

Состав углеводородных соединений четвертичных донных отложений как признак нефтегазоносности северо-восточного Баренцевоморского шельфа

Л.Ю. Сигачева*, О.Н. Видищева, А.Г. Калмыков, Е.Д. Басова,
А.Р. Строева, Е.Н. Полудеткина, Г.Г. Ахманов
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В статье приведены результаты геохимических исследований органического вещества и углеводородных газов донных отложений северо-восточного сектора Баренцева моря. Выявлены районы, в пределах которых осуществляется разгрузка термически зрелых углеводородных соединений в верхнюю часть осадочного разреза. Об этом свидетельствуют не характерные для сингенетических углеводородных соединений осадков биомаркерные показатели зрелости органического вещества, а также молекулярный состав углеводородных поровых газов и изотопный состав углерода метана. На основании площадного распределения обнаруженных термически зрелых углеводородных соединений в поверхностных донных отложениях предложена модель флюидоразгрузки в осадочном чехле, учитывающая особенности геологического строения региона. Наибольшие перспективы нефтегазонакопления в пределах северного и северо-восточного секторов Баренцева моря связываются с бортовыми частями Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии.

Ключевые слова: Баренцево море, арктический шельф, донные осадки, геохимические поисковые методы, органическое вещество, углеводороды-биомаркеры, углеводородные газы, флюидоразгрузка

Для цитирования: Сигачева Л.Ю., Видищева О.Н., Калмыков А.Г., Басова Е.Д., Строева А.Р., Полудеткина Е.Н., Ахманов Г.Г. (2026). Состав углеводородных соединений четвертичных донных отложений как признак нефтегазоносности северо-восточного Баренцевоморского шельфа. *Георесурсы*, 28(1), с. 177–194. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.16>

Введение

В настоящее время арктический шельф, и Баренцево море в частности, привлекают пристальное внимание научного сообщества и экспертов нефтегазовой отрасли в силу своей стратегической значимости для поиска и освоения ресурсов полезных ископаемых. Нефтегазоносность южной части Баренцевоморского шельфа подтверждена благодаря открытию в ее пределах уникальных и крупных месторождений углеводородов (УВ) (Штокмановское, Лудловское, Северо-Кильдинское и др.). Нефтегазоносность северной части Баренцева моря лишь прогнозируется на основании существующих представлений о ее геологическом строении.

Баренцевоморский шельф является одним из наиболее изученных среди морей российской Арктики. Комплексные геолого-геофизические исследования региона, включающие сейсмические, набортные гравиметрические, гидромагнитные, аэромагнитные, акустические исследования,

а также донное опробование, проводятся с 70-х годов XX столетия. Однако распределение выполненных работ в пределах акватории крайне неравномерно. Большинство исследований приходится на центральную и южную части Баренцева моря. Аналогичная ситуация обстоит и с глубоким бурением. В общей сложности в российском секторе пробурено 34 поисковых скважины, локализованные в центральной и юго-восточной частях моря (Грушевская и др., 2023). Северная часть покрыта только отдельными сейсмическими профилями и редкой регионально-рекогносцировочной сетью геофизических наблюдений, вовсе не охарактеризована параметрическим бурением. Следовательно, прогноз нефтегазоносности бассейна северного сектора Баренцева моря имеет гипотетический характер ввиду отсутствия данных о вещественном составе его осадочного наполнения (Сенин и др., 2020).

Для выявления перспективных площадей, на которых могут быть обнаружены месторождения УВ, необходимо проводить дополнительные исследования региона. Результативным прямым способом изучения акватории являются поверхностные геохимические исследования, которые позволяют выявить признаки наличия миграционных УВ в придонных отложениях. К преимуществам метода относятся относительно низкая себестоимость, простота выполнения и возможность

* Ответственный автор: Любовь Юрьевна Сигачева
e-mail: sigacheva_l1@list.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

получения информации о характеристиках УВ флюидов, мигрирующих из глубинных залежей к поверхности. Применение геохимических нефтегазопроисловых методов базируется на концепции, согласно которой в осадочном чехле над нефтегазовыми скоплениями за счёт диффузионно-фильтрационного переноса флюидов формируются геохимические поля, распространяющиеся вплоть до поверхности и отличающиеся по составу УВ от фоновых полей, содержащих только сингенетичные УВ (Петухов, Старобинец, 1993; Соколова, Абля, 2007; Abrams, 2005). Признаки разгрузки УВ флюидов в пределах нефтегазоносных бассейнов будут наиболее очевидны в зонах активных тектонических дислокаций (преимущественно в бортовых частях депрессий), в зонах выхода коренных отложений на поверхность морского дна, а также над неглубоко залегающими залежами УВ.

Целью данной работы является анализ потенциальной нефтегазоносности северного и северо-восточного секторов Баренцева моря на основании результатов комплексного исследования УВ газов и органического вещества (ОВ) приповерхностных осадков. Некоторые результаты изучения ОВ донных осадков северного сектора Баренцева моря были опубликованы авторами ранее (Сигачева и др., 2023). Было установлено, что в пределах северного сектора Баренцевоморского шельфа существуют зоны разгрузки термогенных флюидов. Опираясь на опубликованные данные геохимических исследований пород, слагающих архипелаги Шпицберген и Земля Франца Иосифа, предположена связь мигрировавших в осадки УВ с конкретным источником в разрезе осадочного чехла. Настоящая статья дополняет опубликованные результаты данными изучения газовой фазы осадков северной части Баренцева моря, а также результатами анализа материалов, собранных в пределах северо-восточного сектора. В статье выполнено сравнение двух соседних секторов Баренцевоморского шельфа, отличных по геологическому строению, с учетом активности процессов флюидоразгрузки. На основании полученных данных предложена концептуальная модель флюидоразгрузки в осадочном чехле, учитывающая особенности геологического строения региона.

Геологическое строение района исследований

Район исследований расположен в северной части российского Баренцевоморского шельфа, между архипелагами Новая Земля, Земля Франца-Иосифа и Шпицберген.

Баренцевоморский шельф традиционно рассматривается в составе Баренцевской шельфовой плиты (Баренцевская шельфовая плита, 1988). Ввиду отсутствия данных глубокого бурения, геологическое строение региона имеет гипотетический характер. Согласно работе Ступаковой А.В. (2011), район исследований расположен на сочленении трех тектонических элементов первого порядка – Восточно-Баренцевской зоны ступеней, Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии и Северо-Баренцевской зоны поднятий. К структурам второго порядка относятся поднятия Персея, Пинегина и Вернадского, выделяемые в пределах Северо-Баренцевской зоны поднятий, а также Северо-Баренцевская впадина, Альбановско-Горбовский порог в пределах Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии.

Осадочный разрез района исследований представлен толщей палеозой-мезозойского возраста, мощность которой достигает 15–18 км в наиболее погруженных частях Северо-Баренцевской впадины. В основании чехла залегают верхнедевонские (франские) накопления. Верхнедевон-пермские отложения имеют преимущественно карбонатный состав, а с позднепермского времени в районе установилось, главным образом, терригенное осадконакопление (Старцева и др., 2017). Триасовые, юрские и меловые отложения, подвергшиеся воздействию эрозионных процессов, местами значительно сокращаются по мощности или полностью отсутствуют в осадочном разрезе (Казанин и др., 2016). Комплекс мезозойских отложений ограничен в кровле поверхностью современного морского дна, рельеф которого сформировался в результате палеогенового аплифта и плиоцен-плейстоценовой ледниковой эрозии (Henriksen et al., 2011; Голованов и др., 2022).

В разрезе осадочного чехла района исследований по результатам изучения сопряженных территорий выделяют четыре потенциальных нефтегазоносных комплекса: верхнепалеозойский, триасовый, юрский и меловой (Галимов и др., 2008). Геохимические исследования кернового и шламового материала, а также битумопроявлений и обнажений горных пород на архипелагах Баренцева моря позволили определить в качестве основных нефтегазогенерирующих толщ глинистые прослои в триасовых и юрских отложениях (Рябухин, Зинин, 1992; Данюшевская, 1995; Захаров и др., 2004; Leith et al., 1993). В триасовом разрезе наилучшими генерационными свойствами обладают нижне- и среднетриасовые глинистые прослои с гумусово-сапропелевым типом ОВ, а также углистые прослои в верхнетриасовой толще (Кирюхина и др., 2012). Для юрских отложений наибольший генерационный потенциал связывают с верхнеюрскими «черными глинами», являющимися аналогом баженовской свиты и обогащенными сапропелевым ОВ (Кирюхина, 2013).

Согласно геофизическим данным, глубина залегания потенциальных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) в пределах Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии варьирует в широком диапазоне. В центральной части депрессии нижнетриасовые отложения погружены на 5–13 км, среднетриасовые – на 2,5–5 км, верхнетриасовые – на 2–3,5 км, в то время как глубина погружения верхнеюрских отложений не превышает 2 км (Старцева и др., 2017). ОВ верхнеюрских толщ, вероятно, характеризуется низкой степенью катагенетической преобразованности, не соответствующей главной зоне нефтеобразования (ГЗН) (Никитин и др., 2020; Ульянов и др., 2024). Триасовые потенциальные НГМТ были способны в различной степени генерировать жидкие и газообразные УВ, вплоть до полной реализации своего генерационного потенциала.

Бортовые зоны Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии характеризуются меньшими мощностями осадочно-породного чехла, а также значительным количеством тектонических нарушений, по которым возможен активный переток УВ из зон аккумуляции.

Различия в геологическом строении центральной и бортовых зон бассейна отражаются на процессах, связанных с функционированием УВ систем – генерацией, миграцией и аккумуляцией УВ флюидов.

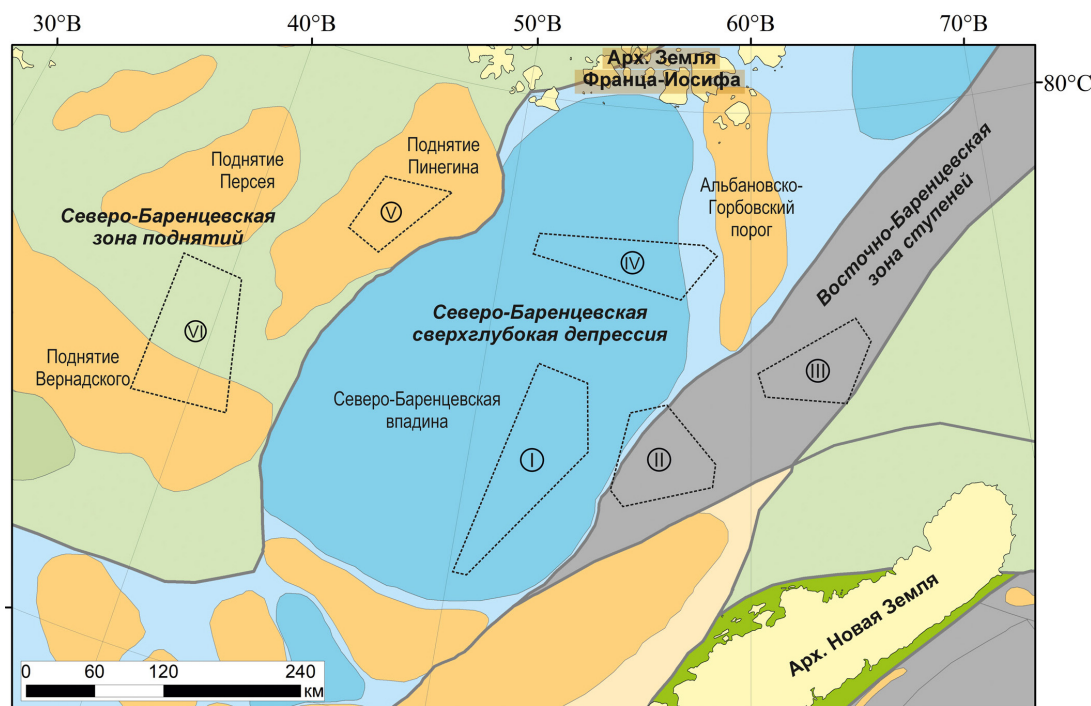
Северо-Баренцевскую впадину, где наблюдается наибольшая мощность осадочного чехла, следует рассматривать в качестве очага нефтегазообразования. Локальные структурные возвышенности в пределах Северо-Баренцевской зоны поднятий и Восточно-Баренцевской зоны ступеней благоприятны для формирования залежей нефти и газа (Ступакова, 2011; Ступакова и др., 2015).

Материалы и методы

Материалом для исследования послужили образцы керны (до 3 метров), пробы газов и битумоидов из донных отложений, отобранные в северо-восточной и северной частях Баренцева моря в ходе трех геолого-геофизических экспедиций (TTR-19, TTR-20 и TTR-23) по программе «Обучение-через-исследование (Training-through-Research)» (Montelli et al., 2023; Montelli et al., 2024). Экспедиции были организованы геологическим факультетом Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова летом 2020, осенью 2021 и летом 2024 гг., соответственно, при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации. Изучение поровых УВ газов осадков выполнено в 693

пробах из 108 станций пробоботбора. Битуминологические исследования выполнены для 659 образцов осадков из тех же 108 станций. Методом пиролиза охарактеризовано 166 образцов осадков из 73 станций. Станции донного пробоботбора характеризуют шесть полигонов исследований, выбранных на основании морфологических особенностей рельефа морского дна в пределах изучаемого района (рис. 1). На банке Персея отобрано 18 кернов, в желобе Седова и на седловине Страхова – по 25 кернов, на банке Ушакова – 9 кернов, Северо-Восточное плато охарактеризовано 17 кернами, Восточно-Баренцевоморская впадина – 14 кернами.

Места опробования определялись на основании данных многолучевого эхолотирования (МЛЭ), акустического профилирования (АПР) и сейсморазведки сверхвысокого разрешения (ССВР) верхней части осадочного разреза (ВЧР). При выборе в первую очередь учитывали особенности строения верхней части осадочного разреза, которые могли быть сформированы за счёт миграции УВ к поверхности. Опробовались области развития донных воронок типа «rockmark», гляциотектонических форм рельефа, предполагаемые кратеры «гидратного взрыва», участки



Условные обозначения:

Полигоны опробования донных осадков для геохимических исследований:

- Ⓘ - желоб Седова
- Ⓜ - седловина Страхова
- Ⓢ - Восточно-Баренцевоморская впадина
- Ⓥ - Северо-Восточное плато
- Ⓟ - банка Ушакова
- Ⓠ - банка Персея
- - - границы полигонов геохимических исследований

Структурно-тектоническое районирование:

- - киммерийская складчатость
 - - зона распространения тектонических элементов на суше
 - - береговая линия
- Структуры 1-го порядка:**
- - сверхглубокие депрессии
 - - антеклизы и относительно стабильно развивающиеся участки древних платформ
 - - краевые прогибы
 - - синеклизы, впадины и авлакогены
 - - зоны тектонических ступеней
 - - границы тектонических элементов 1-го порядка

Структуры 2-го порядка:

- - впадины и прогибы
- - поднятия
- - границы тектонических элементов 2-го порядка

Рис. 1. Тектоническая схема Баренцевоморского шельфа (Сулова и др., 2020) с расположением полигонов исследований экспедиций TTR-19, TTR-20 и TTR-23.

акустических аномалий в ВЧР типа «яркое пятно», «газовая труба», акустических аномалий типа «газовый факел» в водном столбе (рис. 2). Дополнительно опробовались участки, потенциально благоприятные для миграции термогенных УВ соединений (УВС), – зоны выхода на поверхность дна разрывных нарушений и коренных пород. Для определения фоновых распределений УВС в осадках района исследований были отобраны и изучены станции вне зон потенциальной флюидоразгрузки.

Керн отбирался с помощью ударной трубы длиной 3,5 м с пластиковыми вкладышами. Вдоль всего полученного керна с интервалом около 20 см немедленно забирались пробы для извлечения газа. Извлечение поровых газов из проб донных илов выполнялось по стандартной методике «Head-space» (Большаков, Егоров, 1987). После этого выполнялось макроописание керна. Образцы для исследования битумоидов осадков, объемом 200–250 мл, отбирались из тех же интервалов, что и пробы газов.

Высушивание проб производилось на судне в вытяжных шкафах при комнатной температуре.

Молекулярные и изотопные исследования УВ газов донных илов. Компонентный состав газовой фазы был изучен с помощью газовой хроматографии (ГХ) на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000» (РФ), оснащенный пламенно-ионизационным (ПИД) детектором и детектором по теплопроводности (ДТП). Изотопные исследования углерода метана и углекислого газа осуществлялись на изотопном масс-спектрометре «Delta V Plus» (ThermoFisher Scientific, Германия).

Исследование битумоидов. Изучение битумоидов выполнялось поэтапно и включало несколько видов анализов.

Валовый люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) выполнялся по методике В.Н. Флоровской (Флоровская, 1957). В качестве растворителя использовался хлороформ.

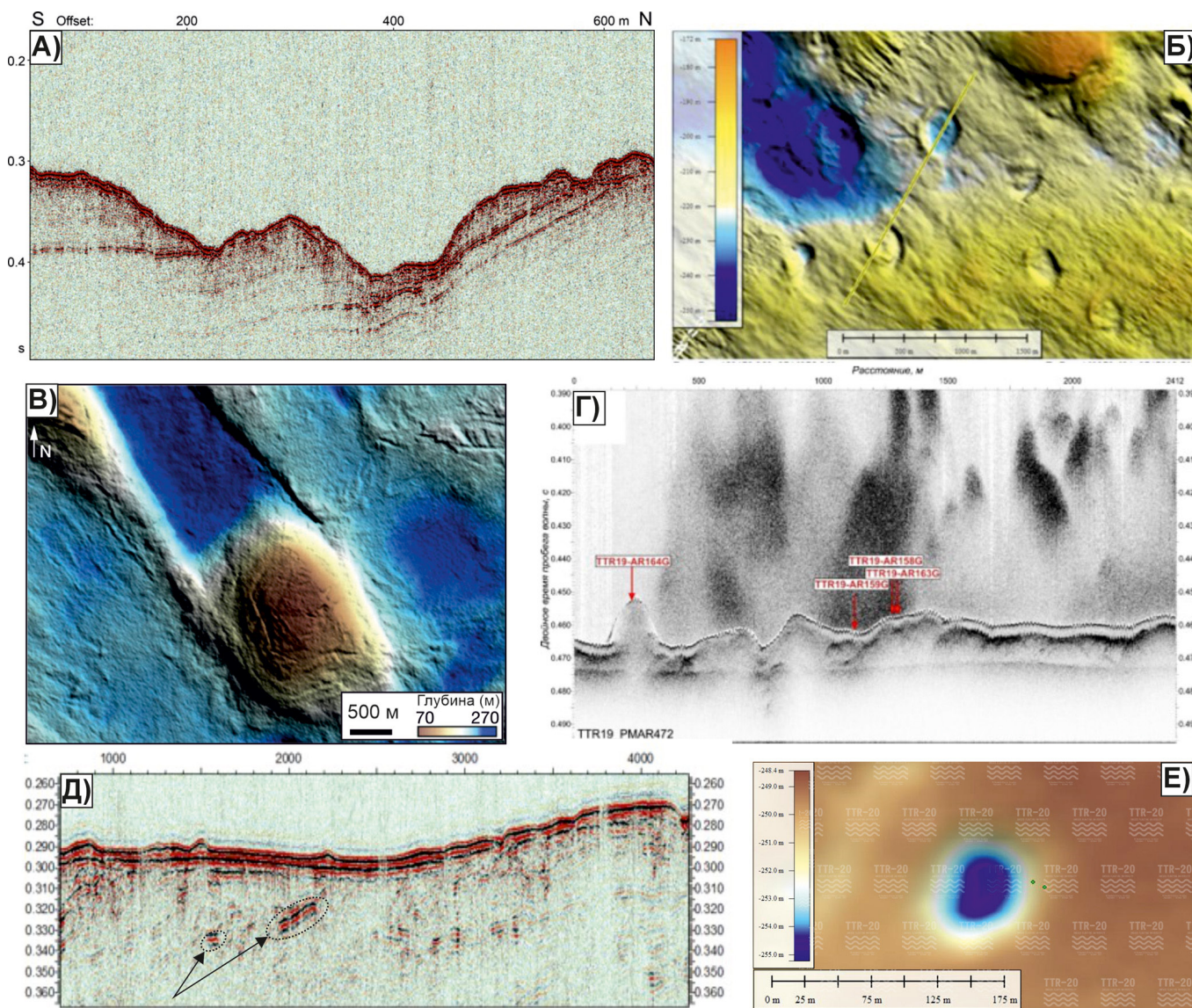


Рис. 2. Примеры мест геологического опробования на данных геофизических исследований, полученных в экспедициях TTR-19, TTR-20 и TTR-23 в пределах района изучения: А) коренные породы на данных ССВР, подходящие к поверхности морского дна (банка Ушакова); Б) предполагаемые кратеры «гидратного взрыва» на данных МЛЭ (Северо-Восточное плато) (Montelli et al., 2024); В) гляциотектонические пары на данных МЛЭ (Северо-Восточное плато) (Dowdeswell et al., 2021; Montelli et al., 2024); Г) акустическая аномалия типа «газовый факел» на данных АПр (желоб Седова); Д) акустическая аномалия типа «яркое пятно» на данных ССВР (банка Ушакова); Е) донная воронка типа «rockmark» на данных МЛЭ (банка Персея).

Пиролитические исследования были выполнены на приборе «Rock-Eval 6 Turbo» компании Vinci Technologies (Франция) по методике, описанной в (Espitalie and Bordenave, 1993).

Экстракция ОВ осуществлялась горячим методом в аппаратах Сокслета с определением количественного выхода экстракта (международный стандарт ASTM D5369-93(2008)e1). В качестве растворителя использовался хлороформ. Для удаления элементной серы из хлороформенных экстрактов битумоиды прокапывались через стеклянную колонку, наполненную активированной порошкообразной медью.

Для определения группового и фракционного составов ОВ донных отложений в хлороформенных битумоидах предварительно осаждались асфальтены путем многократного растворения мальтенов в гексане до прекращения свечения раствора в УФ лампе. Далее мальтены наносились на хроматографическую колонку с активированным силикагелем. Путем последовательного прокапывания через колонку гексана, толуола и спирто-толуола (1:1), выделялись насыщенная, ароматическая фракции и фракция смол (международный стандарт ASTM D4124).

Хромато-масс-спектрометрический (ХМС) анализ насыщенной фракции экстрактов выполнялся на газовом хроматографе «Agilent 8890» (США), соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Газ-носитель – гелий; расход газа-носителя через колонку – 1 см³/мин, объем вводимой пробы – 1 мм³. Температура испарителя – 290 °С, температура интерфейса – 300 °С. Регистрация хроматограмм проводилась в режиме сканирования по полному ионному току в диапазоне m/z 50÷600, время регистрации диапазона m/z – 0,2 с (положительно заряженные ионы), температура ионного источника – 230 °С, энергия ионизирующих электронов – 70 эВ. Капиллярная колонка 60 м × 0,25 мкм × 0,25 мкм (HP-5ms). Температуру печи ГХ выдерживали на 60 °С 2 минуты, затем повышали со скоростью нагрева 15 °С/мин до 150 °С, далее со скоростью 3 °С/мин до 310 °С. Конечная температура выдерживалась 40 минут, общее время анализа – 101 минута. Искомые соединения идентифицировались на определенных масс-фрагментах в программном обеспечении Agilent MassHunter. Нормальные и изопреноидные алканы определяются на масс-фрагменте m/z 57, группа терпанов – m/z 191, группа стеранов – m/z 217, 218 и 259.

Результаты

Литологическая характеристика донных отложений. Вскрытые разрезы представлены тремя литостратиграфическими комплексами различного генезиса: плейстоценовыми плотными моренными отложениями глинистого и алевро-глинистого состава с включениями гальки и гравия плотных пород, верхнеплейстоценовыми ледниково-морскими алевро-глинистыми отложениями и голоценовыми морскими преимущественно глинистыми осадками (Сигачева и др., 2023). Моренный комплекс, в силу высокой плотности и низкой проницаемости слагающих его отложений, может служить литологическим барьером на пути миграции УВС к поверхности (Каган, Солодухин, 1971). В пределах изучаемого района комплекс ледниковых отложений развит неравномерно.

В восточной части района исследований (Восточно-Баренцевоморская впадина, седловина Страхова, желоб Седова и восточная часть Северо-Восточного плато) комплекс имеет площадное развитие и, вероятно, может экранировать выход глубинных флюидов к поверхности. В западной же части (банки Персея, Ушакова и западная часть Северо-Восточного плато) морены развиты локально, в исследуемых отложениях не встречены, в результате чего миграционные флюиды на многих участках могут практически беспрепятственно перемещаться к поверхности дна.

Характеристика УВ газов донных отложений. Изучение УВ состава газовой фазы, выделенной методом «Head-space» из донных осадков, позволило определить концентрации метана и его гомологов в составе газовой фазы и определить изотопный состав отдельных проб. Установлено, что в «фоновых» станциях содержание метана не превышает 5 ppm, в среднем достигая 2–3 ppm. В кервах станций с повышенными концентрациями УВ газов содержание метана варьирует от 5 до 64 ppm и характеризуется увеличением концентраций с глубиной по разрезу («аномальные станции») (рис. 3А). В «аномальных станциях» наблюдаются повышенные концентрации гомологов метана, включая предельные, от 0,6 до 3,7 ppm ($K_{\text{сyx}} = C1/(\Sigma \text{пред. УВ } C_2-C_6) = 2,7 - 36,2$), что указывает на наличие в донных отложениях УВ глубинного генезиса. Повышенные концентрации метана обнаружены в кервах 32 станций пробоботбора. «Аномальные» станции расположены в бортовых зонах Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии – на банках Персея (концентрации CH₄ достигают 35 ppm), Ушакова (до 63,8 ppm) и седловине Страхова (до 28,3 ppm). Также часть станций с повышенными концентрациями УВ газов в донных отложениях приурочена к центральной части Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии – в пределах желоба Седова (до 26,3 ppm) и Северо-Восточного плато (до 20 ppm).

Изотопный состав углерода метана и гомологов указывает на наличие термогенной примеси в составе УВ газов «аномальных» станций. Самый тяжелый изотопный состав углерода был обнаружен в газовой фазе в пределах западной бортовой зоны Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии (банка Персея) – изотопные показатели углерода метана $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ варьируют от –65,33 до –26,11‰, большая часть значений лежит в области от –40,63 до –31,54‰. Согласно диаграмме (Milkov, Etiore, 2018) такие изотопные значения наряду с молекулярным составом могут свидетельствовать об УВ газах, ассоциированных с преимущественно нефтеproduцирующими толщами, находящимися в конце ГЗН (рис. 3Б). Изотопный состав углерода метана из керна ряда других станций указывает на смешение УВ микробной и термогенной природы: для Северо-Восточного плато значения $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ изменяются от –61,10 до –45,14‰, на банке Ушакова – от –75,74 до –54,70‰, в пределах седловины Страхова – от –62,03 до –53,97‰, для желоба Седова – от –60,84 до –58,25‰.

О термогенной природе газов, отобранных в пределах банки Персея, желоба Седова, Северо-Восточного плато и банки Ушакова, могут говорить высокие значения отношения суммы предельных УВ (C₂H₆+C₃H₈) к непредельным (C₂H₄+C₃H₆) (рис. 3В).

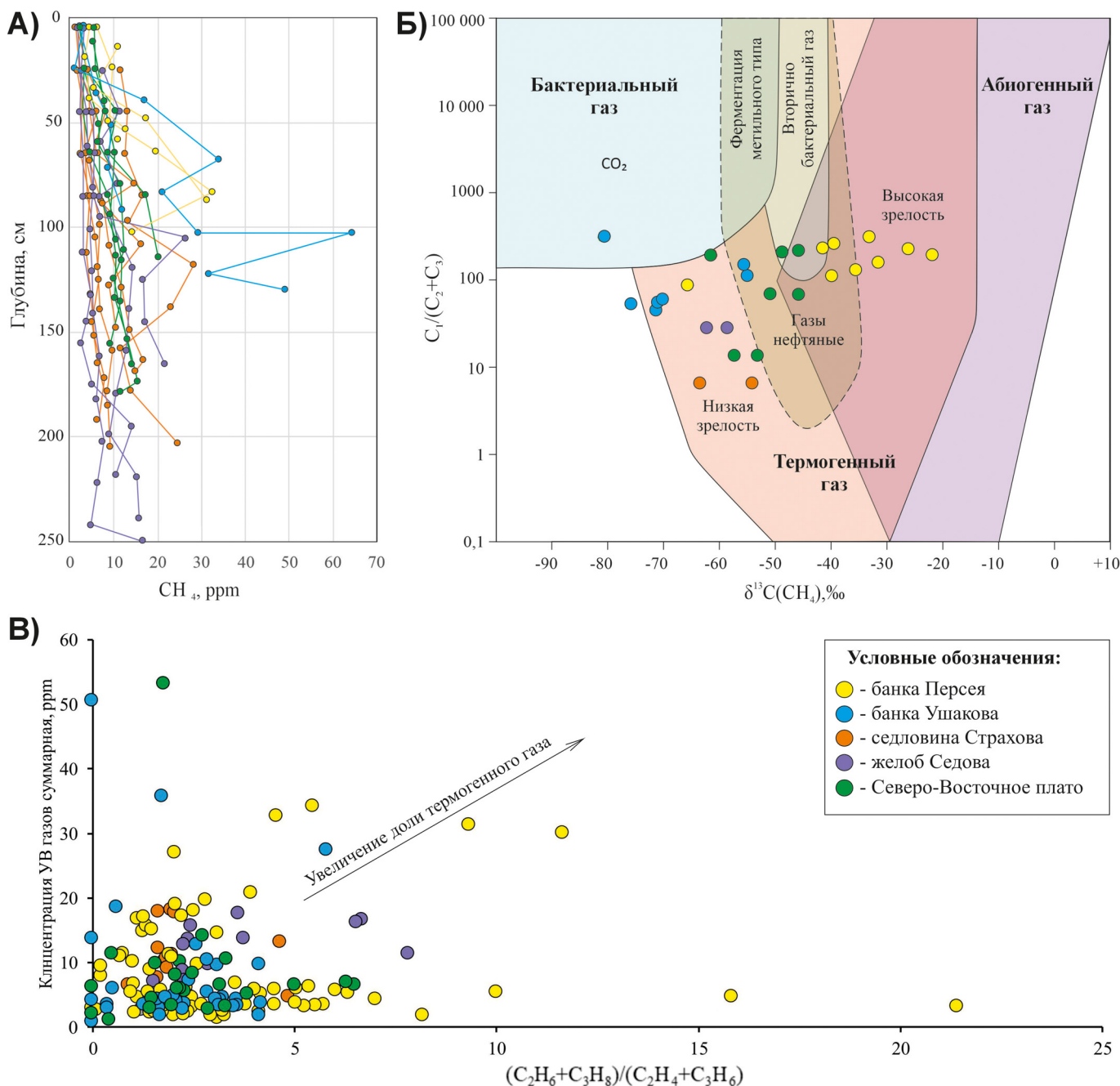


Рис. 3. Компонентный и изотопный составы газов донных отложений северного и северо-восточного секторов Баренцевоморского шельфа на диаграммах: А) распределение концентрации метана в «аномальных» станциях с глубиной; Б) соотношение $\delta^{13}C-CH_4$ и параметра $CH_4/(C_2H_6 + C_3H_8)$ (Milkov, Etiope, 2018); В) диаграмма соотношения суммарной концентрации УВ газов донных отложений и отношения суммы предельных УВ ($C_2H_6+C_3H_8$) к непредельным ($C_2H_4+C_3H_6$).

Результаты определения изотопного состава углерода гомологов метана для 3-х станций пробоборота (табл. 1) позволили установить высокую зрелость НГМТ (до МК₃-МК₄) (Janiga, 2015; Berner et al., 1995) также и в пределах восточного обрамления Северо-Баренцевской депрессии и охарактеризовать газовую фазу как попутную при нефтеобразовании.

Таким образом, исследования молекулярного и изотопного состава газов из придонных осадков позволили установить, что в районах «аномальных» станций происходит миграция газообразных УВ флюидов из глубинных залежей на поверхность. При этом можно предполагать существенный прогрев генерирующих толщ, которые достигли высоких (до МК₃-МК₄) стадий катагенеза.

Битуминологические исследования. По результатам валового ЛБА определено, что содержание хлороформенных битумоидов (ХБА) в отложениях варьирует в широком диапазоне от 0,00016 до 0,32%. Подавляющая часть образцов характеризуется концентрациями не более 0,01%. Более высокие концентрации ХБА были зафиксированы в 139 образцах из 67 станций, которые относительно равномерно представляют весь район проведенных исследований. Максимальными концентрациями ХБА (0,08–0,32%) характеризуются образцы с банок Персея, Ушакова и западной части Северо-Восточного плато. Состав битумоидов определяется как преимущественно маслянисто-смолистый. Для некоторых образцов было свойственно повышенное содержание легких битумоидов,

	$\delta^{13}\text{C-CH}_4$, ‰	$\delta^{13}\text{C-C}_2\text{H}_6$, ‰	$\delta^{13}\text{C-C}_3\text{H}_8$, ‰
Седловина Страхова	-62,03	-31,79	-37,22
Желоб Седова	-58,25	-34,59	-35,79
Северо-Восточное плато	-56,89	-31,34	-38,62

Табл. 1. Результаты изотопного состава углерода метана и гомологов

что может являться признаком наличия в отложениях миграционных флюидов нефтяного ряда.

Пиролитические исследования также позволили охарактеризовать все полигоны исследований и все интервалы опробования по глубине. Согласно полученным результатам, отложения района исследований характеризуются концентрациями общего органического углерода (ТОС) от 0,34 до 3,19% при среднем значении 1,14%. В большинстве образцов ТОС не превышал 1,5%. Закономерность вариации ТОС вдоль разрезов разных станций не устанавливается.

Общее содержание легких УВ (S_1) в опробованных отложениях варьирует от 0,01 до 1,03 мг УВ/г осадка, для большинства образцов значения параметра не превышают 0,4 мг УВ/г осадка. Относительно повышенное УВ насыщение (0,4 мг УВ/г осадка и выше) установлено в отложениях, отобранных на единичных станциях на банке Персея, седловине Страхова, в желобе Седова, в западной части Северо-Восточного плато, а также в Восточно-Баренцевоморской впадине. В этих отложениях могут присутствовать миграционные нефтяные УВ, которые будут испаряться в печи пиролизатора при температурах ниже 300 °С и вносить вклад в формирование пика S_1 . Однако высокие значения параметра S_1 могут фиксироваться и при наличии в отложениях только слабопреобразованного ОВ. Например, на S_1 влияют лабильные малоустойчивые соединения в составе сингенетичного ОВ донных отложений (Меленевский и др., 2011). Анализ распределения значений S_1 вдоль разрезов показал, что максимальные концентрации УВ приурочены к верхнему интервалу (0–10 см) и уменьшаются с глубиной.

Дальнейшие аналитические исследования ОВ донных отложений были сфокусированы на тех станциях, которые по результатам ЛБА и пиролитических исследований обладали признаками наличия миграционных УВ. На это указывали повышенные концентрации ХБА более 0,01%, в составе которых присутствовали легкие битумоиды, а также повышенные концентрации легких УВ более 0,4 мг УВ/г породы, формирующих пик S_1 . Также для сравнения были выбраны образцы из станций, в которых не было обнаружено признаков повышенного насыщения УВ (в первую очередь большинство станций с седловины Страхова и с Северо-Восточного плато). В общей сложности экстракция битумоидов и их колонная хроматография были выполнены для 132 образцов из кернов 52 станций (9 кернов с банки Персея, 5 кернов с банки Ушакова, 17 кернов с Северо-Восточного плато, 6 кернов с седловины Страхова, 6 кернов из Восточно-Баренцевоморской впадины и 9 кернов из желоба Седова).

Содержание хлороформенных битумоидов, выделенных путем горячей экстракции проб донных осадков, варьирует в широком диапазоне от 0,01 до 3,2 мг/г осадка при среднем значении 0,48 мг/г осадка. Относительно

повышенное содержание хлороформенных битумоидов (более 1,0 мг/г осадка) установлено в отдельных образцах осадков с банки Персея и Ушакова, желоба Седова и западной части Северо-Восточного плато. Максимальные значения данного параметра (более 2,0 мг/г осадка) установлены в керне единственной станции из западной части Северо-Восточного плато, где с увеличением глубины происходит резкий рост содержания битумоидов в донных илах. Для остальных опробованных станций характерен тренд уменьшения содержания хлороформенных битумоидов в пробах с глубиной, а наибольшие концентрации хлороформенных битумоидов по разрезу характерны для образцов из приповерхностного интервала кернов большинства станций (0–10 см).

Таким образом, предварительный анализ показал, что тремя методами устанавливаются повышенные содержания УВС на банке Персея и западной части Северо-Восточного плато. По результатам отдельных исследований выделяются также банка Ушакова, станции на седловине Страхова и желобе Седова. Фактически, комплекс исследований позволил показать УВ насыщение керна придонных отложений. Для доказательства миграционной природы УВ необходимо было изучить молекулярный состав флюидов из станций с предположительно миграционным веществом и сравнить его с составом сингенетичных УВ фоновых станций.

Хромато-масс-спектрометрические исследования. Исследование молекулярного состава ОВ осадков ХМС анализом было сосредоточено в первую очередь на образцах, в которых были определены повышенное насыщение и облегченный состав ОВ. Чтобы учесть влияние биологического фона на миграционную компоненту, предположительно присутствующую в образцах, выбранных по данным предварительных исследований, были проанализированы также образцы из станций, где признаки флюидоразгрузки не были обнаружены (10 образцов, из которых 3 отобраны с Северо-Восточного плато, 3 – с банки Ушакова и 2 – с седловины Страхова). В общей сложности коллекция образцов экстрактов донных отложений включала 100 образцов, характеризующих отложения, отобранные из кернов 52 станций.

В насыщенной фракции экстрактов были изучены распределения ряда *n*-алканов, изопреноиды (пристан и фитан), три- и тетрациклические терпаны, гопаны геологического и биологического строения, гопены и соединения стеранового ряда.

*Состав *n*-алканов.* Во всех экстрактах обнаружена гомологическая серия *n*-алканов с длиной цепи от C_{12} до C_{40} . *n*-Алканы состава C_{12} - C_{17} в большинстве экстрактов присутствуют в следовых количествах (рис. 4А). Относительно повышенный вклад низкомолекулярных *n*-алканов C_{16} - C_{17} установлен в единичных экстрактах из образцов восточной части Северо-Восточного

плато, Восточно-Баренцевоморской впадины и седловины Страхова (рис. 4Б). Характер распределения n-алканов анализируемых экстрактов позволяет предположить наличие двух групп отложений, различных по генезису ОВ.

В первой группе наблюдается распределение n-алканов, свойственное для незрелого ОВ современных осадков. Для него характерно преобладание нечетных n-алканов над четными в высокомолекулярной области ($\geq C_{23}$). При этом в низкомолекулярной области ($\leq C_{20}$), напротив, преобладают четные гомологи (рис. 4А, 4Б). Индекс СРІ в экстрактах первой группы варьирует от 1,76 до 4,19 при среднем значении 2,93, что также характеризует низкую преобразованность ОВ экстрактов данной группы.

К группе с незрелым ОВ также были отнесены экстракты осадков приповерхностного интервала (0–10 см) кернов, отобранных в западной части района исследований (банки Персея, Ушакова и западная часть Северо-Восточного плато). В них были отмечены повышенные концентрации высокомолекулярных n-алканов состава

C_{34} - C_{40} со слабовыраженной четностью (рис. 4В, 4Г). Такой характер распределения n-алканов, вероятно, отражает активность микробных сообществ (Elias et al., 1997; Пошибаева, 2015; Гаретова и др., 2018).

Для экстрактов, отнесенных ко второй группе, свойственно «нефтяное» распределение n-алканов, не характерное для современных отложений. Оно выражается в виде относительно сглаженной кривой, что обычно наблюдается в нефтях и конденсатах (Тиссо, Вельте, 1981). Такие экстракты были получены для проб из трех станций на банке Персея и одной станции в западной части Северо-Восточного плато. В одном экстракте из пробы со станции на банке Персея полностью отсутствует нечетность в высокомолекулярной области (рис. 4Е). Для остальных проб из второй группы установлена слабовыраженная нечетность в области C_{25} - C_{35} , характерная для незрелого ОВ (рис. 4Д). Вероятно, такие экстракты представляют собой смесь современного для осадков района исследований ОВ и катагенетически зрелых миграционных УВ флюидов. Индекс СРІ в экстрактах второй группы изменяется

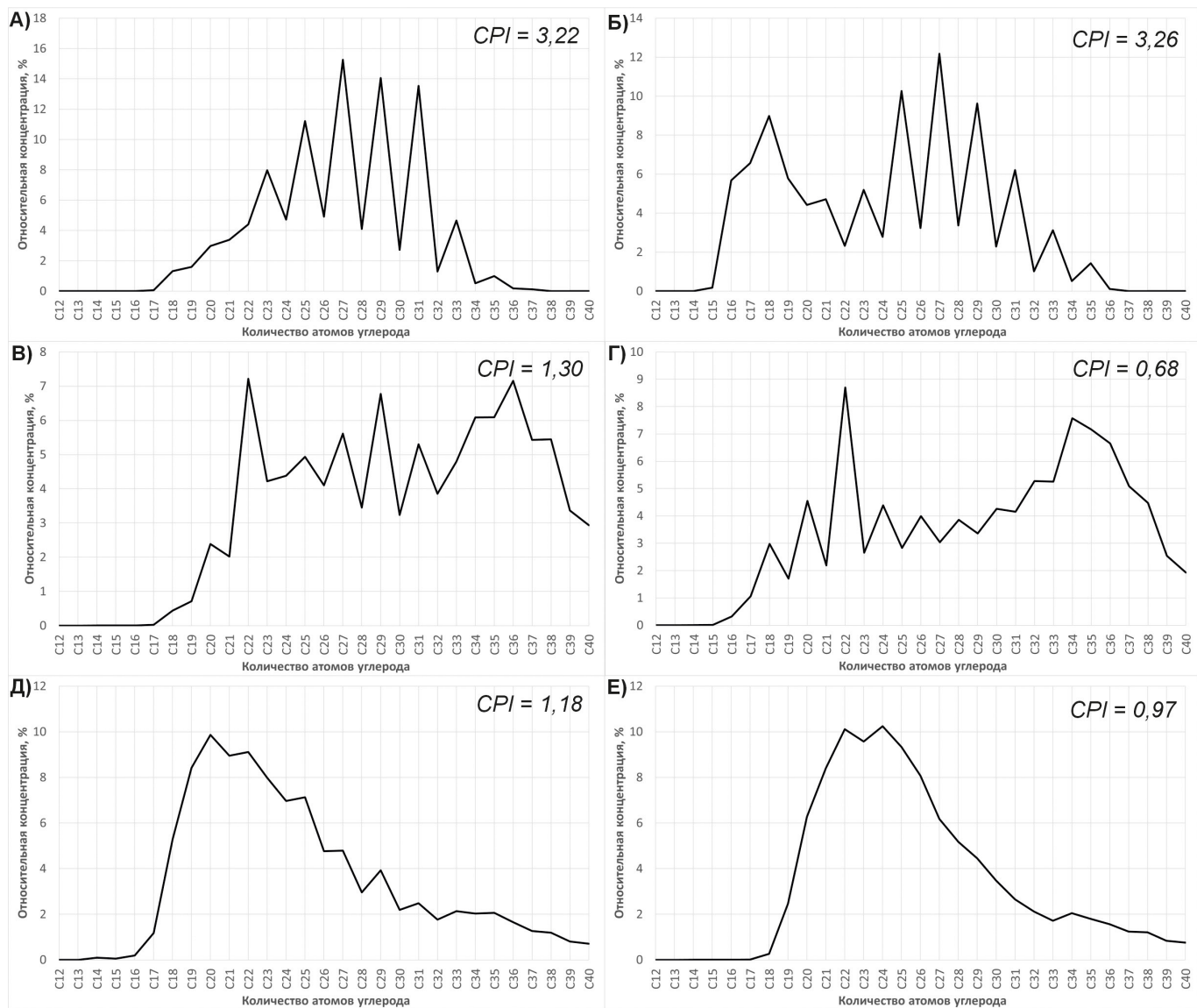


Рис. 4. Примеры распределения n-алканов в экстрактах осадков северной и северо-восточной частей Баренцева моря: А – желоб Седова; Б – восточная часть Северо-Восточного плато; В и Д – западная часть Северо-Восточного плато; Г и Е – банка Персея (см. пояснения в тексте).

в диапазоне 0,98–1,39. Максимум приходится на гомологи из области C_{20} – C_{24} . Эпигенетические флюиды, обнаруженные в пределах банки Персея и Северо-Восточного плато, схожи по характеру распределения n-алканов между собой, что может указывать на единый источник миграции УВ в осадочном выполнении бассейна района исследований.

Биомаркерные параметры термической зрелости исходного ОВ. Отличие эпигенетических (миграционных) УВС от сингенетических («местных») наиболее явно должно выражаться в показателях зрелости материнского ОВ. Акцент в анализе был сделан на параметры зрелости, которые свидетельствуют о протекании глубинных процессов и, тем самым, являются критериями миграции УВ к поверхности и флюидоразгрузки. Тем не менее, отличительным признаком может быть и наличие биомаркерных параметров, свидетельствующих о других, не современных, обстановках формирования отложений, другой природе ОВ, отличной от нынешней. В работе сравнение экстрактов делалось на основании комплексного анализа различных биомаркерных параметров.

Среди УВ терпанового ряда в экстрактах из донных отложений северной и северо-восточной частей Баренцева моря обнаружены три- и тетрациклические терпаны, геологические и биологические гопаны, а также непредельные гопены. В экстрактах из осадков станций, где ни одно из проведенных исследований не показало признаков флюидоразгрузки, распределение терпанов имеет облик, характерный для слабопреобразованного ОВ. Такой вывод можно сделать на основании высоких относительных концентраций биологических гопанов, моретанов и гопенов, которые суммарно существенно превышают концентрации геологических (нефтяных) гопанов (рис. 5А).

Среди гопаноидов состава C_{27} в экстрактах идентифицированы изомеры Ts (18 α (H)-22,29,30-триснорнеогопан), Tm (17 α (H)-22,29,30-трисноргопан), а также изомеры с термически нестабильной конфигурацией – T β (17 β (H)-22,29,30-трисноргопан) и гопен Te (17 α (H)-22,29,30-трисноргоп-(17,21)-ен) (рис. 5). Наличие последних двух соединений также свидетельствует о низкой степени зрелости ОВ, характерной для современных осадков (Гринько и др., 2020). Как правило, при созревании ОВ происходит увеличение отношения Ts/Tm и полностью исчезают Te и T β . В большинстве экстрактов изомер Ts содержится в следовых количествах, а изомеры Tm и T β явно доминируют над ним (рис. 6). Необходимо отметить, что на фоне увеличения концентраций Ts происходит рост концентраций Tm. Трисноргопановый индекс Ts/(Ts+Tm), который имеет важное значение при оценке термической зрелости ОВ, в экстрактах из осадков с банки Персея, желоба Седова и Северо-Восточного плато достигает величин 0,3–0,61 (рис. 7), что указывает на значительный вклад катагенетически преобразованного (начало – середина ГЗН) ОВ (Peters et al., 2005) в составе донных отложений вышеперечисленных районов.

Также в молекулярном составе экстрактов осадков был идентифицирован гопан состава C_{28} – 17 α (H),21 β (H)-28,30-бисноргопан (рис. 5), редко встречающийся в нефтях и ОВ горных пород и осадков. Вопрос о его происхождении – дискуссионный. Считается, что 28,30-бисноргопан

образуется в результате деятельности специфических бактерий на ранних стадиях преобразования ОВ, обитающих в бескислородных обстановках (Peters et. al., 2005). В то же время существуют предположения, что высокие концентрации данного УВ могут отражать низкую термическую зрелость ОВ. В анализируемых осадках относительные концентрации 28,30-бисноргопана велики и зачастую превышают концентрации гопана состава C_{30} . Максимальные значения отношения H28 α β /H30 α β состава достигают 8–16 в экстрактах из осадков восточной части Восточно-Баренцевоморского плато.

В ОВ осадков района исследований было установлено наличие гомогопанов состава C_{31} – C_{33} . Гомологи состава C_{34} присутствовали не во всех экстрактах. Еще реже, в следовых количествах, встречались гомогопаны состава C_{35} . Отношения эпимеров S- и R-гомогопанов состава C_{31} и C_{32} используются для оценки зрелости ОВ пород на начальных этапах катагенеза. Значения параметра, равные 0,57–0,62, соответствуют равновесным и указывают на вхождение ОВ в зону «нефтяного окна» (Петров, 1984). Рассчитанный для экстрактов из донных отложений коэффициент $22S/(22S+22R)C_{31}$ не достигает границы равновесия ОВ. Его значения варьируют от 0,07 до 0,43 при среднем 0,23. Наибольшими величинами данного отношения ($\geq 0,4$) характеризуются экстракты из осадков с банки Персея и из желоба Седова. Аналогичное соотношение эпимеров гомогопанов состава C_{32} было рассчитано для единичных экстрактов, в молекулярном составе которых отсутствовал диплоптен (C_{30} гоп-22(29)-ен). Диплоптен элюируется практически одновременно с S-эпимером гомогопана C_{32} , что затрудняет определение относительных концентраций последнего. В экстрактах, где диплоптен отсутствовал, коэффициент $22S/(22S+22R)C_{32}$ изменяется от 0,18 до 0,49 при среднем 0,35. Повышенные значения ($\geq 0,4$) наблюдались в экстрактах из донных отложений на банках Персея, Ушакова и на восточной части Северо-Восточного плато.

УВ стеранового ряда в экстрактах из осадков представлены биологическими стеранами $\alpha\alpha\alpha$ -конфигурации, геологическими стеранами $\alpha\beta\beta$ -конфигурации, а также перегруппированными стеранами (или диастеранами) – $\alpha\beta\alpha$ -конфигурации. В исследованных экстрактах преобладают биологические стераны. Значения параметра $bb/(aa+bb)C_{29}$ для большинства образцов не превышают 0,4. Лишь в одном образце, с банки Персея, относительная концентрация геологических стеранов больше концентрации биологических стеранов ($bb/(aa+bb)C_{29} = 0,51$). В целом, повышенные значения данного параметра ($\geq 0,4$) установлены в экстрактах из осадков с банки Персея, Северо-Восточного плато, с седловины Страхова, из Восточно-Баренцевоморской впадины и желоба Седова (рис. 7). Величины другого стеранового параметра $aa20S/(S+R)C_{29}$, который также применим для оценки зрелости ОВ, в экстрактах варьируют от 0,04 до 0,39 при среднем значении 0,17. При переходе от незрелого ОВ к слабопреобразованному значение этого параметра возрастает до 0,25, а на стадиях мезокатагенеза МК₂–МК₃ достигает равновесных значений 0,5–0,55 (Соколова, Абля, 2007). Следовательно, преобразованность ОВ большинства проанализированных экстрактов – низкая, соответствующая диагенезу – протокатагенезу.

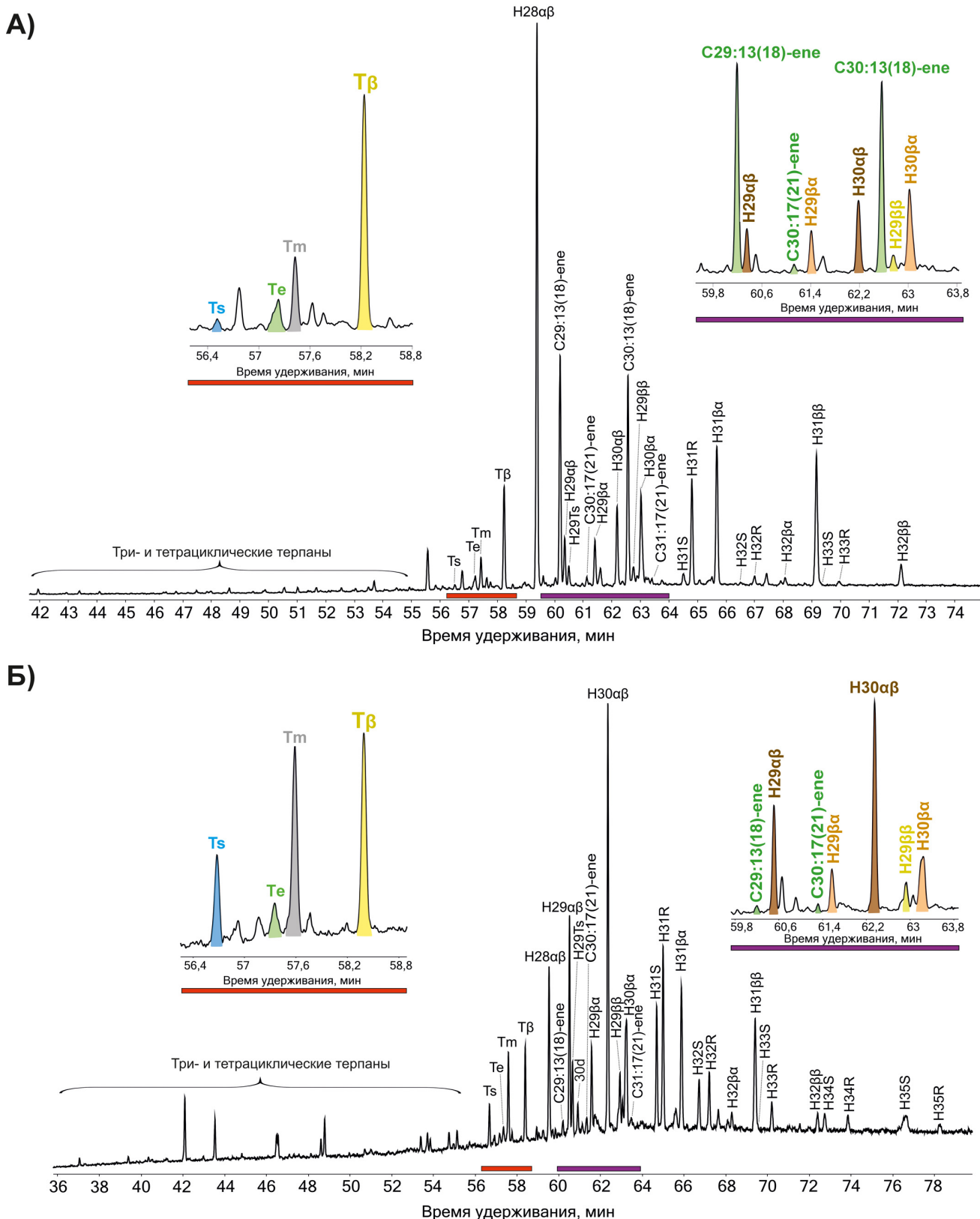


Рис. 5. Примеры масс-фрагментограмм тритерпеноидов (m/z 191) а) в образце с незрелым ОБ (банка Ушакова) и б) в образце с катагенетически зрелыми УВ (банка Персея): Ts – 18α(H)-22,29,30-триснорнеогопан; Te – 17α(H)-22,29,30-трисноргоп-(17,21)-ен; Tm – 17α(H)-22,29,30-трисноргопан; Tβ – 17β(H)-22,29,30-трисноргопан; H28αβ – 17α(H), 21β(H)-28,30-бисноргопан; C₂₉:13(18)-ene – C₂₉ неогоп-13(18)-ен; H₂₉αβ – 17α(H), 21β(H)-30-норгопан; H₂₉Ts – 18α(H)-30-норнеогопан; 30d – 15α-метил-17α(H)-27-норгопан (диагопан); C₃₀:17(21)-ene – C₃₀ гоп-17(21)-ен; H₂₉βα – 17β(H), 21α(H)-30-норгопан (норморетан); H₃₀αβ – 17α(H), 21β(H) C₃₀ гопан; C₃₀:13(18)-ene – C₃₀ неогоп-13(18)-ен; H₂₉ββ – 17β(H), 21β(H)-30-норгопан; H₃₀βα – 17β(H), 21α(H)-гопан (моретан); C₃₁:17(21)-ene – C₃₁ гоп-17(21)-ен; H₃₁βα – 17β(H), 21α(H)-гомогопан; H₃₂βα – 17β(H), 21α(H)-бисгомогопан; H₃₁ββ – 17β(H), 21β(H)-гомогопан; H₃₂ββ – 17β(H), 21β(H)-бисгомогопан; H₃₁S и H₃₁R – C₃₁ 17α(H), 21β(H) гомотерпены 22S и 22R эписомеры соответственно; H₃₂S и H₃₂R – C₃₂ 17α(H), 21β(H) бисгомогопаны 22S и 22R эписомеры соответственно; H₃₃S и H₃₃R – C₃₃ 17α(H), 21β(H) трисгомогопаны 22S и 22R эписомеры соответственно; H₃₄S и H₃₄R – тетракисгомогопаны 22S и 22R эписомеры соответственно; H₃₅S и H₃₅R – пентакисгомогопаны 22S и 22R эписомеры соответственно.

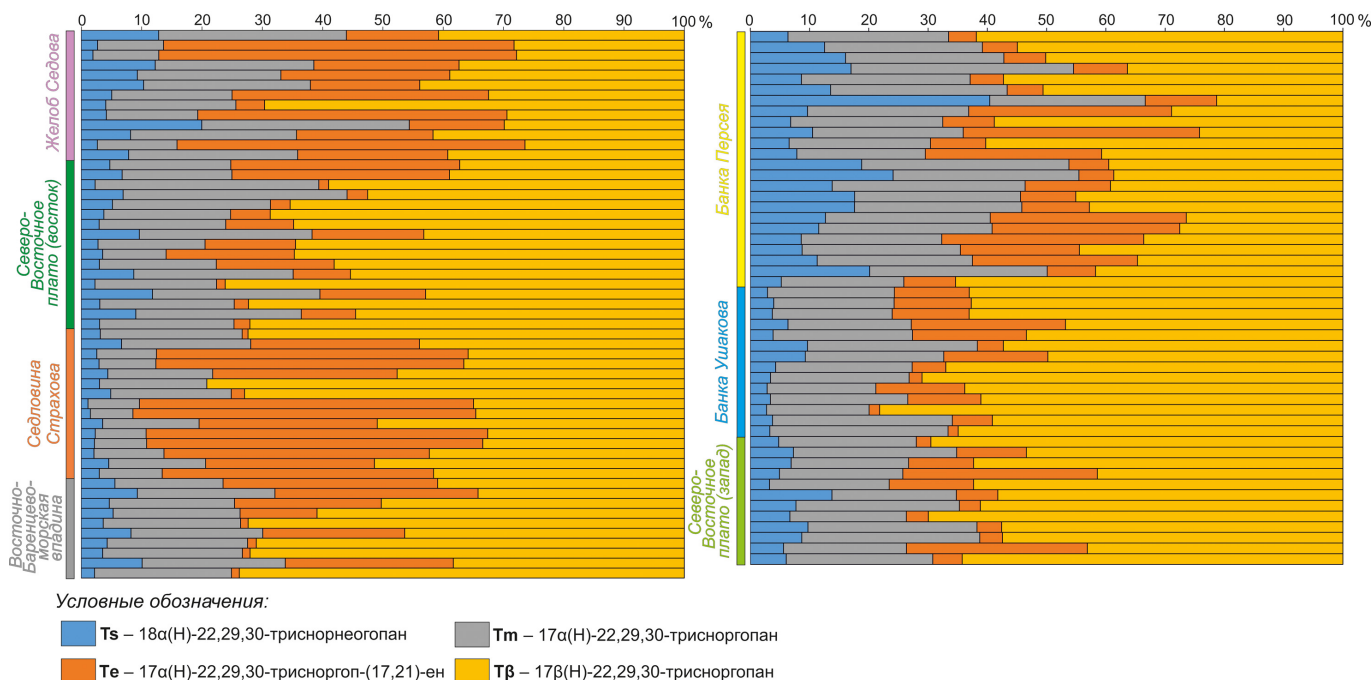


Рис. 6. Состав гопаноидов состава C₂₇ в экстрактах донных осадков.

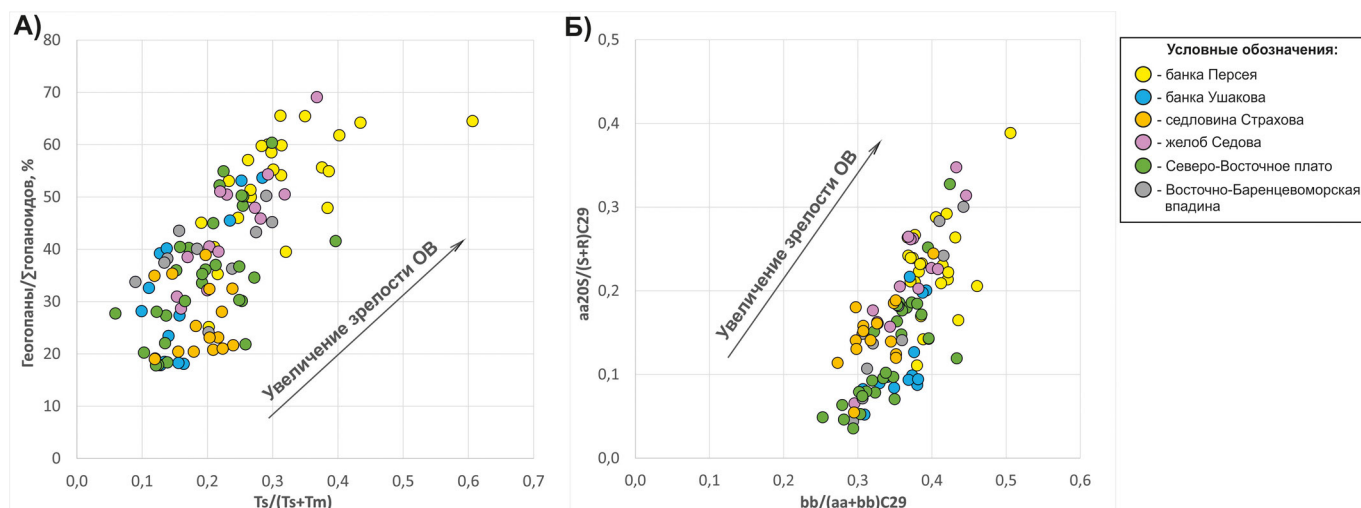


Рис. 7. Графики соотношения параметров зрелости ОВ в экстрактах осадков: А) трисноргопанового коэффициента Ts/(Ts+Tm) и доли геологических гопанов среди общего содержания гопаноидов состава C₂₉-C₃₀ (геологических, биологических гопанов, моретанов и гопенов); Б) стерановых коэффициентов bb/(aa+bb)C₂₉ и aa20S/(S+R)C₂₉. Тренд линии зрелости приведён согласно работе по Peters et al. (2005).

Относительно высокие значения параметра aa20S/(S+R)C₂₉ (≥ 0,25) установлены в экстрактах из осадков с банки Персея, Северо-Восточного плато, из Восточно-Баренцевоморской впадины и желоба Седова (рис. 7).

Также в экстрактах идентифицированы трициклические терпаны – хейлантаны, представленные гомологической серией t₁₉-t₂₉, среди которых, как правило, преобладает хейлантан t₂₃. Гомологи t₁₉-t₂₀ и t₂₈-t₂₉ присутствуют не повсеместно. В большинстве экстрактов содержание хейлантанов низкое – пики индивидуальных соединений плохо проявлены на масс-фрагментограммах. Параметр три/пента (t₂₃/H₃₀αβ), как правило, не превышает значения 0,2. Однако в ряде образцов он достигает значений 0,3–0,71. Отношение трициклических терпанов

к пентациклическим широко применяется в качестве параметра зрелости ОВ (Peters, Moldowan, 1993). Также содержание хейлантанов может сильно зависеть и от типа исходного ОВ. Трициклические терпаны t₁₉ и t₂₀ маркируют вклад высшей растительности, а t₂₁-t₂₉ – преимущественно вклад морских и озерных эукариот, прокариот (Peters et al., 2005; Конторович, Костырева, 2015). Для исследуемых экстрактов явной зависимости параметра три/пента от других общепринятых параметров зрелости (например, Ts/Ts+Tm) не наблюдается. Для проанализированных экстрактов наблюдается прямая зависимость отношения t₂₃/H₃₀αβ от стеранового коэффициента C₂₇/C₂₉, отражающего тип исходного ОВ (рис. 8). Следовательно, можно сделать вывод, что повышенные концентрации

хейлантанов в отдельных образцах свидетельствуют о большем вкладе аквагенной биомассы в состав исходного ОВ, а не о повышенной зрелости ОВ.

Таким образом, анализ молекулярного состава ОВ донных отложений показал, что в пределах района исследований находятся зоны разгрузки катагенетически зрелых УВ. Экстракты из донных отложений, опробованных в таких зонах, представляют собой смесь сингенетичного ОВ и эпигенетичных УВ. Они обладают характеристиками как первого, так и второго компонентов смеси. Если доля миграционных УВ в донных отложениях превышает долю сингенетичных УВ, то биомаркерный состав смеси будет близок к биомаркерному составу миграционной компоненты и, следовательно, к биомаркерному составу ОВ материнских толщ. В случае, если эпигенетичные УВ находятся в донных отложениях в следовых количествах по сравнению с сингенетичной УВ компонентой, можно говорить об отсутствии влияния миграции на состав УВ в исследуемом осадке. Т.к. распределения УВ биомаркеров «местного» ОВ накладываются на распределения, характерные для термогенных флюидов, и «занижают» степень зрелости смеси, необходим нестандартный подход к ее оценке. Использование общепринятых граничных значений биомаркерных параметров зрелости ОВ в данном случае оказывается некорректным.

Разграничение значений биомаркерных параметров зрелости, определяющих генезис УВ в донных отложениях – сингенетичный либо эпигенетичный, проводилось на основании статистического анализа значений конкретного параметра. В работе использовались диаграммы размаха (или «ящики с усами»). В качестве значений, определяющих наличие существенной доли миграционных УВ в экстрактах донных отложений, были приняты значения, лежащие в диапазоне от верхнего квартиля до максимального значения выборки, т.е. 25% наиболее высоких значений всей выборки. Значения, не превышающие медиану, интерпретировались как характерные для сингенетичного ОВ (рис. 9).

Далее, при выборе образцов, характеризующихся повышенными значениями совокупности рассматриваемых

в работе биомаркерных параметров зрелости, и, следовательно, имеющих в составе миграционные УВ флюиды, использовалась бальная система ранжирования образцов. Сперва для образца по каждому отдельному биомаркерному параметру присваивались баллы согласно следующей схеме: «сингенетичное ОВ» – «-1 балл»; «смесь преимущественно сингенетичного ОВ и миграционных УВ в следовых количествах» – «0 баллов»; «смесь преимущественно миграционных УВ и сингенетичного ОВ в следовых количествах» – «1 балл». Баллы суммировались. Все образцы, у которых суммарное число баллов было положительное, были определены как содержащие преимущественно миграционные УВ в составе экстрактов (рис. 10).

Наибольшее количество образцов донных отложений, молекулярный состав ОВ которых обладает сходствами с нефтяным в силу вероятного присутствия катагенетически зрелых УВ флюидов, было отобрано на банке Персея и в желобе Седова. Единичные интервалы отложений, ОВ которых обладает повышенной степенью зрелости, были встречены в разрезах кернов станций из Восточно-Баренцевоморской впадины, с Северо-Восточного плато и с банки Ушакова. Можно предполагать, что на банке Персея и в желобе Седова могли находиться или находятся в настоящее время залежи УВ в глубинных резервуарах, а также присутствуют пути миграции, по которым осуществляется флюидоразгрузка. Вероятно, на банке Персея происходит активный флюидоперенос, признаки которого были зафиксированы также в виде донных воронок типа «rockmark». Единичные признаки флюидоразгрузки отмечены и для других объектов.

Биомаркерные параметры обстановок накопления и типа исходного ОВ. С целью охарактеризовать источник миграции УВ флюидов в приповерхностную часть осадочного разреза были проанализированы биомаркерные параметры экстрактов из осадков с повышенной зрелостью ОВ, отражающие его генезис. Согласно соотношению регулярных стеранов состава C_{27} - C_{29} (C_{27}/C_{29} от 0,52 до 1,37; C_{28}/C_{29} от 0,37 до 0,97), УВ были сгенерированы ОВ смешанного генезиса с различной долей гумусового

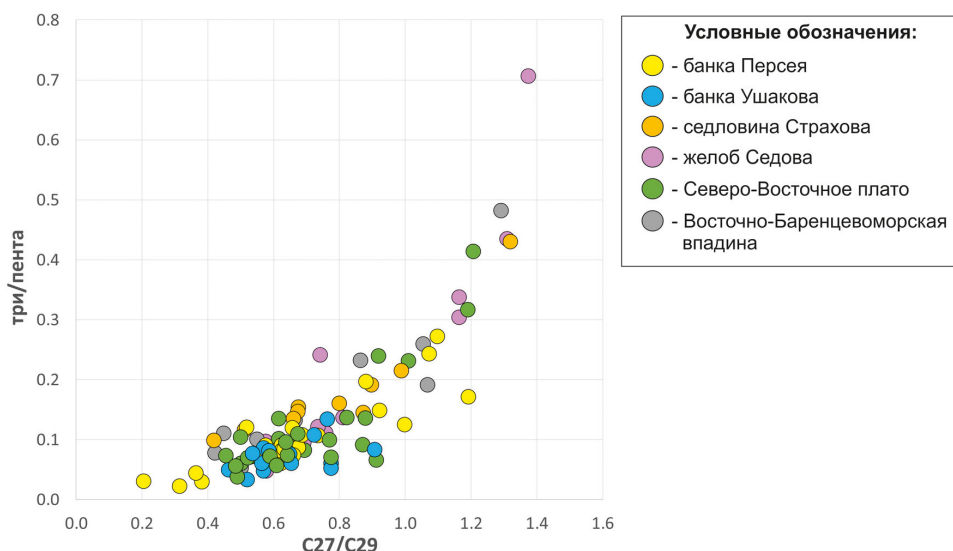


Рис. 8. График соотношения терпанового коэффициента три/пента (отношение трициклического терпана t_{23} к пентациклическому терпану $H_{30}(\alpha\beta)$) и стеранового коэффициента C_{27}/C_{29} , отражающего тип исходного ОВ.

Биомаркерный параметр	ЖС, n=13				ВБВ, n=10				СС, n=15				БП, n=24				БУ, n=14				СВП, n=29			
	min	max	медиана	среднее	min	max	медиана	среднее	min	max	медиана	среднее	min	max	медиана	среднее	min	max	медиана	среднее	min	max	медиана	среднее
Геогопаны (H ₂₉ +H ₃₀), %	28,67	69,10	46,91	45,63	24,16	50,24	39,18	39,23	19,03	38,92	26,70	27,84	25,14	65,54	55,09	52,95	7,37	53,69	21,24	24,64	17,83	60,37	35,64	35,37
Ts, %	1,97	20,00	8,04	8,25	2,23	10,12	5,00	5,71	1,15	6,70	3,11	3,40	5,23	40,41	12,04	13,59	0,62	9,65	2,92	3,51	2,31	13,78	5,40	6,02
Ts/Ts+Tm	0,15	0,37	0,22	0,24	0,09	0,30	0,19	0,20	0,12	0,24	0,20	0,18	0,19	0,61	0,30	0,31	0,05	0,31	0,13	0,14	0,06	0,40	0,19	0,20
H ₃₀ /M ₃₀	0,50	2,67	1,24	1,32	0,43	1,35	0,77	0,78	0,45	0,75	0,52	0,58	1,27	2,43	2,04	1,95	0,33	1,36	0,71	0,71	0,40	1,73	0,84	0,87
H ₂₉ /M ₂₉	0,95	3,14	1,69	1,73	0,81	2,07	1,18	1,29	0,68	1,55	0,84	0,93	1,00	2,88	1,85	1,75	0,43	1,67	0,89	0,87	0,77	2,68	1,19	1,30
H ₂₉ Ts/H ₂₉	0,19	0,32	0,27	0,27	0,14	0,28	0,22	0,21	0,16	0,28	0,23	0,23	0,29	0,69	0,38	0,44	0,11	0,44	0,22	0,24	0,19	0,50	0,29	0,29
30d/H ₃₀	0,03	0,09	0,06	0,06	0,02	0,08	0,04	0,04	0,00	0,07	0,04	0,05	0,15	0,08	0,08	0,00	0,11	0,04	0,05	0,00	0,09	0,03	0,04	0,04
22S/(22S+22R)H ₃₁	0,13	0,43	0,29	0,28	0,07	0,30	0,18	0,19	0,08	0,27	0,22	0,21	0,14	0,43	0,33	0,31	0,03	0,30	0,13	0,14	0,07	0,34	0,20	0,19
22S/(22S+22R)H ₃₂	-	-	-	-	0,20	0,39	0,36	0,33	0,34	0,36	0,35	0,35	0,24	0,49	0,37	0,38	0,23	0,42	0,30	0,31	0,18	0,49	0,35	0,34
bb/(aa+bb)C ₂₉	0,30	0,45	0,37	0,38	0,29	0,44	0,34	0,35	0,27	0,40	0,31	0,32	0,37	0,51	0,39	0,40	0,20	0,39	0,32	0,32	0,25	0,43	0,34	0,34
aa20S/(S+R)C ₂₉	0,07	0,35	0,23	0,22	0,04	0,30	0,14	0,17	0,05	0,24	0,14	0,15	0,11	0,39	0,23	0,23	0,03	0,22	0,08	0,09	0,04	0,33	0,11	0,13
диа/регC ₂₇	0,21	0,48	0,35	0,35	0,11	0,46	0,33	0,30	0,13	0,45	0,40	0,35	0,13	0,47	0,25	0,26	0,03	0,33	0,10	0,12	0,05	0,45	0,17	0,20
K2зр	0,26	0,62	0,50	0,49	0,23	0,61	0,38	0,41	0,24	0,54	0,38	0,37	0,43	0,70	0,50	0,51	0,17	0,48	0,33	0,34	0,17	0,58	0,39	0,36

Рис. 9. Максимальные, минимальные, средние и медианные значения терпановых и стерановых биомаркерных параметров зрелости ОБ, рассчитанных для экстрактов донных осадков района исследований. Цвет ячеек, определяющий генезис УВС в донных отложениях: красный – сингенетичное ОБ, желтый – смесь преимущественно сингенетичного ОБ и миграционных УВ в следовых количествах, зелёный – смесь сингенетичного ОБ и существенной доли миграционных УВ. Районы исследования: ЖС – желоб Седова, ВБВ – Восточно-Баренцевоморская впадина, СС – седловина Страхова, БП – банка Персея, БУ – банка Ушакова, СВП – Северо-Восточное плато; n – количество образцов. Биомаркерные параметры: геогопаны (H₂₉+H₃₀), % – содержание геологических гопанов состава C₂₉ и C₃₀ относительно общего содержания гопаноидов (биологических гопанов, моретанов, геологических гопанов и гопенов) состава C₂₉ и C₃₀; Ts, % – содержание трисоргопана Ts относительно общего содержания гопаноидов состава C₂₇ (Ts, Tm, Te и Tβ); Ts/(Ts+Tm) – трисоргопанный индекс; H₃₀/M₃₀ – отношение геологического гопана H₃₀αβ к моретану H₃₀βα; H₂₉/M₂₉ – отношение геологического гопана H₂₉αβ к моретану H₂₉βα; H₂₉Ts/H₂₉ – отношение норнеогопана H₂₉Ts к геологическому гопану H₂₉αβ; 30d/H₃₀ – отношение диагопана к геологическому гопану H₃₀αβ; 22S/(22S+22R)C₃₁ – отношение 22S/(S+R) гомогопанов состава C₃₁; 22S/(22S+22R)C₃₂ – отношение 22S/(S+R) гомогопанов состава C₃₂; bb/(aa+bb)C₂₉ – отношение αββ/(ααα+αββ) стеранов состава C₂₉; aa20S/(S+R)C₂₉ – отношение 20S/(S+R) регулярных стеранов состава C₂₉; диа/регC₂₇ – отношение диастеранов к регулярным состава C₂₇; K2зр – отношение αββ/(αββ + αR) стеранов состава C₂₉.

ОБ, накапливающегося в обстановках от открытого моря до прибрежно-морских (Huang, Meinschein, 1979). Параметр Pr/Ph в экстрактах не превышает 1 при среднем значении 0,22, что указывает на восстановительную среду накопления исходного ОБ (Peters et al., 2005). В экстрактах донных осадков параметр t₂₆/t₂₅ варьирует от 0,29 до 0,5, свидетельствуя о морских условиях седиментации (Соболева, 2010). Высокие величины отношения адитана к гопану (H₂₉/H₃₀) характерны для карбонатных нефтегазогенерирующих толщ, а низкие – для глинистых пород (Zumberge, 1984; Connan et al., 1986; Ten Haven et al., 1988; Peters, Moldowan, 1993). В исследуемых экстрактах величины данного отношения варьируют от 0,35 до 0,74 при среднем 0,58, что свидетельствует о доминировании глинистой составляющей в отложениях, вмещающих исходное для экстрактов ОБ. Повышенные значения (0,64–0,74) были отмечены в экстрактах из осадков с Северо-Восточного плато, из желоба Седова и Восточно-Баренцевоморской впадины, что может свидетельствовать о некоторой доле карбонатной составляющей в толщах, генерирующих УВ. Подчиненную роль карбонатных минералов в литологическом составе материнских пород подтверждают высокие значения отношения трициклических терпанов t₂₄ и t₂₃, которые варьируют от 0,48 до 0,90 (среднее – 0,60) (Peters et al., 2005).

Миграция УВ в пределах северной части Баренцевоморского бассейна

Выявленные в ходе экспедиционных работ и лабораторных исследований зоны разгрузки УВ флюидов пространственно приурочены к западной, восточной и северной перифериям Северо-Баренцевской депрессии.

По результатам комплексных геохимических исследований донных отложений удалось достоверно выявить

разгрузку жидких УВ флюидов в пределах районов банки Персея и желоба Седова. По своей тектонической позиции район банки Персея может быть отнесен к зоне перехода Северо-Баренцевских поднятий в западный борт Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии (рис. 1). Желоб Седова приурочен к зоне, где, вероятно, мощность осадочного выполнения сокращается на восточном борту этой депрессии. Согласно существующим геологическим представлениям, именно в бортовые зоны впадины происходит миграция УВ флюидов (Ступакова и др., 2015). Данный процесс обусловлен наличием региональных наклонных пластов, способствующих латеральной миграции УВ, а также развитой сетью разрывных нарушений, обеспечивающих вертикальную разгрузку флюидов.

Наличие аномалий в составе газовой фазы донных отложений в районах банки Ушакова и Северо-Восточного плато объясняется активным флюидопереносом по зонам разуплотнения, сформированным, вероятно, в ответ на неоген-четвертичное воздымание прилегающей территории архипелага Земля Франца Иосифа в ходе новейших тектонических движений или за счет гляциоизостазии.

Выявленные закономерности имеют важное значение для оценки нефтегазоносного потенциала региона и могут быть опорой при планировании дальнейших геолого-разведочных работ.

Заключение

Проведенные исследования УВ флюидов донных отложений Баренцева моря позволили определить их основные характеристики и сделать предположения об их природе и путях миграции. Установлено, что:

- Донные осадки характеризуются низкими концентрациями УВ газов. По соотношению (C₂H₆+C₃H₈)/(C₂H₄+C₃H₆) и результатам изотопных исследований

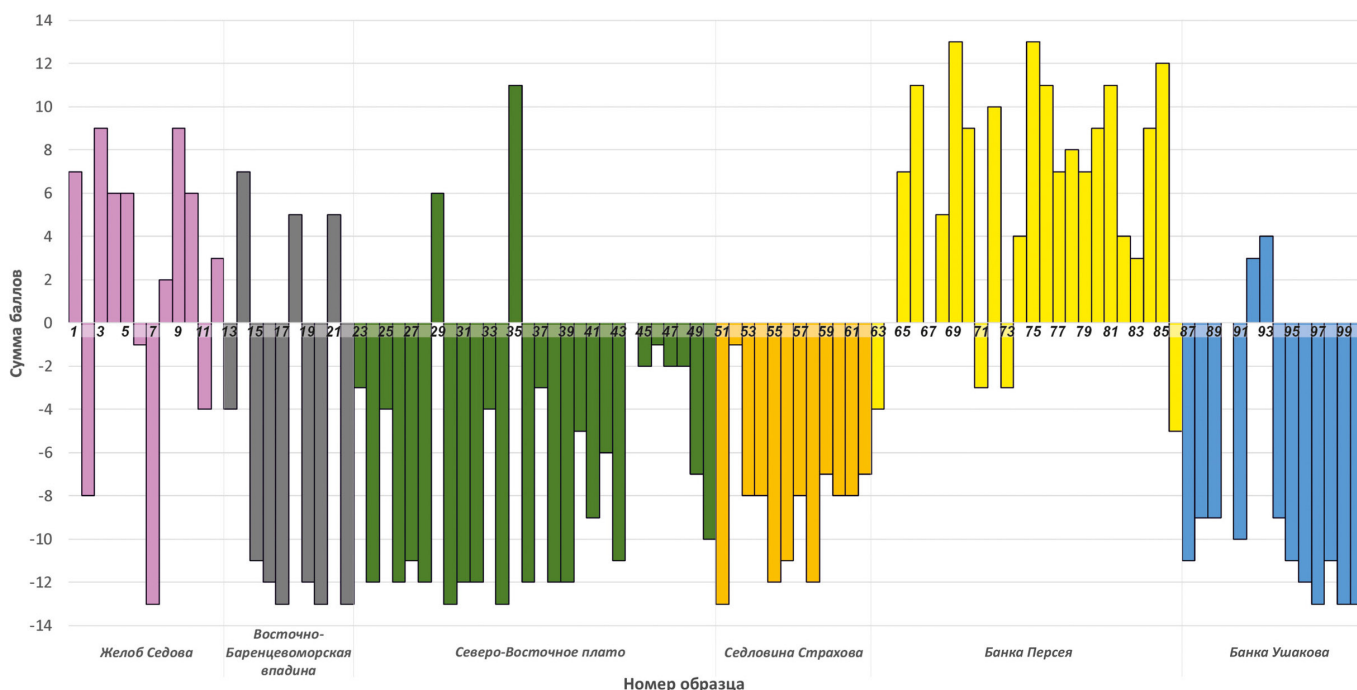


Рис. 10. График распределения суммарных баллов «аномальности», рассчитанных по биомаркерным параметрам зрелости ОВ для образцов экстрактов донных осадков района исследований. Отрицательное количество баллов соответствует «фону», положительное – «аномалии».

определена термогенная природа газов, разгружающихся в районах западного (банка Персея) и восточного (желоб Седова) бортов Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии.

- Наибольшее флюидонасыщение донных отложений по данным пиролиза и экстракции было выявлено в районах западного борта Северо-Баренцевской сверхглубокой депрессии (банки Персея и Ушакова), а также на ее восточном борту (желоб Седова).

- Доминирующую роль в образовании миграционных УВ бассейна по результатам хромато-масс-спектрометрии преимущественно играют глинистые толщи со смешанным гумусово-сапропелевым ОВ. Значения биомаркерных коэффициентов зрелости с учётом вклада современного ОВ указывают на высокий уровень термической преобразованности материнского ОВ миграционных УВ, соответствующий, предположительно, середине ГЗН.

- Идентифицированная разгрузка жидких УВ флюидов в районах банки Персея и желоба Седова свидетельствует о наличии в Северо-Баренцевоморском регионе нефтяных залежей. Газовые залежи возможны в районах банки Ушакова и Северо-Восточного плато.

Финансирование/Благодарность

Авторы выражают признательность Министерству науки и высшего образования Российской Федерации за финансирование судового времени экспедиций TTR-19, TTR-20 и TTR-23 по программе «Обучение-через-исследования».

Часть лабораторных исследований выполнена за счет гранта Российского научного фонда (проект № 23-27-00293) и при финансовой поддержке

Государственных заданий № АААА-А16-116033010095-1 и АААА-А16-116033010120-0.

Результаты исследований получены при помощи оборудования, приобретённого по программе развития Московского университета: «Комплекс газовой хромато-масс-спектрометрии Agilent 8890-5977В в комплекте с пиролитической приставкой Frontier Lab EGA/PY-3030D» и «Аналитический комплекс для исследования углеводородных объектов различной природы».

Литература

- Баренцевская шельфовая плита (1988). Ред. И.С. Грамберг. Ленинград: Недра, 264 с.
- Большаков А.М., Егоров А.В. (1987). Об использовании методики фазово-равновесной дегазации при газометрических исследованиях. *Океанология*, 27(5), с. 861–862.
- Галимов Э.М., Немченко-Ровенская А.С., Севастьянов В.С., Абля Э.А. (2008). Баренцево-Карский регион-новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке. *Недропользование XXI век*, (6), с. 43–53.
- Гаретова Л.А., Фишер Н.К., Левшина С.И. (2018). Состав донных отложений приливо-отливной акватории (юго-западный район Татарского пролива). *Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление*, (3), с. 102–116.
- Голованов Д.Ю., Богоявленская О.В., Никишин В.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К. (2022). Анализ кайнозойской эрозии осадочных отложений Восточно-Баренцевского мегабассейна с учетом трехмерного моделирования углеводородных систем. *Арктика: экология и экономика*, 12(3), с. 320–333. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-3-320-333
- Гринько А.А., Гончаров И.В., Шахова Н.Е., Густафссон О., Обласов Н.В., Романкевич Е.А., Зарубин А.Г., Кашапов Р.С., Гершелис (Панова) Е.В., Дударев О.В., Мазуров А.К., Семилетов И.П. (2020). Характерные особенности молекулярного состава органического вещества осадков моря Лаптевых в районах аномального выброса метана. *Геология и геофизика*, 61(4), с. 560–585. DOI: 10.15372/GIG2019150
- Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н., Крюкова Г.Г., Шиманский С.В., Щепелев Ф.С. (2023).

- Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море. *Геология нефти и газа*, (3), с. 25–45. DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45
- Данюшевская, А. И. (1995). Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов. *Геохимия*, 10, с. 1495–1505.
- Захаров Е.В., Холодилов В.А., Толстикова А.В. (2004). Перспективы нефтегазоносности нижне-среднетриасовых и среднеюрских отложений Баренцева моря. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, (9), с. 7–9.
- Каган А.А., Солдухин М.А. (1971). Моренные отложения северо-запада СССР. М.: Недра, 136.
- Казанин Г.С., Шлыкова В.В., Павлов С.П., Шкарубо С.И., Иванов Г.И., Кириллова-Покровская Т.А. (2016). Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Баренцева моря. *Нефть. Газ. Новации*, (1), с. 26–29.
- Кирюхина Т.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Кирюхина Н.М., Норина Д.А. (2012). Мезозойские нефтегазоматеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*, (3), с. 24–35.
- Кирюхина Н.М. (2013). Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. Дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 151 с.
- Конторович А.Э., Костырева Е.А. (2015). Органическая геохимия битуминоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири. *Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: мат-лы Всероссийской научно-практической конференции*, с. 150–154.
- Меленевский В.Н., Леонова Г.А., Конышев А.С. (2011). Результаты исследования органического вещества современных осадков озера Белое (Западная Сибирь) по данным пиролитических методов. *Геология и геофизика*, 52 (6), с. 751–762.
- Никитин Д.С., Хуторской М.Д., Иванов Д.А. (2020). Вертикальная катагенетическая зональность осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа. *Литология и полезные ископаемые*, (5), с. 438–460. DOI: 10.31857/S0024497X20050067
- Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. М.: Наука, 264 с.
- Петухов А.В., Старобинец И.С. (1993). Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М.: Недра, 332 с.
- Пошибаева А.Р. (2015). Биомасса бактерий как источник углеводородов нефти. Дис. ... канд. хим. наук. М.: РГУ нефти и газа, 124 с.
- Рябухин Г.Е., Зинин В.А. (1992). Перспективы нефтегазоносности триасовых формаций шельфа арктических морей России. *Геология нефти и газа*, (12), с. 2–5.
- Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А. (2020). Сырьевая база нефтегазодобычи Баренцева моря и перспективные направления ее развития. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, (6), с. 21–31.
- Сигачева Л.Ю., Видищева О.Н., Калмыков А.Г., Полудеткина Е.Н., Ахманов Г.Г. (2023). Геохимические характеристики органического вещества донных отложений северной части Баренцева моря как индикатор миграции углеводородов из недр. *Георесурсы*, 25(4), с. 42–57. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.3>
- Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2010). Химия горючих ископаемых. М.: Изд-во МГУ, 312 с.
- Соколова М.Н., Абля Э.А. (2007). Исследование биомаркеров в органическом веществе донных отложений Северного и Среднего Каспия. *Вестник Московского университета, Геология*, 4(2), с. 49–57.
- Старцева К.Ф., Никишин А.М., Малышев Н.А., Никишин В.А., Валюшева А.А., Волож Ю.А., Балуев А.С. (2017). Геологическая и геодинамическая реконструкция Восточно-Баренцевского мегабассейна на основе анализа регионального сейсмического профиля 4-AP. *Геотектоника*, (4), с. 51–67.
- Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, (6), с. 99–115.
- Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Сусллова А.А., Норина Д.А., Майер Н.М., Пронина Н.В., Мордасова А.В. (2015). Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 13–27.
- Сусллова А.А., Ступакова А.В., Коротков С.Б., Карнаухов С.М., Книппер А.А., Шелков Е.С., Баранова Д.Б., Радченко К.А., Гилаев Р.М., Степанов П.Б. (2020). Нефтегазоносные бассейны шельфа России. *Деловой журнал Neftegaz.RU*, 1(97), с. 52–64.
- Тиссо Б., Вельге Д. (1981). Образование и распространение нефти: пер. с англ. М.: Мир, 501 с.
- Ульянов Г.В., Богоявленская О.В., Голованов Д.Ю., Малышев Н.А., Д.К. Комиссаров, Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Сусллова А.А., Калмыков А.Г. (2024). Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в пределах Восточно-Баренцевского бассейна. *Геология нефти и газа*, (3), с. 41–50. DOI: 10.41748/0016-7894-2024-3-41-50
- Фроловская В.Н. (1957). Люминесцентно-битуминологический метод в нефтяной геологии. М.: Изд-во Московского университета, 291 с.
- Abrams M.A. (2005). Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*, 22(4), с. 457–477. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003>
- Berner, U., Faber, E., Scheeder, G., Panten, D. (1995). Primary cracking of algal and landplant kerogens: kinetic models of isotope variations in methane, ethane and propane. *Chemical Geology*, 126, pp. 233–245. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(95\)00120-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(95)00120-4)
- Connan J., Bouroulec J., Dessort D., Albrecht P. (1986). The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 2–50. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90007-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90007-0)
- Dowdeswell J.A., Montelli A., Akhmanov G., Solovyeva M., Terekhina Y., Mironyuk S., Tokarev M. (2021). Late Weichselian ice-sheet flow directions in the Russian northern Barents Sea from high-resolution imagery of submarine glacial landforms. *Geology*, 49(12), pp. 1484–1488. <https://doi.org/10.1130/G49252.1>
- Elias V.O., Simoneit B.R., Cardoso J.N. (1997). Even n-alkane predominances on the Amazon shelf and a Northeast Pacific hydrothermal system. *Naturwissenschaften*, 84, pp. 415–420. <https://doi.org/10.1007/s001140050421>
- Espitalie J., Bordenave M.L. (1993). Rock-Eval pyrolysis. *Applied Petroleum Geochemistry*. P: Technip ed., pp. 237–361.
- Henriksen E., Bjørnseth H.M., Hals T.K., Heide T., Kiryukhina T., Kløvjan O.S., Sollid K. (2011). Uplift and erosion of the greater Barents Sea: impact on prospectivity and petroleum systems. *Geological Society, London, Memoirs*, 35, pp. 271–281. <https://doi.org/10.1144/M35.17>
- Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Janiga M., Kania M., Matyasik I. (2015). The isotopic composition of gaseous hydrocarbons-tool for polish shale gas system evaluation. *Nafta-Gaz*, 6, pp. 370–375.
- Leith T.L., Weiss H.M., Mørk A., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., Stewart K.R., Pchelina T.M., Bro E.G., Verba M.L., Danyushevskaya A., Borisov A.V. (1993). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Norwegian petroleum society special publications*, (2), pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X>
- Milkov A.V., Etiope G. (2018). Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of > 20,000 samples. *Organic Geochemistry*, 125, pp. 109–120. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.09.002>
- Montelli A., Solovyeva M., Akhmanov G., Mazzini A., Piatilova A., Bakay E., Dowdeswell J. A. (2023). The geomorphic record of marine-based ice dome decay: final collapse of the Barents Sea ice sheet. *Quaternary Science Reviews*, 303, 107973. <https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2023.107973>
- Montelli A., Solovyeva M., Akhmanov G. (2024). Extensive glaciectonism and rapid deglacial fluid expulsion in the northeastern Barents Sea. *Communications earth & environment*, 5(1), 353. <https://doi.org/10.1038/s43247-024-01512-6>
- Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 p.
- Ten Haven H.L., De Leeuw J.W., Sinninghe Damsté J.S., Schenck P. A., Palmer S.E., Zumberge J.E. (1988). Application of biological markers in the recognition of palaeohypersaline environments. *Geological Society, London, Special Publications*, 40 (1), pp. 123–130. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1988.040.01.11>
- Zumberge J. E. (1984). Source rocks of the La Luna formation (Upper Cretaceous) in the middle Magdalena valley, Colombia. *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, pp. 127–133. <https://doi.org/10.1306/St18443C9>

Сведения об авторах

Любовь Юрьевна Сигачева – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: sigacheva_l@list.ru

Олеся Николаевна Видищева – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: vid6877@yandex.ru

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Евгения Денисовна Басова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: ksa@bk.ru

Александра Романовна Строева – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник лаборатории физиологии и биохимии микробов, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.r.stroeva@yandex.ru

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Григорий Георгиевич Ахманов – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник Учебно-научного Центра ЮНЕСКО-МГУ по морской геологии и геофизике, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: akhmanov@geol.msu.ru

Статья поступила в редакцию 08.11.2024;
Принята к публикации 10.12.2024;
Опубликована 30.03.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Hydrocarbons of Quaternary Bottom Sediments as an Indicator of Oil and Gas Bearing Potential of the Northeastern Barents Sea Shelf

*L.Yu. Sigacheva**, *O.N. Vidishcheva*, *A.G. Kalmykov*, *E.D. Basova*, *A.R. Stroeva*, *E.N. Poludetkina*, *G.G. Akhmanov*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Lyubov Yu. Sigacheva, e-mail: sigacheva_l@list.ru*

Abstract. The article presents the results of geochemical studies of organic matter and hydrocarbon gases in bottom sediments of the northeastern sector of the Barents Sea. The areas with thermally mature hydrocarbon compounds discharging into the upper part of the sedimentary section are identified. This is evidenced by biomarker indicators of organic matter maturity that are not characteristic of syngenetic hydrocarbon compounds of sediments, as well as by the molecular composition of hydrocarbon pore gases and the isotopic composition of methane carbon. Based on the areal distribution of the detected thermally mature hydrocarbon compounds in bottom sediments, a model of fluid discharge in the sedimentary cover is proposed, taking into account the peculiarities of the geological structure of the region. According to the obtained model, the greatest prospects for oil and gas accumulation within the northern and northeastern sectors of the Barents Sea are associated with the flanks of the North Barents Super Depression.

Keywords: Barents Sea, Arctic shelf, bottom sediments, geochemical exploration methods, organic matter, hydrocarbon biomarkers, hydrocarbon gases, fluid discharge

Recommended citation: Sigacheva L.Yu., Vidishcheva O.N., Kalmykov A.G., Basova E.D., Stroeva A.R., Poludetkina E.N., Akhmanov G.G. (2026). Hydrocarbons of Quaternary Bottom Sediments as an Indicator of Oil and Gas Bearing Potential of the Northeastern Barents Sea Shelf. *Georesursy = Georesources*, 28(1), pp. 177–194. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.16>

Acknowledgments

The authors express their gratitude to the Russian Ministry of Higher Education and Science for financing the ship time of the TTR-19, TTR-20 and TTR-23 expeditions of the “Training-through-research” program.

Part of the laboratory research was carried out with the support of a grant from the Russian Science Foundation (project No. 23-27-00293) and with financial support from Assignments No. AAAAA-A16-116033010095-1 and AAAA-A16-116033010120-0.

The research results were obtained using equipment purchased under the Moscow University Development Program: “The Agilent 8890-5977B Gas Chromatography-Mass

Spectrometry Complex with the Frontier Lab EGA/PY-3030D Pyrolytic Add-on” and “The Analytical Complex for the Study of Hydrocarbon Objects of Various Nature”.

References

- Abrams M.A. (2005). Significance of hydrocarbon seepage relative to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*, 22(4), c. 457–477. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003>
- Barents Shelf Plate (1988). Edited by I.S. Gramberg. Leningrad: Nedra, 264 p. (In Russ.)
- Berner, U., Faber, E., Scheeder, G., Panten, D. (1995). Primary cracking of algal and landplant kerogens: kinetic models of isotope variations in methane, ethane and propane. *Chemical Geology*, 126, pp. 233–245. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(95\)00120-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(95)00120-4)
- Bolshakov, A.M., Egorov, A.V. (1987). On the use of the phase-equilibrium degassing technique in gasometric studies. *Oceanologiya*, 27(5), pp. 861–862. (In Russ.)
- Connan J., Bouroulec J., Dessort D., Albrecht P. (1986). The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach. *Organic Geochemistry*, 10(1–3), pp. 2–50. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90007-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90007-0)
- Danyushevskaya, A. I. (1995). Oil and gas producing strata of Phanerozoic deposits of the Arctic islands. *Geohimiya*, 10, pp. 1495–1505. (In Russ.)
- Dowdeswell J.A., Montelli A., Akhmanov G., Solovyeva M., Terekhina Y., Mironyuk S., Tokarev M. (2021). Late Weichselian ice-sheet flow directions in the Russian northern Barents Sea from high-resolution imagery of submarine glacial landforms. *Geology*, 49(12), pp. 1484–1488. <https://doi.org/10.1130/G49252.1>
- Elias V.O., Simoneit B.R., Cardoso J.N. (1997). Even n-alkane predominances on the Amazon shelf and a Northeast Pacific hydrothermal system. *Naturwissenschaften*, 84, pp. 415–420. <https://doi.org/10.1007/s001140050421>
- Espitalie J., Bordenave M.L. (1993). Rock-Eval pyrolysis. Applied Petroleum Geochemistry. P: Technip ed., pp. 237–361.
- Frolovskaja V.N. (1957). Luminescent-bituminological method in petroleum geology. Moscow: Izd-vo Moskovskogo universiteta, 291 p. (In Russ.)
- Galimov Je.M., Nemchenko-Rovenskaja A.S., Sevast'janov V.S., Ablja Je.A. (2008). The Barents-Kara region is a new object of prospecting and exploration for oil and gas in the 21st century. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (6), pp. 43–53. (In Russ.)
- Garetova L.A., Fisher N.K., Levshina S.I. (2018). The composition of bottom sediments in the tidal water area (southwestern region of the Strait of Tartary). *Vodnoe hozjajstvo Rossii: problemy, tehnologii, upravlenie*, (3), pp. 102–116. (In Russ.)
- Golovanov D.Yu., Bogoyavlenskaya O.V., Nikishin V.A., Malishev N.A., Verzhbitskiy V.E., Komissarov D.K. (2022). Analysis of the cenozoic erosion of sedimentary deposits in the East Barents Mega Basin based on 3d modeling of hydrocarbon systems. *Arktika: ekologiya i ekonomika*, 12(3), pp. 320–333. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-3-320-333
- Grinko A.A., Goncharov I.V., Shahova N.E., Gustafsson O., Oblasov N.V., Romankevich E.A., Zarubin A.G., Kashapov R.S., Gershelis E.V., Dudarev O.V., Mazurov A.K., Semiletov I.P. (2020). Sediment Organic Matter in Areas of Intense Methane Release in the Laptev Sea: Characteristics of Molecular Composition. *Russ. Geol. Geophys.*, 61(4), pp. 456–477. doi: <https://doi.org/10.15372/RGG2019150>
- Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A., Petrushina E.P., Kot O.N., Kryukova G.G., Shimansky S.V., Shchepelev F.S. (2023). Conditions of formation and development of clinof orm complexes in the Barents Sea. *Geology of Oil and Gas*, (3), pp. 25–45. (In Russ.) DOI 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45
- Henriksen E., Bjørnseth H.M., Hals T.K., Heide T., Kiryukhina T., Kløvjang O.S., Sollid K. (2011). Uplift and erosion of the greater Barents Sea: impact on prospectivity and petroleum systems. *Geological Society, London, Memoirs*, 35, pp. 271–281. <https://doi.org/10.1144/M35.17>
- Huang W.Y., Meinschein W.G. (1979). Sterols as ecological indicators. *Geochimica et cosmochimica acta*, 43(5), pp. 739–745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Janiga M., Kania M., Matyasik I. (2015). The isotopic composition of gaseous hydrocarbons-tool for polish shale gas system evaluation. *Nafta-Gaz*, 6, pp. 370–375.
- Kagan A.A., Soloduhin M.A. (1971). Moraine deposits of the northwest of the USSR. Moscow: Nedra, 136 p. (In Russ.)
- Kazanin G.S., Shlykova V.V., Pavlov S.P., Shkarubo S.I., Ivanov G.I., Kirillova-Pokrovskaja T.A. (2016). Geological structure and oil and gas potential of the northern Barents Sea. *Neft'. Gaz. Novacii*, (1), pp. 26–29. (In Russ.)
- Kiryukhina N.M. (2013). Oil and gas generation potential of the Jurassic deposits of the Barents Sea shelf. PhD in geology and mineralogy. Moscow: MSU, 151 p. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Stupakova A.V., Bolshakova M.A., Kiryukhina N.M., Norina D.A. (2012). Mesozoic oil and gas source deposits of the Barents Sea oil and gas basin. *Geology of Oil and Gas*, (3), pp. 24–35. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. (2015). Organic geochemistry of bitumen of the Bazhenov formation of the central regions of Western Siberia. *Black shales: geology, lithology, geochemistry, importance for the oil and gas complex, prospects for use as an alternative hydrocarbon raw material: Proceedings of the All-Russian scientific and practical conference*, pp. 150–154. (In Russ.)
- Leith T.L., Weiss H.M., Mørk A., Elvebakk G., Embry A.F., Brooks P.W., Stewart K.R., Pchelina T.M., Bro E.G., Verba M.L., Danyushevskaya A., Borisov A.V. (1993). Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. *Norwegian petroleum society special publications*, (2), pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50006-X>
- Melenevskii V.N., Leonova G.A., Konyshov A.S. (2011). The organic matter of the recent sediments of Lake Beloe, West Siberia (from data of pyrolytic studies). *Russian Geology and Geophysics*, 52(6), pp. 583–592. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.05.002>
- Milkov A.V., Etiopie G. (2018). Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of > 20,000 samples. *Organic Geochemistry*, 125, pp. 109–120. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.09.002>
- Montelli A., Solovyeva M., Akhmanov G., Mazzini A., Piatilova A., Bakay E., Dowdeswell J. A. (2023). The geomorphic record of marine-based ice dome decay: final collapse of the Barents Sea ice sheet. *Quaternary Science Reviews*, 303, 107973. <https://doi.org/10.1016/j.quascirev.2023.107973>
- Montelli A., Solovyeva M., Akhmanov G. (2024). Extensive glaciectonism and rapid deglacial fluid expulsion in the northeastern Barents Sea. *Communications earth & environment*, 5(1), 353. <https://doi.org/10.1038/s43247-024-01512-6>
- Nikitin D.S., Khutorskoy M.D., Ivanov D.A. (2020). Vertical catagenetic zonality of the sedimentary layer in the Northeastern Barents shelf. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, (5), pp. 438–460. (In Russ.) DOI: 10.31857/S0024497X20050067
- Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The biomarker guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 p.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 1156 p.
- Petrov A.A. (1984). Petroleum hydrocarbons. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)
- Petukhov A.V., Starobinec I.S. (1993). Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations. Moscow: Nedra, 332 p. (In Russ.)
- Poshibayeva A.R. (2015). Nutrient biomass as a source of oil hydrocarbons. PhD in chemistry. Moscow: RSU of oil and gas, 124 pp. (In Russ.)
- Ryabuhin G.E., Zinin V.A. (1992). Prospects for oil and gas potential of Triassic formations on the shelf of the Arctic seas of Russia. *Geology of Oil and Gas*, (12), pp. 2–5. (In Russ.)
- Senin B.V., Leonchik M.I., Osherova N.A. (2020). Raw material base of oil and gas production in the Barents Sea and perspective directions of its development. *Mineral'nye resursy Rossii. Jekonomika i upravlenie*, (6), pp. 21–31. (In Russ.)
- Sigacheva L.Yu., Vidishcheva O.N., Kalmykov A.G., Poludetkina E.N., Akhmanov G.G. (2023). Geochemical characteristics of organic matter of bottom sediments of the northern part of the Barents Sea as an indicator of hydrocarbon migration from the subsoil. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 42–57. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.3>
- Soboleva E.V., Guseva A.N. (2010). Chemistry of fossil fuels. Moscow: MSU, 312 p. (In Russ.)
- Sokolova M.N., Ablya E.A. (2007). Study of biomarkers in organic matter of bottom sediments of the Northern and Middle Caspian. *Bulletin of Moscow University, Geology*, 4(2), pp. 49–57. (In Russ.)
- Startseva K.F., Nikishin A.M., Malyshev N.A., Nikishin V.A., Valyushcheva A.A., Volozh Yu.A., Baluyev A.S. (2017). Geological and geodynamic reconstruction of the East Barents megabasin based on the analysis of the regional seismic profile 4-AP. *Geotektonika*, (4), pp. 51–67. (In Russ.)

Stoupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geology of Oil and Gas*, (6), pp. 99–115. (In Russ.)

Stoupakova, A., Kiryukhina, T. A., Suslova, A. A., Norina, D. A., Mayer, N. M., Pronina, N., Mordasova, A. (2015). Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin. *Georesursy = Georesources*, 61(2), pp. 13–27. (In Russ.)

Suslova A.A., Stupakova A.V., Korotkov S.B., Karnauhov S.M., Knipper A.A., Shelkov E.S., Baranova D.B., Radchedko K.A., Gilaev R.M., Stepanov P.B. (2020). Oil and gas basins on the Russian shelf. *Delovoj zhurnal Neftegaz. RU*, 1(97), pp. 52–64. (In Russ.)

Ten Haven H.L., De Leeuw J.W., Sinninghe Damsté J.S., Schenck P. A., Palmer S.E., Zumberge J.E. (1988). Application of biological markers in the recognition of palaeohypersaline environments. *Geological Society, London, Special Publications*, 40 (1), pp. 123–130. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1988.040.01.11>

Tissot B., Welte. D. (1981). Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration. Russ. ed. Moscow: Mir, 501 p. (In Russ.)

Ul'yanov G.V., Bogoyavlenskaya O.V., Golovanov D.Yu., Malyshev N.A., D.K. Komissarov, Verzhbickij V.E., Kolyubakin A.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G. (2024). Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin. *Geologiya nefi i gaza*, (3), pp. 41–50. (In Russ.)

Zaharov E.V., Holodilov V.A., Tolstikov A.V. (2004). Prospects for oil and gas potential of the Lower-Middle Triassic and Middle Jurassic deposits of the Barents Sea. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefnyanyh i gazovyh mestorozhdenij*, (9), pp. 7–9. (In Russ.)

Zumberge J. E. (1984). Source rocks of the La Luna formation (Upper Cretaceous) in the middle magdalena valley, Colombia. *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, pp. 127–133. <https://doi.org/10.1306/St18443C9>

About the Authors

Lyubov Yu. Sigacheva – PhD student, Petroleum Geology and Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: sigacheva_l@list.ru

Olesya N. Vidishcheva – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Sedimentology and Marine Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation;
e-mail: vid6877@yandex.ru

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology and Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Evgeniia D. Basova – PhD student, Petroleum Geology and Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: ksa@bk.ru

Alexandra R. Stroeva – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Laboratory of Microbiology and Biochemistry of Microbes, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.r.stroeva@yandex.ru

Elena N. Poludetkina – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology and Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: poludetkinaelena@mail.ru

Grigorii G. Akhmanov – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, UNESCO-MSU Training and Research Centre for Marine Geology and Geophysics, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: akhmanov@geol.msu.ru

Manuscript received 8 November 2024;

Accepted 10 December 2024;

Published 30 March 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)