

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 11.09.2025 г.

Принята к публикации 05.11.2025 г.

EDN: NPJEXY

УДК 553.98.044(470.53)

Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е.

Пермский государственный научный исследовательский университет, Пермь, Россия,
eekozhevnikova@bk.ru, sbashkova@mail.ru

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРА ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ОСНОВЕ РАНЖИРОВАНИЯ МЕТОДОМ ДЕ БОРДА

В Пермском крае наиболее детально изучен юг и центральная часть, как следствие именно здесь открыто и разрабатывается большая часть месторождений нефти и газа, при этом северу края уделено меньше внимания. Кратко рассмотрена история формирования осадочного чехла Пермского края, для севера края оценены перспективы нефтегазоносности на основе ранжирования объектов методом де Борда. Основой для ранжирования выбраны параметры, отражающие условия генерации углеводородов и аккумуляции. По результатам проведённой работы составлена карта ранжирования района по перспективам нефтегазоносности, что позволяет определить приоритетные площади для постановки геологоразведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: ранжирования объектов методом де Борда, условия генерации углеводородов, перспективы нефтегазоносности, север Пермского края.

Для цитирования: Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е. Оценка перспектив нефтегазоносности севера Пермского края на основе ранжирования методом де Борда // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №4. - https://www.ngtp.ru/tub/2025/40_2025.html EDN: NPJEXY

Введение

Пермский край расположен в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и вносит весомый вклад в добычу и переработку углеводородов (УВ). Наиболее разбурена и изучена центральная часть и юг края. По состоянию на 2025 г. на территории Пермского края открыто и разрабатывается более 250 месторождений, при этом на севере - всего 52. К северной части, выбранной для изучения, относятся такие крупные тектонические элементы, как Камский свод, Висимская моноклиналь и Соликамская депрессия (рис. 1). Несмотря на разную степень разбуренности всех тектонических элементов района, месторождения нефти и газа приурочены в большом количестве к Соликамской депрессии и Висимской моноклинали [Лядова, Яковлев, Распопов, 2010]. Нефтегазоносность края связана с семью нефтегазоносными комплексами (НГК): эмсско-тиманский (девонский терригенный); верхнедевонско-турнейский карбонатный; нижне-средневизейский терригенный; вехневизейско-башкирский карбонатный; верейский терригенно-карбонатный; каширско-гжельский карбонатный; нижнепермский карбонатный. В каждом из перечисленных НГК на севере края открыто несколько месторождений. В работе при оценке перспектив

нефтегазоносности учтены все семь комплексов.

Нефтегазоносность зависит от множества факторов, в том числе структурно-тектонического. По кровле фундамента на территории Пермского края выделены такие крупные объекты, как Тиманский кряж, Пермский, Башкирский своды и элементы меньшего порядка (см. рис. 1). Основные крупные структуры эмсско-тиманского комплекса унаследованы от структурного плана фундамента [Винниковский, Данилов, Жуков, 1977]. Начиная с позднедевонского времени, за счет заложения и дальнейшего развития Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) происходит существенное изменение структурного плана [Винниковский и др., 1975]. По кровле турнейских отложений в структурном плане четко прослеживается ККСП, а также средние, мелкие структурные элементы в виде одиночных рифогенных и валообразных форм [Неганов, Морошкин, Шихов, 2000]. Условия формирования ККСП определили распределение большинства месторождений УВ. За счет заложения в осевой и внутренней прибортовой зоне «домаников», то есть карбонатных, кремнистых, богатых органическим веществом сапропелевого типа пород, вступивших в главную зону нефтеобразования в раннепермское время, прошла генерация большей части УВ [Калабин, Катошин, 2002; Родионова, 1967]. Выше по разрезу ККСП постепенно теряет свои очертания, но значительные изменения фиксируются только по нижнепермским отложениям. Изменения связаны с проявлением Предуральского краевого прогиба, состоящего из системы крупных депрессионных элементов.

Оценка генерационного потенциала рассматриваемого района проведена с учетом общепринятой модели формирования нефтегазоносности в регионе. Авторы придерживаются мнения, что основным источником генерации УВ являются доманикиты верхнедевонско-турнейского возраста. В ряде работ отмечено присутствие генерированных доманикитами УВ в залежах всех НГК - от эмсско-тиманского до нижнепермского карбонатного [Родионова, 1967; Кожевникова, 2011; 2024]. Широкое распространение нефти доманикового типа по всему разрезу указывает на отсутствие выдержанного флюидоупора в регионе, за исключением соленых толщ нижнепермского возраста.

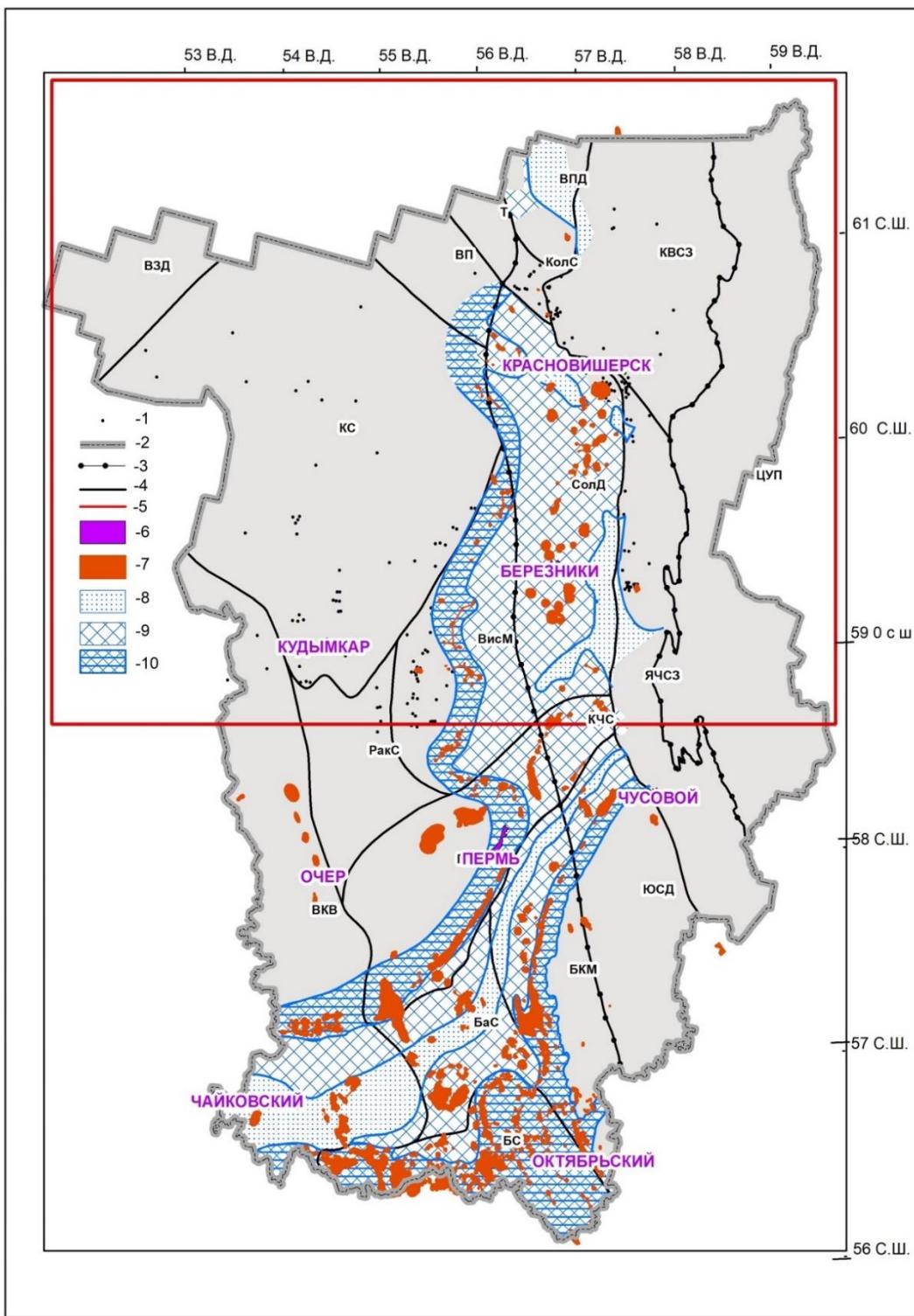


Рис. 1. Геолого-административная схема положения района исследования

1 - скважины; 2 - административная граница Пермского края, 3 - граница Центрально-Уральского поднятия, 4 - границы крупных тектонических структур: ВЗД - Вятская зона дислокаций, ВП - Вычегодский прогиб, Т - Тиманский кряж, ВПД - Верхнепечорская депрессия, КолС - Колвинская седловина, КВСЗ - Кожимско-Вишерская структурная зона, КС - Камский свод, СолД - Соликамская депрессия, РакС - Ракшинская седловина, ЯЧСЗ - Язьевинско-Чусовская структурная зона, ВКВ - Верхнекамская впадина, ПС - Пермский свод, ЮСД - Юрзано-Сылвенская депрессия, БКМ - Бымско-Кунгурская моноклиналь, Бас - Бабкинская седловина, БС - Башкирский свод; 5 - границы района исследования; 6 - города; 7 - месторождения нефти и газа; 8 - осевая зона Камско-Кинельской системы прогибов; 9 - внутренняя прибрежная зона Камско-Кинельской системы прогибов; 10 - внешняя прибрежная зона Камско-Кинельской системы прогибов.

Методы исследования

На формирование нефтегазоносности оказывает влияние широкий спектр факторов, благоприятное сочетание которых приводит к аккумуляции залежей УВ. Для оценки перспектив нефтегазоносности использован способ ранжирования объектов, известный как метод де Борда, позволяющий при сравнении наблюдений учитывать влияние нескольких параметров (признаков), что весьма важно для геологических процессов. Применение данного метода позволило для каждой выделенной ячейки учесть влияние: генерационного потенциала нефтегазоматеринских свит эмско-тиманского и верхнедевонско-турнейского комплексов; мощность и фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов всех семи НГК.

Район исследования разделен на ячейки размером 40*40 км, такой размер привел к наличию хотя бы одной скважины в ячейке. Значения, используемые для оценки нефтегазоносности, рассчитывались как среднее значение по всем скважинам, расположенным в пределах данной ячейки.

В качестве признаков использовались две группы параметров, оказывающие значимое влияние на формирование нефтегазоносности в данном районе. В качестве параметров, оценивающих генерационный потенциал, выбрано расстояние ячеек до зон генерации домаников и зон генерации нефтегазоматеринских свит эмско-тиманского комплекса. Зоны генерации терригенного девона расположены южнее района исследования, но часть ячеек расположена на расстоянии менее 25 км, что указывает на влияние нефтематеринских свит терригенного девона на нефтегазоносность изучаемого района [Кожевникова, Башкова, Яковлев, 2024].

При оценке положения ячеек относительно зон генерации учитывались значения до 25 км, принято, что на большом расстоянии аккумуляция промышленных залежей отсутствует. Указанные ограничения основаны на данных, установленных Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG) в отчете 2000 г. в результате обобщения закономерностей развития нефтегазоносности в основных бассейнах мира [U.S. Geological..., 2000].

Условия аккумуляции оценены за счет эффективной мощности и ФЕС пород-коллекторов по каждому из семи НГК. В основу оценки качества коллекторов принята классификация А.А. Ханина по пористости и проницаемости, согласно данной классификации, коллекторы подразделяются на 6 классов в зависимости от значения коэффициента эффективной пористости и проницаемости [Ханин, 1973]. В пределах исследуемой территории встречены коллекторы II, III, IV классов, либо отмечено их полное отсутствие. Ярко выраженной закономерности в изменениях мощности коллекторов, как по

комплексам, так и в целом на данной территории, не установлено. Но для всего разреза отмечается ухудшение ФЕС в направлении с востока на запад, т.е. снижение пористости и проницаемости при приближении к зоне развития Предуральского краевого прогиба.

Эффективная мощность пород-коллекторов девонского терригенного комплекса на исследуемой территории составляет первые метры и не превышает 10 м. Максимальные значения пористости коллектора – 15%, проницаемости – 400 мД. Мощность коллекторов верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса в большей части территории равна 20 м, максимальные значения чуть более 60 м встречаются локально в районах развития бортовых зон ККСП. Коллекторы определяют в основном как среднеёмкие, пористость варьирует от 8 до 12%, проницаемость – от 30 до 100 мД. Нижне-средневизейский терригенный комплекс характеризуется маломощными коллекторами (от 1 до 11 м). ФЕС определяют коллекторы в основном как низкоёмкие, но локально в зонах развития палеоврезов пористость достигает 16%, проницаемость - до 400 мД. Мощность коллекторов вехневизейско-башкирского карбонатного комплекса, как правило, равна 7 м, максимальная мощность - 64 м. При этом пористость коллектора не превышает 16%, проницаемость - до 500 мД. Верейский терригенно-карбонатный НГК представлен коллекторами мощностью от 2 до 15 м. На большей части территории распространения коллекторов пористость равна 8-12%, проницаемость - до 400 мД. Каширско-гжельский карбонатный комплекс представлен коллекторами мощностью 20-30 м, на значительной площади присутствуют зоны, где мощность коллекторов - более 50 м. Коллекторы характеризуются пористостью - 11-12%, проницаемостью - до 300-400 мД. Нижнепермский карбонатный комплекс отличается максимальными мощностями коллекторов (более 100 м) в районе Предуральского краевого прогиба. Несмотря на повышенные мощности, пористость пород-коллекторов изменяется в диапазоне от 4 до 10%, проницаемость - до 200 мД.

В результате изучения данных для каждой ячейки получено по 16 значений, из них 14, оценивающие качество коллекторов по всем НГК, и два, отражающие генерационный потенциал. Влияние рефей-венского НГК, который в пределах Пермского края считается потенциально нефтегазоносным, не учитывалось, в связи с отсутствием данных отложений на изучаемой территории [Башкова, Карасева, 2023]. Составленная база данных ранжирована по всем параметрам согласно методу Де Борда [Costa, 2017]. Поэтапно проведена сортировка всех ячеек по каждому показателю, ячейкам присвоены ранги с 1 по 43, в случае равных значений параметра для нескольких ячеек ранг присваивался одинаковый. Важно отметить, что сортировка эффективной мощности коллектора проведена по убыванию (от максимального значения к минимальному), так как чем больше мощность коллектора, тем благоприятнее условия для аккумуляции УВ. Классы коллекторов сортировались по

убыванию (от минимального к максимальному), чем выше класс, тем хуже коллекторские характеристики. Расстояние ячейки относительно зон генерации сортировалось по возрастанию: чем ближе ячейка к очагу генерации, тем выше вероятность эмиграции и заполнения ловушек УВ. Завершающим этапом проведено суммирование всех полученных рангов и сортировка по данному значению от минимального к максимальному, так как чем чаще ячейка занимала первые ранги, тем меньше сумма рангов, и она более перспективна по нефтегазоносности.

Результаты и обсуждение

Результаты ранжирования методом де Борда представлены на рис. 2. В табл. 1 представлены ячейки, занявшие первые пять позиций по сумме рангов. Полученные результаты показывают, что наиболее перспективные участки приурочены к зоне распространения ККСП, где генерация УВ шла за счет доманикитов.

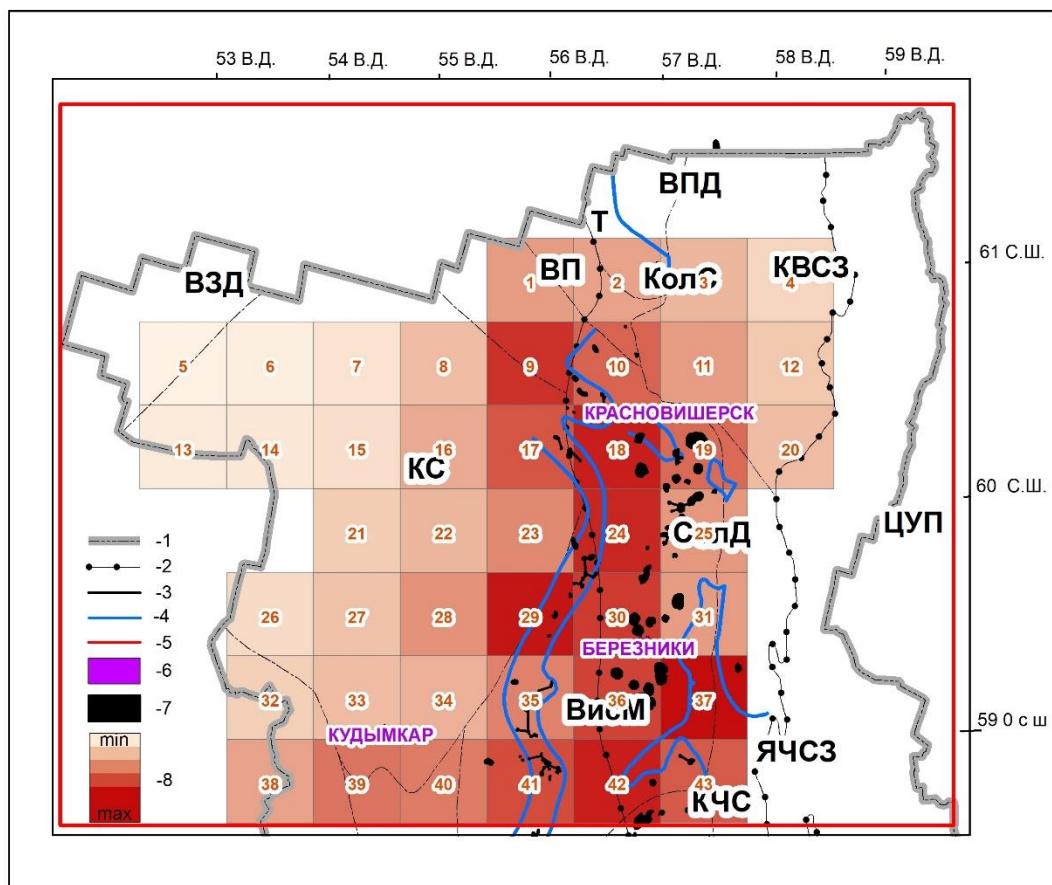


Рис. 2. Ранжирование территории по перспективам нефтегазоносности

1 - административная граница Пермского края, 2 - граница Центрально-Уральского поднятия, 3 - границы крупных тектонических структур (см. рис. 1); 4 - границы зон Камско-Кинельской системы прогибов; 5 - границы района исследования; 6 - города; 7 - месторождения нефти и газа; 8 - перспективы нефтегазоносности.

Таблица 1

Результаты перспектив нефтегазоносности на основе ранжирования

Перспективность		1	2	3	4	5
Номер ячейки		37	29	18	42	24
Девонский терригенный НГК	ранг по Нэфф	1	1	2	3	3
	ранг по классу кол.	2	2	1	2	2
Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК	ранг по Нэфф	4	2	2	2	1
	ранг по классу кол.	2	1	3	3	3
Нижне-средневизейский терригенный НГК	ранг по Нэфф	2	7	10	5	8
	ранг по классу кол.	3	3	1	2	3
Вехневизейско-башкирский карбонатный НГК	ранг по Нэфф	11	9	2	3	1
	ранг по классу кол.	3	2	2	4	2
Верейский терригенно-карбонатный НГК	ранг по Нэфф	5	5	1	2	4
	ранг по классу кол.	2	3	3	2	3
Каширско-гжельский карбонатный НГК	ранг по Нэфф	12	6	19	11	18
	ранг по классу кол.	1	1	1	1	1
Нижнепермский карбонатный НГК	ранг по Нэфф	3	11	10	28	12
	ранг по классу кол.	3	1	3	3	3
Влияние генерации доманикитов		4	3	1	1	1
Влияние генерации Дт		10	12	12	2	12

Нэфф - эффективная мощность пласта-коллектора, Дт - девонский терригенный нефтегазоносный комплекс.

При детальном рассмотрении полученных результатов видно, что отсутствуют ячейки (площади) с условиями благоприятными для формирования нефтегазоносности по всем семи комплексам одновременно. Данный метод позволил не только ранжировать район по перспективности, но и предположить, в каких именно НГК вероятнее всего ожидается открытие залежей УВ для каждой ячейки.

Безусловно, полученный результат не учитывает влияние всех факторов формирования нефтегазоносности, например, наличие структур. Но карта ранжирования территории по перспективам нефтегазоносности может дополняться информацией о структурах, подготовленных к бурению, и определять очередность их бурения.

Выводы

В результате проведения ранжирования северной территории Пермского края по степени перспективности нефтегазоносности на основе метода де Борда удалось установить следующее.

Метод французского математика Жан-Шарля де Борда, предложенный еще в 18 веке для преференциального голосования, может эффективно использоваться в геологии, в

частности, для оценки перспектив нефтегазоносности, так как позволяет оценивать влияние нескольких факторов. В данной работе учтены факторы, отвечающие за генерацию углеводородов (расстояние ячейки до зон генерации доманикитов и терригенного девона) и факторы, характеризующие зоны аккумуляции (ФЕС и эффективная мощность коллекторов всех семи нефтегазоносных комплексов).

Проведено ранжирование территории по перспективам нефтегазоносности с учетом благоприятных условий для всех семи НГК Пермского края.

Подтверждено существовавшее ранее мнение о наиболее благоприятных условиях для формирования коллекторов и, соответственно, аккумуляции в осевой и внутренней прибрежной зоне ККСП, где и шла основная генерация УВ.

Финансирование. Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ проект FSNF-2025-0011.

Литература

Башкова С.Е., Карасева Т.В. Прогноз нефтегазоносности рифей-венских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. - Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2023. - 190 с.

Винниковский С.А., Данилов Б.И., Жуков Ю.А. Тектоническое районирование территории Пермской области // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Приуралья: сб. науч. тр. - Пермь: Кн. из-во, 1977. - С. 3-10.

Винниковский С.А., Красильников Б.В., Кузнецов Ю.И., Никулин А.В., Рыбаков В.К. О распространении Камско-Кинельской системы прогибов в северо-западных районах Пермской области // Геология нефти и газа. - 1975. - № 9. - С. 20-23.

Калабин С.Н., Катошин А.Ф. Перспективы нефтегазоносности турнейской тощи заполнения Камско-Кинельских прогибов в северных районах Пермской области / Под ред. проф. А.А. Аксенова. - М.: 2002. - 94 с.

Кожевникова Е.Е. Сопоставление биомаркеров нефти пермских отложений и терригенного девона // Пермская система: стратиграфия палеонтология, палеогеография, геодинамика и минеральные ресурсы: сб. материалов Междунар. науч. конф., посвященной 170-летию со дня открытия пермской системы (г. Пермь, 5-9 сентября 2011 г.). - Пермь: Перм. гос. ун-т., 2011. - С. 265–267.

Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е., Яковлев Ю.А. Формирование нефтегазоносности эмисско-нижнефранских отложений на севере Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2024. - № 8(392). -

C. 5-19. EDN: [DJHOTZ](#)

Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - 335 с. EDN: [CWDWNU](#)

Неганов В.М. Морошкин А.Н., Шихов С.А. Строение Камско-Кинельской системы прогибов по результатам геофизики и бурения // Геофизика. - 2000. - № S. - С. 34-38. EDN: [UKKLQR](#)

Родионова К.Ф. Органическое вещество и нефтематеринские породы девона Волго-Уральской нефтегазоносной области. - М.: Недра, 1967. - 367 с.

Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. - М.: Недра, 1973. - 304 с.

Costa H.G. AHP-De Borda: a hybrid multicriteria ranking method // Brazilian Journal of Operations & Production Management. - 2017. - Vol. 14. - № 3. - P. 281-287. DOI: [10.14488/BJOPM.2017.v14.n3.a1](#)

U.S. Geological Survey world petroleum assessment 2000: Description and results / USGS World Energy Assessment Team. U.S. Geological Survey Digital Data Series - DDS-60. - 2000. - CD-ROM. DOI: [10.3133/ds60](#)

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

Received 11.09.2025

Published 05.11.2025

Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E.

Perm State University, Perm, Russia, eekozhevnikova@bk.ru, sbashkova@mail.ru

ASSESSMENT OF THE PETROLEUM POTENTIAL OF THE NORTHERN PERM REGION BASED ON THE RANKING DE BORDA METHOD

In the Perm region, the south and the central part have been exhaustively studied and as a result, it is here that most of the oil and gas fields have been discovered and developed, while less attention has been paid to the north of the region. The article briefly examines the history of the sedimentary cover in the northern Perm region, and evaluates the prospects for oil and gas potential based on the ranking of objects using the de Borda method. The parameters reflecting the conditions of hydrocarbon generation and accumulation are chosen as the basis for the ranking. As a result of this work, a map of the most promising areas for oil and gas exploration has been compiled.

Keywords: ranking of objects using the de Borda method, hydrocarbon generation conditions, petroleum potential prospects, northern Perm region.

For citation: Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti severa Permskogo kraja na osnove ranzhirovaniya metodom de Borda [Assessment of the petroleum potential of the northern Perm region based on the ranking de Borda method]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2025, vol. 20, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/40_2025.html EDN: NPJEXY

References

- Bashkova S.E., Karaseva T.V. *Prognoz neftegazonosnosti rifey-vendskikh otlozheniy Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Forecast of oil and gas potential of the Riphean-Vendian strata of the Volga-Ural petroleum province: monograph]. Perm': Permskiy gosudarstvennyy natsional'nyy issledovatel'skiy universitet, 2023, 190 p. (In Russ.).
- Costa H.G. AHP-De Borda: a hybrid multicriteria ranking method. *Brazilian Journal of Operations & Production Management*, 2017, vol. 14, no. 3, pp. 281-287. DOI: [10.14488/BJOPM.2017.v14.n3.a1](https://doi.org/10.14488/BJOPM.2017.v14.n3.a1)
- Kalabin S.N., Katoshin A.F. *Perspektivy neftegazonosnosti turneyskoy toshchi zapolneniya Kamsko-Kinel'skikh progibov v severnykh rayonakh Permskoy oblasti* [Prospects for the oil and gas potential of the Tournaisian reservoir filling the Kama-Kinel troughs in the northern Perm region]. Ed. prof. A.A. Aksenov. Moscow: 2002, 94 p. (In Russ.).
- Khanin A.A. *Oil and gas reservoir rocks of the USSR's petroleum provinces* [Porody-kollektory nefti i gaza neftegazonosnykh provintsiy SSSR]. Moscow: Nedra, 1973, 304 p. (In Russ.).
- Kozhevnikova E.E. Sopostavlenie biomarkerov neftey permskikh otlozheniy i terrigenного devona [Comparison of biomarkers in Permian and Devonian terrigenous oils]. *Permskaya sistema: stratigrafiya paleontologiya, paleogeografiya, geodinamika i mineral'nye resursy*: sb. materialov Mezhdunar. nauch. konf., posvyashchennoy 170-letiyu so dnya otkrytiya permskoy sistemy (Perm', 5-9 Sept 2011). Perm': Perm. gos. un-t., 2011, pp. 265-267. (In Russ.).
- Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E., Yakovlev Yu.A. Formirovaniye neftegazonosnosti emssko-nizhnegranskikh otlozheniy na severe Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii [Formation of the Emsian-Lower Frasnian petroleum bearing strata in the north of the Volga-Ural petroleum province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2024, no. 8(392), pp. 5-19. (In Russ.). EDN: [DJHOTZ](#)
- Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. *Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Permskogo kraja* [Geology and development of oil fields in the Perm region].

Moscow: OAO «VNIIIOENG», 2010, 335 p. (In Russ.). EDN: [CWDWNU](#)

Neganov V.M. Moroshkin A.N., Shikhov S.A. Stroenie Kamsko-Kinel'skoy sistemy progibov po rezul'tatam geofiziki i burenija [The structure of the Kamao-Kinel deflection system based on the results of geophysics and drilling]. Geofizika, 2000, no. S, pp. 34-38. (In Russ.). EDN: [UKKLQR](#)

Rodionova K.F. *Organicheskoe veshchestvo i neftematerinskie porody devona Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy oblasti* [Organic matter and oil-bearing rocks of the Devonian of the Volga-Ural petroleum province]. Moscow: Nedra, 1967, 367 p. (In Russ.).

U.S. Geological Survey world petroleum assessment 2000: Description and results. USGS World Energy Assessment Team. U.S. Geological Survey Digital Data Series - DDS-60, 2000, CD-ROM. DOI: [10.3133/ds60](#)

Vinnikovskiy S.A., Danilov B.I., Zhukov Yu.A. Tektonicheskoe rayonirovaniye territorii Permskoy oblasti [Tectonic zoning of the Perm region]. *Geologiya, razrabotka, burenie i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy Permskogo Priural'ya*: sb. nauch. tr. Perm': kn. iz-vo, 1977, pp. 3-10. (In Russ.).

Vinnikovskiy S.A., Krasil'nikov B.V., Kuznetsov Yu.I., Nikulin A.V., Rybakov V.K. O rasprostranenii Kamsko-Kinel'skoy sistemy progibov v severo-zapadnykh rayonakh Permskoy oblasti [On the spread of the Kama-Kinel trough system in the north-western Perm region]. *Geologiya nefti i gaza*, 1975, no. 9, pp. 20-23. (In Russ.).