нефти залежей кембрийского НГК - малосернистые, малосмолистые и смолистые. По своему химическому составу они относятся к метаново-нафтеновому типу.

Сравнительный анализ физико-химических свойств и состава нефти [Охотникова и др., 2021] выявил тенденцию увеличения плотности, вязкости, содержания асфальтенов, а также снижения выхода бензинов с запада на восток Калининградской области. Вероятно, это связано со вторичными процессами в залежах. Нефть месторождений восточной части региона подвержена процессами биodeградации, что приводит к уменьшению содержания низкомолекулярных n-алканов и изменению их геохимического типа (от А1 до А2). Таким

<sup>1</sup> Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 ноября 2013 г. №477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

образом, последовательное изменение химического состава нефти на средних и поздних стадиях биодегradации объясняет повышение ее плотности и вязкости на восточной части территории.

Известно, что ключевую роль в формировании жидких УВ играют тип ОВ, температурные условия и время воздействия тепла. Кроме того, пластовая температура и давление являются основными факторами, влияющими на преобразование осадочных пород и степень их катагенеза. Изменение температурного градиента зачастую связано со сменой литологического состава пород (переход от терригенных к карбонатным) и, что особенно важно для рассматриваемой территории, зависит от глубины залегания фундамента. В целом, с увеличением глубины кембрийские нефти становятся менее плотными, вязкими и содержат меньше смолисто-асфальтеновых веществ и серы, а коллекторские свойства продуктивных слоёв ухудшаются.

Одномерное бассейновое моделирование (1D), выполненное в 2023 г. специалистами Санкт-Петербургского филиала ФГБУ ВНИГНИ в ПО PetroMod, показало, что в восточной части Калининградской области катагенез ни одной из материнских пород не превысил стадии ПКз, что соответствует начальному этапу генерации нефти. Коэффициент трансформации наиболее преобразованного ОВ кембрийской НГМП составил 6,8%, т.е. **залежи УВ на востоке территории могли образоваться только за счет миграции флюидов из наиболее преобразованного ОВ западных районов.**

Коллекторами в кембрийском НГК являются песчаники дейменской свиты от светло- до тёмно-серого, иногда тёмно-коричневого цвета, мелко-среднезернистые, кварцевые, участками кварцитоподобные, от рыхлых до крепкоцементированных, с разноориентированными трещинами (см. табл. 1). На большей части территории это образования подводных потоков, баров и гряд, которым присущи высокая песчанистость разреза (80-90%) и увеличенная мощность пластов. На крайнем западе и севере отмечается более частое и маломощное переслаивание песчаников, алевролитов, глин. Песчанистость разреза снижается до 50-60%, песчаники кварцевые, главным образом тонко- и мелкостлоистые, алевролитистые с глинистым цементом (до 24-30%).

Качество кембрийских коллекторов зависит от степени изменения пород вторичными преобразованиями. Ритмичное чередование глинистых и почти бесцементных кварцевых хорошо проницаемых алевро-песчаных осадков кембрия способствовало интенсивному протеканию постседиментационных процессов. Во время уплотнения осадков из глинистых слоев в песчаные поступали воды, обогащенные различными компонентами, и интенсивно протекало аутигенное минералообразование (особенно на границах слоев). В средних частях песчаных слоев значительной мощности (более 20 м) оно развито слабее. На формирование

алеврито-песчаных коллекторов наибольшее влияние оказали окварцевание, растворение, в меньшей степени - карбонатизация.

Процессы окварцевания кембрийских алевролитов и песчаников характеризуются латеральным распространением и уменьшением выраженности преобразования пород к востоку изучаемой территории. Это обстоятельство в значительной степени обусловило распределение типов коллекторов в кембрийском комплексе. Так, в западных районах области в основном развиты коллекторы не выше IV класса (по А.А. Ханину), с пониженными значениями емкостных и фильтрационных свойств, тип коллектора - смешанный (порово-трещинный). В то время, как в центральных и восточных районах Калининградской области фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов среднего кембрия - заметно выше. Коллекторы порового и трещинно-порового типов относятся к II-IV классам. При этом поровый тип характерен для пластов коллекторов, сложенных слабосцементированными песчаниками с очень небольшой степенью регенерации и незначительной примесью глинистого материала.

Региональной покрывкой для коллекторов кембрия является карбонатно-глинистая толща нижнего и нижней части среднего ордовика, сложенная мергелями, глинами, известняками с маломощными прослоями песчаников и конгломератов (см. табл. 1). Эти отложения имеют достаточную мощность (первые десятки метров) и весьма низкую проницаемость (единицы мД), что исключает дальнейшую эмиграцию УВ в вышележащие интервалы разреза при отсутствии трещин и способствует сохранению многочисленных нефтяных залежей [Отмас и др., 2018; Отмас, Григорьев, Сибилёв, 2019].

Все промышленные залежи УВ в Балтийской синеклизе в пределах РФ, приуроченные к кембрийскому НГК, связаны с разрывными нарушениями и относятся к структурному типу. Средний коэффициент заполнения ловушки - 0,5. Большинство структурных ловушек является тектонически экранированными. В регионе практически отсутствуют условия для формирования ловушек литологического или стратиграфического типов в среднекембрийских песчаниках (табл. 2).

**Ордовикский НГК** представлен глинисто-карбонатными отложениями общей мощностью от 47,4 до 124 м, при этом минимальные значения отмечаются в восточной части региона, в пределах Гусевской и Горинской ступеней, максимальные характерны для Мамоновской депрессии, расположенной на юго-западе.

В ордовикское время на территории современной Калининградской области преобладали условия глубоководного шельфа, способствующие образованию черных и тонкослоистых глин, обогащенных ОВ сапропелевого типа. Для этих отложений характерно наличие планктонной фауны – граптолитов и мелких тонкостенных беззамковых брахиопод,

отмечены конкреции пирита. Эти особенности указывают на спокойные гидродинамические условия и ограниченный доступ кислорода (восстановительная среда), что способствовало накоплению и сохранению ОВ, осаждавшегося из верхних слоев воды в периоды гибели водорослей. К концу ордовикского времени морской шельф претерпел изменения, став более мелководным и тёплым. В этот период в самой глубокой части моря формируются тонкие известковые осадки.

Таблица 2

#### Характеристика залежей нефти кембрийского и ордовикского нефтегазоносных комплексов

Возраст	Тип ловушки	Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	Нефте-насыщенная толщина, м	Глубина залегания структур, м	Удельный вес нефти, г/см <sup>3</sup>
О <sub>3</sub>	Структурные, сводовые, тектонически экранированные, доминируют литологические	18,75	от 1,7 до 2,3	от -1552 до -1562	0,844
Є <sub>2</sub>	Структурные, сводовые, доминируют тектонически экранированные	от 0,03 до 8,8-12,6	от 2,2 до 82	от -1315,2 до -2467	от 0,800 до 0,882

Нефтематеринскими породами в ордовикском комплексе, прежде всего, служат черные аргиллиты верхнего ордовика (см. табл. 1). Кроме того, как отмечалось выше, в силу особенностей строения осадочного чехла Балтийской СНО, источниками УВ могут быть НГМП кембрия и силура. В ордовикских отложениях основная роль в массе захороненного ОВ так же, как и в кембрийских, принадлежит остаткам сине-зеленых водорослей и акритарх, но в отличие от последних здесь присутствуют остатки граптолитов.

Нефти из отложений ордовика имеют более высокую плотность (в среднем 0,844 г/см<sup>3</sup>) по сравнению с нефтями среднекембрийского комплекса, которая также уменьшается с увеличением глубины их залегания (см. табл. 2). Вместе с глубиной увеличивается выход легких бензиновых фракций (от 12,3 до 26%), уменьшается содержание смол и асфальтенов (от 28,6 до 9,4%), возрастает содержание серы (от 0,19 до 0,6%) и парафина (от 1,2 до 4,96%).

По результатам выполненного одномерного бассейнового моделирования (1D) в восточных районах Калининградской области катагенез ОВ в породах верхнего ордовика не превысил ПК<sub>3</sub>, коэффициент трансформации составляет 4,1%. На основании этих данных авторы статьи делают вывод, что **возможность образования залежей существует только за счет миграции нефти из западных областей.**

Несмотря на многочисленные нефтепроявления, установленные в верхнеордовикских отложениях (скважины Гусевская 2, Весновская 1, Красноярская 3 и др.), промышленные

залежи в Калининградской области в них пока не обнаружены. Единственная непромышленная нефтяная залежь, открытая в Калининградской области в ордовикских отложениях, - Гусевская - расположена в центральной части Гусевской ступени [Зытнер, Фенин, 2010]. В Литве недалеко от Гусевской залежи в ордовикском НГК, как уже отмечалось, открыта Кибартайская нефтяная залежь также в поркуниском горизонте верхнего ордовика. Коллектор представлен песчанистыми органогенно-обломочными и оолитовыми известняками, разделенными пачкой мергелей. В основном отложения горизонта характеризуются низкими коллекторскими свойствами, сам коллектор относится к поровому и порово-трещинному типу (см. табл. 1). На севере и северо-востоке Балтийского бассейна, за пределами РФ, ордовикские коллекторы представлены водорослевыми рифами [Vernon et al., 2014].

Региональной крышкой для данного комплекса служит низкопроницаемая (Кпр 0,01 мД) глинисто-мергелистая толща лландоверийского отдела силура мощностью от 22,7 м до 56,8 м (см. табл. 1).

Литологически разрез ордовика Калининградской области характеризуется чередованием трансгрессивных и регрессивных этапов. Зоны нефтенакпления и ловушки в ордовикских отложениях обычно территориально связаны с среднекембрийскими и сосредоточены преимущественно на востоке региона. Нефтепроявления в ловушках структурного типа также, как и в кембрийском комплексе, приурочены к зонам протяженных глубинных разломов, где тектоническая активность усиливает трещиноватость карбонатных пород. Кроме того, на востоке области (подобно Кибартайской и Вилкавишкинской площадям Литвы) могут присутствовать ловушки литолого-стратиграфического типа в обломочных известняках поркуниского горизонта [Зытнер, Фенин, 2010].

Разрывные нарушения в пределах Гусевского участка имеют субширотное и субмеридианальное простирание, оконтуривая по периферии Гусевский блок с юга, востока и запада. Тип резервуара - пластовый, ловушка - комбинированная (см. табл. 2).

**Силурийский НГК** в Калининградской области имеет практически повсеместное распространение и представлен преимущественно терригенными и в меньшей степени карбонатными отложениями. В нижней части разреза выделяется битуминозная толща, мощность которой в континентальной части Калининградской области в среднем составляет 7,6 м, а максимальная на юго-западе - 13,5 м. Общая мощность силурийского комплекса варьирует от 17,6 до 62,2 м.

В раннесилурийскую эпоху на территории современной Калининградской области наблюдалась литолого-фациальная обстановка, характеризующаяся трансгрессией силурийского моря, которое медленно двигалось с запада на восток, и к концу

лландоверийского и венлокского веков полностью охватило Южную Прибалтику, достигнув максимального развития по площади за весь силурийский период. Восточнее раннесилурийского бассейна располагалась низменная пенепленизированная суша, откуда в море попадало небольшое количество грубого терригенного материала [Отмас и др., 2015]. Это обстоятельство, а также наличие приподнятых источников сноса терригенного материала у юго-западного края платформы, а в пржидольском веке и более активизировавшихся северо-западных источников сноса наряду с аридным климатом в общих чертах определили характер осадконакопления в Балтийском бассейне. В его краевых частях откладывались преимущественно карбонатные, а в центральной - терригенные осадки.

В настоящее время потенциально нефтегазоносный силурийский комплекс рассматривается в качестве нетрадиционных резервуаров [Аверьянова, 2015], по аналогии с битуминозными доманикоидными отложениями Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций или баженовской свитой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Важным признаком «нетрадиционности», который отмечала О.К. Баженова [Баженова, 1991] при изучении кремнисто-карбонатных пород различного возраста, является необходимость рассматривать эти породы как автономную систему, включающую НГМП и нетрадиционный (трещинный) коллектор в совокупности (см. табл. 1). Такую автономную систему предложено характеризовать как аутигенно нефтегазоносный элемент осадочного бассейна, способный генерировать, аккумулировать и отдавать УВ [Прищепа, Суханов, Макарова, 2015].

Нефтематеринскими в силурийском комплексе являются глинисто-мергелистые битуминозные отложения лландоверийского отдела нижнего силура. Эти породы наиболее обогащены ОВ ( $C_{орг}$  до 16%) во всем осадочном разрезе Калининградской области (см. табл. 1). Помимо остатков сине-зеленых водорослей, бактерий и акритарх, они содержат граптолиты в большом количестве. ОВ имеет смешанный генезис и, соответственно, тип – фитозоопланктонный, при этом доля граптолитовой составляющей в различных разрезах неодинакова. Кероген, присутствующий в образцах НГМП, может быть классифицирован преимущественно как I и II типов [Суханов, Отмас, Макарова, 2012]. Генерационный потенциал ОВ силура оценивается намного выше, чем ОВ из образований нижнего кембрия и ордовика. Исходя из результатов 1D моделирования, степень катагенеза на востоке не превышает ПК<sub>3</sub>, а на западе достигает МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub>. Коэффициент трансформации ОВ изменяется от 3,8% на востоке региона до 76,9% на западе.

На основании сравнения индивидуального состава УВ силурийских нефтей Прибалтики и УВ рассеянного ОВ из граптолитовых сланцев нижнего силура в исследовании И.С. Гольдберга [Гольдберг, Астафьев, Багдасарян, 1970] сделан вывод о значительно более

высокой степени преобразованности нефтей по сравнению с рассеянным ОВ и, соответственно, об образовании нефтей в силурийских коллекторах на территории Литвы за счет перетоков из нижележащих отложений (кембрийских, ордовикских, нижнесилурийских), более погруженных зон Балтийской синеклизы, и дальнейшего перераспределения ее за счет латеральной и комбинированной (ступенчато-восходящей) миграции. Миграция нефти из нефтематеринских отложений силура могла происходить двумя путями: в виде миграции УВ в самой нефтематеринской толще вверх по восстанию слоев или по макро- и микротрещинам и дизъюнктивным нарушениям вверх по разрезу. Первый вариант способствовал перераспределению эмигрировавших УВ с запада на восток, в том числе на территорию восточной части области и современной Литвы. Одновременно происходила и латеральная миграция нефти на территорию Калининградской области с сопредельных западных территорий, где градации катагенеза ОВ - еще выше. Таким образом, силурийская битуминозная толща, вероятно, служит главным источником УВ для формирования залежей на территории Балтийской СНО.

Кроме битуминозной толщи в преимущественно глинистом разрезе силурийских отложений можно выделить пропластки известняков и мергелей, которые обладают повышенными фильтрационно-емкостными свойствами относительно общей массы вмещающих пород, и благодаря разнице капиллярных давлений при определенных условиях могут выступать в качестве низкопоровых коллекторов (см. табл. 1). Распространение таких объектов по площади весьма неравномерно и ограничено, однако к наиболее перспективному направлению их поиска можно отнести участки Восточно-Прибортовой НГР. Кроме того, по данным зарубежных исследователей [Michelevicius, Kaminskas, Blažauskas, 2014; Kaminskaite-Baranauskiene, Cichon-Pupienis, Makauskas, 2024] в восточных районах Калининградской области высока вероятность нахождения зоны распространения силурийского барьерного рифа. Так, в Литве в рифовой зоне прослоев карбонатов силура открыты месторождения: Кудирка (Kudirka) на границе с Калининградской областью, а также Шаукенай (Šaukenai) и Лапгирай (Lapgiriai). В пределах российской части Балтийской СНО в настоящее время эти породы мало изучены.

С точки зрения формирования покрышек для интервалов нетрадиционных толщ коллекторов таковыми выступают как низкопроницаемые формирования НМГП, так и вышележащие глинистые отложения лландоверийского отдела. Для потенциальных объектов традиционного типа флюидоупором могут служить глинистые толщи лудловского и пржидольского отделов. Суммарная мощность таких образований достигает десятки и сотни метров, а проницаемость (по единичным образцам) оценивается в 0,01 мД и менее (см. табл. 1).

Таким образом, исходя из распределения рассеянного ОВ, на исследуемой территории

Калининградской области в качестве НГМП могут выступать толщи нижнего кембрия, верхнего ордовика и нижней части лландоверийского отдела силура. При этом наиболее обогащены органикой нижнесилурийские отложения.

Поскольку все известные НГМП 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 нефтематеринских пород. Кроме того, не исключается возможность миграции УВ с юго-западной части Балтийской синеклизы, где в среднекембрийских-нижнеордовикских отложениях развита так называемая «формация черных квасцовых сланцев».

На степень катагенеза ОВ всех материнских толщ на западе территории существенное влияние могли оказать локальные гипабиссальные интрузии основного состава позднепалеозойского возраста, имеющие широкое распространение в пределах морской части Балтийской СНО.

Нефтегазоматеринские отложения восточных районов Калининградской области, по всей видимости, не вошли в главную фазу нефтегенерации. Степень преобразованности ОВ не превышает стадию протокатагенеза ПК<sub>3</sub>, что соответствует начальному этапу генерации нефти. Крайне низкие коэффициенты трансформации ОВ НГМП (менее 7%) свидетельствуют о низком потенциале таких пород как источников УВ, следовательно, залежи могли сформироваться только за счет миграции флюидов из западных областей.

Из трех НГК, выделяемых в настоящее время в регионе, наиболее изучен кембрийский, наименее - силурийский. Последний имеет практически повсеместное распространение в пределах территории и содержит значительные объемы УВ, а учитывая относительно небольшие глубины залегания, может быть перспективным объектом для разработки в будущем, несмотря на то, что в нем доминирует нетрадиционный резервуар.

Зоны нефтегазонакопления и ловушки в отложениях ордовика, как правило, пространственно связаны с зонами нефтегазонакопления среднего кембрия. Ордовикские отложения, учитывая близкое расположение в разрезе (небольшую мощность, а также структурный план, который повторяет рельеф кембрийских отложений), часто представляют собой сателлиты структурных ловушек в кембрийском НГК. Кроме того, в ордовикском НГК самостоятельным поисковым объектом могут быть ловушки литолого-стратиграфического типа в обломочных известняках пиргу-поркуниского горизонта.

Кроме трех вышерассмотренных НГК многие специалисты отмечают, что к перспективно нефтегазоносным могут быть отнесены терригенные отложения нижнего и среднего девона, карбонатные отложения верхней и местами терригенные отложения нижней

перми. Покрышками здесь могут выступать, соответственно, глинистые отложения наровского горизонта среднего девона и галогенные породы верхней перми.

### Литература

*Аверьянова О.Ю.* Нефтегазовые системы некоторых осадочных бассейнов Европы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2015. - Т.10. - №2. - [http://www.ngtp.ru/rub/12/17\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/17_2015.pdf) DOI: [10.17353/2070-5379/17\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2015)

*Баженова О.К.* Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ // Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. - Москва, 1991. - 489 с.

*Гольдберг И.С., Астафьев В.П., Багдасарян Л.Л.* Геологическое строение и прогнозная оценка ресурсов нефти и газа Литовской ССР, Латвийской ССР и Калининградской области РСФСР. - Ленинград: ВНИГРИ, 1970. - Том II.

*Зытнер Ю.И., Фенин Г.И.* Перспективы ордовикских отложений Гусевской нефтяной залежи // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/47\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/47_2010.pdf)

*Отмас А.А. (старший), Григорьев Г.А., Сибилёв М.А.* Шельф Балтийского моря - ресурсный потенциал и перспективы для дальнейших поисков залежей углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2019. - №5. - С. 21-27.

*Отмас А.А. (старший), Пахунов А.М., Романов В.В., Григорьев Г.А.* Юго-восточная часть Калининградского региона - новые открытия и перспективы нефтепоисковых работ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/29\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2018.pdf) DOI: [10.17353/2070-5379/29\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2018)

*Отмас Ал.А., Коханова А.Н., Отмас Ан.А., Григорьев Г.А.* Нижнепалеозойские толщи Калининградской области как потенциальный источник сланцевой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - №6. - С. 12-17.

*Охотникова Е.С., Юсупова Т.Н., Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Мухаметшин Р.З.* Анализ геохимических параметров нефтей месторождений Калининградской области и его значение для нефтедобычи // Нефтехимия. - 2021. - Т.61. - №5. - С. 611-619.

*Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р.* Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценки их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - №7. - С. 4-9.

*Суханов А.А., Отмас А.А. (ст.), Макарова И.Р.* Сравнение результатов исследования органического вещества доманикоидных отложений различными методами в связи с диагностикой нефтегазоносности силурийских отложений Калининградской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/42\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2012.pdf)

*Харин Г.С., Ерошенко Д.В.* Базитовые интрузии и углеводородный потенциал юго-восточной Балтики // Океангеология. - 2014. - Т.54. - №2. - С. 267-281.

*Kaminskaite-Baranauskiene I., Cichon-Pupienis A., Makauskas P.* Silurian barrier reef in Lithuania: Reservoir properties and low enthalpy geothermal heat potential // Heliyon. - 2024. - V.10. - I. 4. - e26360. DOI: [10.1016/j.heliyon.2024.e26360](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e26360)

*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. - Vol. 106. - Issue 2. - P. 743-761. DOI: [10.1007/s00531-016-1328-x](https://doi.org/10.1007/s00531-016-1328-x)

*Kosakowski P., Papiernik B., Wróbel M., Machowski G.* We P3 05 Quantitative description of the selected features of Silurian-Ordovician shale gas petroleum system in Poland // 77th EAGE Conference & Exhibition Madrid, Spain. July 2015. DOI: [10.3997/2214-4609.201413081](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413081)

*Kosakowski P., Zakrzewski A., Waliczek M.* Ordovician and Silurian Formations of the Baltic Syncline (NE Poland): An Organic Geochemistry Approach // Lithosphere. - March 2022. - 30 p. DOI: [10.2113/2022/7224168](https://doi.org/10.2113/2022/7224168)

*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. - 2014. - P. 527-538. DOI: [10.13140/2.1.2521.3121](https://doi.org/10.13140/2.1.2521.3121)

*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. - P. 233-248. DOI: [10.3176/earth.2015.30](https://doi.org/10.3176/earth.2015.30)

*Vernon R., O'Neil N., Pasquali R., Nieminen M.* Screening of prospective sites for geological storage of CO<sub>2</sub> in the Southern Baltic Sea. Espoo. - VTT Technology. - 2003. - №101. - <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2013/T101.pdf>

*Wieclaw D., Kotarba M.J., Kowalski A.* Origin of oils accumulated in the Middle Cambrian reservoirs of the Polish part of the Baltic region // Geological Quarterly. Warszawa. - 2010. - 54 (2). - P. 205-216.

*Yang S., Schulz H.-M., Schovsbo N.H., Bojesen-Koefoed J.A.* Oil-source rock correlation of the Lower Palaeozoic petroleum system in the Baltic Basin (northern Europe) // AAPG Bulletin. - 101. - 12. - P. 1971-1993. DOI: [10.1306/02071716194](https://doi.org/10.1306/02071716194)

*Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoualdikov 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. - V. 35. - № 3. - P. 237-254. DOI: [10.1111/j.1747-5457.2012.00528](https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00528)

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

Received 17.07.2024

Published 19.08.2024

**Merkulova A.N., Petrova Yu.E.**

Saint-Petersburg branch of FGBU "VNIGNI", Saint-Petersburg, Russia, spf@vnigni.ru

**Shimanskiy S.V.**

Federal Agency for Subsoil Use (Rosnedra), Moscow, Russia

## CHARACTERISTICS OF PETROLEUM SYSTEMS OF THE BALTIC OIL-BEARING REGION

*The information on the formation features of hydrocarbon systems of the Baltic oil-bearing region: Cambrian, Ordovician and Silurian are summarized and analysed. Based on the consideration of geochemical and filtration-capacity properties of rocks, the composition and distribution of dispersed organic matter in oil and gas source strata, as well as the results of 1D basin modelling, it was established that all three sections meet all critical conditions for the formation of hydrocarbon accumulations within the framework of the concept of petroleum systems. At the same time, the Cambrian and Ordovician petroleum systems contain accumulations of a conventional type, and in the Silurian, an unconventional reservoir dominates. The Silurian oil and gas source rocks are also characterized by the greatest enrichment in organic matter. Oil and gas source strata of all three petroleum systems in the eastern part of the Kaliningrad region did not enter the main phase of oil and gas generation, the transformation coefficient of the organic matter contained in them does not exceed 7%, therefore, traditional petroleum accumulations in this region could only be formed due to the migration of fluids from the western regions. Taking into account the features of the tectonic structure of the region and the nature of the distribution of petroleum systems in the section, it was determined that conventional oil accumulations in the reservoirs of all oil and gas structures were formed due to the flow of hydrocarbons from all three oil and gas source rocks.*

**Keywords:** oil and gas source rock, petroleum system, basin modelling, organic matter, transformation coefficient, Baltic oil-bearing region, Kaliningrad region.

---

**For citation:** 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, vol. 19, no. 3, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/21\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/21_2024.html) EDN: TJJPZC

---

### References

Averyanova O.Yu. Neftegazovye sistemy nekotorykh osadochnykh basseynov Evropy [Petroleum systems of some European sedimentary basins]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2015, vol. 10, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/12/17\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/17_2015.pdf) (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/17\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2015)

Bazhenova O.K. Autigennaya neftenosnost' kremnistykh tolshch [Authigenic oil-bearing capacity of siliceous strata]. *Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk*, Moscow, 1991, 489 p. (In Russ.).

Gol'dberg I.S., Astaf'ev V.P., Bagdasaryan L.L. *Geologicheskoe stroenie i prognoznaya otsenka resursov nefi i gaza Litovskoy SSR, Latviyskoy SSR i Kaliningradskoy oblasti RSFSR* [Geological structure and forecast assessment of oil and gas resources of the Lithuanian SSR, Latvian SSR and Kaliningrad region of the RSFSR]. Leningrad: VNIGRI, 1970, vol. II. (In Russ.).

Kaminskaite-Baranauskiene I., Cichon-Pupienis A., Makauskas P. Silurian barrier reef in Lithuania: Reservoir properties and low enthalpy geothermal heat potential. *Heliyon*, 2024, vol. 10, issue 4, e26360. DOI: [10.1016/j.heliyon.2024.e26360](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e26360)

Kharin G.S., Eroshenko D.V. Bazitovye intruzii i uglevodorodnyy potentsial yugo-vostochnoy Baltiki [Basic intrusions and hydrocarbon potential of the south-eastern Baltic]. *Okeangeologiya*,

2014, vol. 54, no. 2, pp. 267-281. (In Russ.).

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, vol. 106, issue 2, pp. 743-761. DOI: [10.1007/s00531-016-1328-x](https://doi.org/10.1007/s00531-016-1328-x)

Kosakowski P., Papiernik B., Wróbel M., Machowski G. We P3 05 Quantitative description of the selected features of Silurian-Ordovician shale gas petroleum system in Poland. *77th EAGE Conference & Exhibition*, Madrid, Spain, July 2015. DOI: [10.3997/2214-4609.201413081](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413081)

Kosakowski P., Zakrzewski A., Waliczek M. Ordovician and Silurian Formations of the Baltic Syncline (NE Poland): An Organic Geochemistry Approach. *Lithosphere*, March 2022, 30 p. DOI: [10.2113/2022/7224168](https://doi.org/10.2113/2022/7224168)

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, 2014, pp. 527-538. DOI: [10.13140/2.1.2521.3121](https://doi.org/10.13140/2.1.2521.3121)

Motuza G., Šliaupa S., Timmerman M.J. Geochemistry and <sup>40</sup>Ar/<sup>39</sup>Ar age of Early Carboniferous dolerite sills in the southern Baltic Sea. *Estonian Journal of Earth Sciences*, 2015, 64, 3, pp. 233-248. DOI: [10.3176/earth.2015.30](https://doi.org/10.3176/earth.2015.30)

Okhotnikova E.S., Yusupova T.N., Barskaya E.E., Ganeeva Yu.M., Mukhametshin R.Z. Analiz geokhimicheskikh parametrov neftey mestorozhdeniy Kaliningradskoy oblasti i ego znachenie dlya neftedobychi [Analysis of geochemical parameters of oils from fields in the Kaliningrad region and its significance for oil production]. *Neftekhimiya*, 2021, vol. 61, no. 5, pp. 611-619. (In Russ.).

Otmas A.A. (Senior), Pakhunov A.M., Romanov V.V., Grigor'ev G.A. Yugo-vostochnaya chast' Kaliningradskogo regiona - novye otkrytiya i perspektivy neftepoiskovykh rabot [Southern-eastern part of Kaliningrad region - new openings and oil prospect perspectives]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2018, vol. 13, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/6/29\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2018.pdf) (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/29\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/29_2018)

Otmas A.A. (Senior), Grigor'ev G.A., Sibilev M.A. Shel'f Baltiyskogo morya - resursnyy potentsial i perspektivy dlya dal'neyshikh poiskov zalezhey uglevodorodov [The Baltic Sea shelf - resource potential and prospects for further exploration of hydrocarbon accumulations]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2019, no. 5, pp. 21-27. (In Russ.).

Otmas A.A., Kokhanova A.N., Otmas A.A., Grigor'ev G.A. Nizhnepaleozoyskie tolshchi Kaliningradskoy oblasti kak potentsial'nyy istochnik slantsevoy nefti [Lower Paleozoic strata of the Kaliningrad region as a potential source of shale oil]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, no. 6, pp. 12-17. (In Russ.).

Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. Metodika opredeleniya zrelosti sapropelevogo organicheskogo veshchestva v domanikitakh i otsenki ikh uglevodorodnykh resursov [Methodology for determining the maturity of sapropelic organic matter in domanikites and assessing their hydrocarbon resources]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, no. 7, pp. 4-9. (In Russ.).

Sukhanov A.A., Otmas A.A. (Senior), Makarova I.R. Sravnenie rezul'tatov issledovaniya organicheskogo veshchestva domanikoidnykh otlozheniy razlichnymi metodami v svyazi s diagnostikoy neftegazonosnosti siluriyskikh otlozheniy Kaliningradskoy oblasti [Research of organic matter of Domanic Formation - comparison of the results in view of petroleum potential evaluation of the Silurian strata of Kaliningrad region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2012, vol. 7, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/42\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2012.pdf) (In Russ.).

Vernon R., O'Neil N., Pasquali R., Nieminen M. *Screening of prospective sites for geological storage of CO2 in the Southern Baltic Sea*. Espoo. VTT Technology, 2003, no. 101, available at: <https://publications.vtt.fi/pdf/technology/2013/T101.pdf>

Wieclaw D., Kotarba M.J., Kowalski A. Origin of oils accumulated in the Middle Cambrian reservoirs of the Polish part of the Baltic region. *Geological Quarterly*. Warszawa, 2010, 54 (2), pp. 205-216.

Yang S., Schulz H.-M., Schovsbo N.H., Bojesen-Koefoed J.A. Oil-source rock correlation of the Lower Palaeozoic petroleum system in the Baltic Basin (northern Europe). *AAPG Bulletin*, 101, 12, pp. 1971-1993. DOI: [10.1306/02071716194](https://doi.org/10.1306/02071716194)

Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoualdikov 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, vol. 35, no. 3, pp. 237-254. DOI: [10.1111/j.1747-5457.2012.00528](https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00528)

Zytner Yu.I., Fenin G.I. Perspektivy ordovikskikh otlozheniy Gusevskoy neftyanoy zalezhi [Prospects of the Ordovician carbonate strata of the Gusev oil accumulation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/47\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/47_2010.pdf) (In Russ.).