

ГИДРОГЕОЛОГИЯ
(ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ НАУКИ)

Научная статья
УДК 556.3.01
doi 10.54398/2077-6322_2022_1_64

**Гидрогеологическое районирование нефтегазоперспективных структур
Восточно-Баренцевского мегапрогиба**

Сергей Сергеевич Власенко^{1✉}, Сергей Михайлович Судариков²

¹Северо-Западный филиал ООО «Русская Буровая Компания», Санкт-Петербург, Россия

²Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

¹serzh.vlasenko.1995@yandex.ru[✉], <https://orcid.org/0000-0001-8457-2812>

²sergei_sudarikov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3692-5692>

Аннотация. В статье рассмотрены результаты проведения гидрогеологического районирования территории Восточно-Баренцевского мегапрогиба. По результатам районирования выделены две гидрогеологические структуры – Штокмановско-Лунинский и Северо-Баренцевский шельфовые артезианские бассейны субмаринного типа, которые ранее входили в состав более крупных и сложных по геологическому строению бассейнов Баренцево-Карской артезианской области. Определение границ бассейнов произведено с учетом актуальных сведений о нефтегазогеологическом районировании территории Российской Федерации в пределах континентального склона Северного Ледовитого океана и результатов морфоструктурного районирования шельфа восточной части Баренцева моря. Данные о составе и типе скоплений подземных вод представлены по результатам изучения основных водоносных комплексов Баренцево-Карской артезианской области, литолого-стратиграфической характеристики разреза осадочного чехла Восточно-Баренцевского мегапрогиба. По совокупности гидрогеологических параметров новые артезианские бассейны характеризуются благоприятными условиями сохранения и распространения залежей нефти и газа, что подтверждается наличием в пределах Восточно-Баренцевского мегапрогиба крупных месторождений газа и газоконденсата.

Ключевые слова: гидрогеологические структуры, шельфовые артезианские бассейны, Восточно-Баренцевский мегапрогиб, Баренцево-Карская артезианская область, нефтегазогеологическое районирование, залежи нефти и газа

Для цитирования: Власенко С. С., Судариков С. М. Гидрогеологическое районирование нефтегазоперспективных структур Восточно-Баренцевского мегапрогиба // Геология, география и глобальная энергия. 2022. № 1(84). С. 64–73. https://doi.org/10.54398/2077-6322_2022_1_64.

HYDROGEOLOGY
(GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL SCIENCES)

Original article

**Hydrogeological zoning of oil and gas prospective structures
of the East Barents megatrough**

Sergey S. Vlasenko^{1✉}, Sergey M. Sudarikov²

¹Northwest branch of «Russian Drilling Company» LLC, Saint-Petersburg, Russia

²Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

¹serzh.vlasenko.1995@yandex.ru[✉], <https://orcid.org/0000-0001-8457-2812>

²sergei_sudarikov@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3692-5692>

Annotation. The article considers the results of hydrogeological zoning of the territory of the East Barents megatrough. According to the results of zoning, two hydrogeological structures were identified – the Shtokman-Luninsky and North Barents shelf artesian basins of the submarine type, which were previously part of the larger and more complex geological structure of the basins of the Barents-Kara artesian region.

The boundaries of the basins were determined taking into account up-to-date information on the oil and gas geological zoning of the territory of the Russian Federation within the continental slope of the Arctic Ocean and the results of morphostructural zoning of the shelf of the eastern part of the Barents Sea, data on the composition and type of groundwater accumulations are presented based on the results of the study of the main aquifers of the Barents-Kara artesian region, lithological and stratigraphic characteristics of the section of the sedimentary cover of the East Barents megatrough. According to the set of hydrogeological parameters, the new artesian basins are characterized by favorable conditions for the preservation and distribution of oil and gas deposits, which is confirmed by the presence of large gas and gas condensate deposits within the East Barents megatrough.

Keywords: hydrogeological structures, artesian shelf basins, East Barents megatrough, Barents-Kara artesian region, oil and gas geological zoning, oil and gas deposits

For citation: Vlasenko S. S., Sudarikov S. M. Hydrogeological zoning of oil and gas prospective structures of the East Barents Megatrough. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya = Geology, Geography and Global Energy*. 2022; 1(84): 64–73. (In Russ.). https://doi.org/10.54398/2077-6322_2022_1_64.

В последние годы возрастает интерес к освоению шельфа Западных арктических морей России: Баренцева и Карского, что связано с перспективами рационального освоения ресурсов углеводородов Арктического шельфа Российской Федерации при формировании системы повышения эффективности хозяйственной деятельности и использовании ресурсов с учетом охраны морской среды [2], а также потенциальной эксплуатации архипелагов и островов Северного Ледовитого океана в качестве инфраструктурной базы для разработки морских месторождений нефти и газа и твердых полезных ископаемых [7]. Так, к началу 2019 г. выявленный углеводородный потенциал Западных арктических морей России представлен 19 месторождениями, расположенными на шельфе Баренцева моря (преимущественно газовые месторождения) и шельфе Карского моря (в основном газовые и газоконденсатные месторождения) [16].

В рамках многочисленных исследований, посвященных особенностям геологического строения крупных нефтегазоносных структур акватории Баренцева и Карского морей на период 1970-х – 2000-х гг. практически не уделялось внимания гидрогеологической изученности крупнейших структур шельфа Западно-Арктических морей, однако формирование нефтяных и газовых залежей обусловлено общими закономерностями формирования подземных вод, содержащихся в продуктивных горизонтах.

Гидрогеологические условия исследуемого объекта были изучены преимущественно по косвенным данным, с привлечением геолого-геофизических материалов по соседним участкам и прилегающей суше. По состоянию на 1974 г. имелись разрозненные данные о составе иловых вод современных донных осадков и материалам скважин, вскрывшим подземные воды на акватории, пробуренные экспедициями СЕВМОРГЕО [13]. Первые попытки провести гидрогеологическое районирование субмаринных гидрогеологических структур Арктики, находящихся на начальном этапе своего развития и перспективных для поиска месторождений нефти и газа, были основаны на идеях Н. И. Толстихина, И. К. Зайцева, М. М. Василевского [10; 20–21], отраженных на «Карте основных типов гидрогеологических структур» масштаба 1 : 7500000 [4; 9]. Позднее Я. В. Незвестновым было произведено уточнение границ гидрогеологических структур Арктики с учетом благоприятности гидрогеологических условий для формирования и сохранения залежей углеводородов [13–14] и разработана схема гидрогеологического районирования континентальных бассейнов [13], которая использовалась в качестве основной при гидрогеологических исследованиях Советского, а впоследствии – и российского сектора Арктики.

Однако к настоящему времени накоплен большой объем материалов по нефтегазогеологическому районированию Баренцевоморского региона, включающий результаты тектонического районирования, литолого-стратиграфическую и фаціальную характеристику разреза осадочного чехла.

Таким образом, основной целью настоящего исследования является корректировка границ ранее выделенной Баренцево-Карской артезианской области, содержащей четыре бассейна первого порядка, и проведение гидрогеологического районирования территории Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НГП), регионально соответствующей Восточно-Баренцевскому мегапрогибу, а также определение факторов формирования и строения выделенных гидрогеологических структур, в пределах которых находятся крупнейшие залежи нефти и газа.

В настоящем исследовании был использован главным образом картографический метод: анализ карт и схем детального гидрогеологического и нефтегазогеологического районирования территории Баренцево-Карского шельфа, тексты объяснительных записок к палеогеографическим картам шельфов Евразии в мезозое и кайнозое [3; 17–18; 26] и Государственной геологической карте Российской Федерации масштаба 1 : 1000000 [5; 9–10; 14; 21], а также немногочисленные сведения о составе подземных вод и кернового материала из нефтегазоматеринских

толщ Баренцевоморского шельфа в районах Южно-Баренцевской синеклизы и Штокмановской седловины [19].

Поскольку данное исследование является очередным этапом районирования гидрогеологической структуры нового типа – Баренцево-Карской шельфовой гидрогеологической области (ШГО), в составе которой ранее были выделены Южно-Карский и Ямало-Гыданский шельфовые артезианские бассейны [6], следовательно, планируется выделить новые гидрогеологические структуры на территории западной части Баренцево-Карской ШГО в пределах Восточно-Баренцевского мегапрогиба, отделенного от восточной части области Пайхой-Новоземельской складчатой областью и Восточно-Новоземельским желобом, и включающего близматериковые артезианские бассейны в Баренцевом море.

Ранее гидрогеологическое районирование структур Восточно-Баренцевского мегапрогиба было проведено в рамках исследования перспектив нефтегазоносности арктической шельфовой зоны СССР в 1970-х годах. Результаты исследования представлены на гидрогеологической карте шельфовых и континентальных бассейнов Советского сектора Арктики (см. рис. 1).

В соответствии с тектоническим районированием территории Западно-Арктического шельфа ранее выделенная Баренцево-Карская артезианская область, известная также как Баренцевский бассейн [13], включающая территории восточной части бассейна Баренцева моря и акваторию Карского моря, исключая Большеземельскую тундру и Печороморскую область с островом Колгуев, занимает основную часть современной пассивной континентальной окраины запада Российской Арктики [8]. Западная часть артезианской области расположена за пределами Советского сектора Арктики. Юго-западная граница определяется выходом на поверхность подводного среза байкальских складчатых структур Тимано-Канинской зоны, на востоке Баренцево-Карская артезианская область граничит с Печорской артезианской областью, Урало-Новоземельской гидрогеологической складчатой областью, и еще дальше на востоке по Северо-Сибирскому порогу [11] – с Западно-Сибирской артезианской областью.

Характерной особенностью Баренцево-Карской плиты является общее северо-северо-восточное простирание структур осадочного чехла, среди которых Баренцево-Северо-Карский мегапрогиб, Центральное-Баренцевское и Адмиралтейское поднятия, что справедливо и для четырех артезианских бассейнов, выделенных в составе Баренцево-Карской артезианской области (см. рис. 1).

Так, Северо-Баренцевоморский (I_1) и Северо-Карскоморский (I_4) бассейны соответствуют северному краю шельфа Баренцево-Карской плиты, примыкающему к континентальному склону Евразийского океанического суббассейна и соответствуют поясу окраинно-шельфовых поднятий (архипелаг Шпицберген, Земля Франца-Иосифа, Северная Земля и т. д.). Сами бассейны разделяются субокеаническими желобом Святой Анны.

Центрально-Баренцевоморский бассейн (I_2) соответствует Центральной зоне поднятий, включающей свод Федьинского, поднятия Центральной банки, Бьярмеланд и Демидовскую седловину, а также центральную часть внутренней структуры Восточно-Баренцевского мегапрогиба, в пределах которого выделены Северо-Баренцевская синеклиза и синеклиза Святой Анны, разделенные Лудловской перемычкой и Альбановско-Горбовским порогом.

Южно-Баренцевоморский бассейн (I_3) соответствует южной части Восточно-Баренцевского прогиба, в пределах которой выделены Штокмановско-Лунинский порог и Южно-Баренцевская синеклиза, образовавшаяся в пограничной зоне Баренцевской и Тимано-Печорской плит.

При выделении границ бассейнов, помимо использования материалов тектонического районирования территории Баренцево-Карской окраинно-континентальной плиты [3], Я. В. Неизвестным использовалась методика, учитывающая суммарное влияние трех основных гидрогеологических показателей степени благоприятности шельфовых и прибрежных континентальных бассейнов в отношении нефтегазоносности: **тип скоплений подземных вод, гидродинамические условия и гидрогеотермические условия.**

Следует кратко проанализировать каждый из рассмотренных показателей:

Тип скоплений подземных вод учитывает фильтрационно-емкостные свойства покрышек и коллекторов, а также классификацию вод на пластовые и трещинные. При сравнении типов скоплений подземных вод по фильтрационно-емкостным свойствам осадочных бассейнов, преимущественно обладают порово-пластовый и порово-трещинно-пластовый типы по отношению к трещинно-пластовому и карстово-пластовому типам скоплений подземных вод. Так в Центрально-Баренцевоморском и Южно-Баренцевоморском бассейнах преобладающими типами скоплений являются **порово-пластовый и порово-трещинно-пластовый** типы, в Северо-Баренцевоморском – **трещинно-пластовый и карстово-пластовый.**

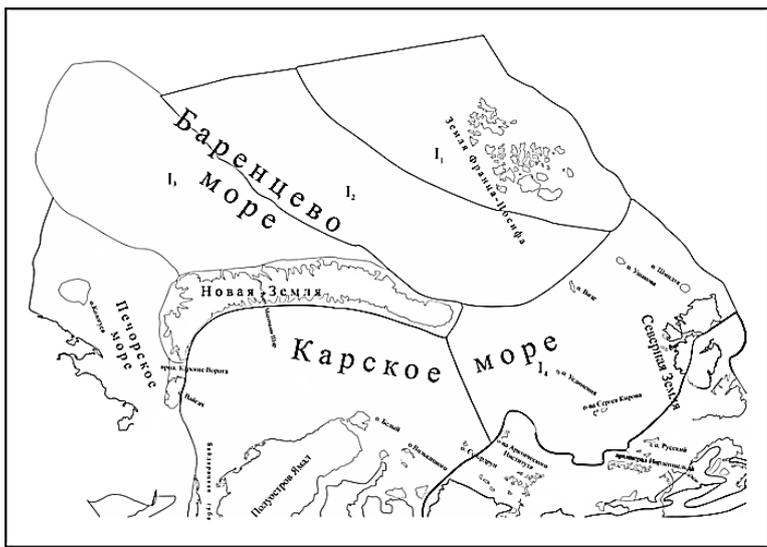


Рис. 1. Фрагмент гидрогеологической карты шельфовых и прибрежных континентальных бассейнов Советского сектора Арктики по состоянию на 1974 г.

Центрально-Баренцевоморский и Южно-Баренцевоморский артезианские бассейны обладают преимущественно порово-пластовым и порово-трещинно-пластовым типами скоплений подземных вод и характеризуются нефтегазоносностью преимущественно мезозойских отложений. Нефтегазоносность и высокие фильтрационно-емкостные свойства обусловлены наличием коллекторов порового типа, сложенных терригенными и терригенно-карбонатными породами. В Баренцево-Карской артезианской области эти два бассейна обладают наиболее пригодными условиями содержания залежей нефти и газа.

Северо-Баренцевоморский бассейн характеризуется коллекторами порово-трещинного типа, сложенного карбонатными породами с неоднородными по разрезу фильтрационно-емкостными свойствами. Бассейн обладает трещинно-пластовым и карстово-пластовым типом скоплений подземных вод и может рассматриваться наряду с другими субмаринными бассейнами, обладающими сходными свойствами, как перспективный в отношении формирования и сохранения залежей углеводородов.

Гидродинамические условия определяются мощностью нижнего гидродинамического этажа бассейнов, характеризующегося условиями с весьма затрудненным водообменом и являющегося наиболее благоприятным для формирования и сохранения залежей углеводородов. Закономерно установлено, что с увеличением мощности нижнего гидродинамического этажа увеличивается и степень благоприятности гидрогеологических условий нефтегазоносности всего бассейна, однако в практике нефтепромысловых работ при достижении значений мощности нижнего гидродинамического этажа в 3500 м и выше, степень перспективности бассейна на нефтегазоносность заметно не увеличивается. Значение мощности нижнего гидродинамического этажа осадочного бассейна определяется общей мощностью осадочного чехла бассейна за вычетом мощности верхнего гидродинамического этажа, включающего зоны свободного и затрудненного водообмена. Для определения значения баллов по гидродинамическим показателям в гидрогеологических исследованиях Я. В. Неизвестным [13] использовалась следующая градация: самой высокой отметкой считалось значение в четыре балла, которое соответствовало мощности нижнего гидродинамического этажа от 4000 м и более, три балла – мощности до 3000 м, два балла – до 2000 м, и наименьшее значение в один балл соответствовало мощности до 1000 м. Среди указанных бассейнов наивысший балл представлен у Южно-Баренцевоморского, однако значения баллов Северо-Баренцевоморского и Центрально-Баренцевоморского свидетельствуют о высокой перспективности этих бассейнов для сохранения залежей нефти и газа в условиях весьма затрудненного водообмена.

Гидротермические условия бассейнов учитываются в предлагаемой схеме типизации следующим образом. Одним из необходимых условий генерации углеводородов, наряду с наличием образований органического вещества, является определенная степень его катагенеза, обусловленная геотермальным режимом [25]. Следует сказать, что сведения о нижнем гидродинамическом этаже учитываются не только в качестве критерия гидродинамических условий сохранения залежей углеводородов, но и в качестве критерия гидротермических условий, так как

большая часть нижнего гидродинамического этажа характеризуется температурой до 150 °С, считающейся оптимальной для формирования и сохранения залежей и близкой главной фазе нефтеобразования, выше которой начинается деструкция углеводородов. Для ранжирования бассейнов по степени благоприятности сохранения залежей углеводородов на основании температуры осадочного чехла Я. В. Неизвестным также была предусмотрена следующая «шкала баллов». Четыре балла – бассейны с температурой до 150 °С, три балла – бассейны с температурой до 125 °С, два балла – бассейны до 100 °С, один балл – все остальные бассейны, а также адбассейны, адмассивы и массивы. Рассматриваемые бассейны обладают наиболее благоприятными гидротермическими условиями, за исключением Северо-Баренцевоморского, температура нижнего гидродинамического этажа которого находится в пределах 100–125 °С.

Общий балл, характеризующий каждый из рассматриваемых бассейнов, подсчитан суммированием баллов по каждому из трех показателей. Указанные баллы и таблица (табл.) приведены в соответствии с ранее выполненными расчетами по методике составленной Я. В. Неизвестным для гидрогеологических бассейнов Советского сектора Арктики [13].

Согласно произведенной оценке комплекса условий, характеризующих степень благоприятности сохранения в гидрогеологических бассейнах залежей нефти и газа, можно сделать вывод о том, что при проведении гидрогеологического районирования Советского сектора Арктики в акватории Баренцева и Карского морей были установлены наиболее перспективные на нефтегазоносность Центрально-Баренцевоморский и Южно-Баренцевоморский артезианские бассейны и Северо-Баренцевоморский бассейн как менее перспективный, возможно ввиду его недостаточной геологической изученности.

Таблица

Степень благоприятности комплекса гидрогеологических условий для формирования и сохранения залежей углеводородов

Наименования бассейнов	Балльность			Σ баллов и степень благоприятности				
	По типам скоплений подземных вод	По гидродинамическим условиям	По гидротермическим условиям	Наивысшая, 10-12	Высокая, 7-10	Средняя, 3,5-7	Низкая, 3-3,5	Наименьшая, <3
I ₁	3,0	3,4	3,0	-	9,4	-	-	-
I ₂	3,3	3,4	4,0	10,7	-	-	-	-
I ₃	4,0	4,0	4,0	12	-	-	-	-

Гидрогеологическое районирование Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

Восточно-Баренцевский мегапрогиб представляет собой протяженную мегадепрессию, являющейся центральной структурой Баренцевоморского региона, отделенной от Новоземельской складчатой системы, Печорской плиты и Свальбардской плиты разломными зонами. В границах Восточно-Баренцевского мегапрогиба выделена одноименная нефтегазоносная провинция (НП). В осадочном чехле перспективными являются три нефтегазоносных комплекса НГК: меловой, юрско-меловой и триасовый. Отложения перми, карбона, девона и более древних отложений погружены на значительные глубины и не представляют практического интереса как нефтегазосодержащие.

В состав Восточно-Баренцевской НП входят пять нефтегазоносных областей (НГО): Южно-Баренцевская, Штокмановско-Луниинская, Северо-Баренцевская, Альбановско-Горбовская и Святой Анны. Нефтегазоносность установлена только в первых двух областях.

Схема морфоструктурного районирования восточной части Баренцева моря представляет собой систему иерархически соподчиненных единиц – от провинций до районов [1]. Сопоставление планового расположения основных структур осадочного чехла Восточно-Баренцевского мегапрогиба и геолого-геофизических данных нефтегазогеологического районирования показывает, что основные структурные элементы Восточно-Баренцевского мегапрогиба (Северо-

«Северо-Баренцевский» бассейн включает территории перспективно нефтегазоносных областей: Северо-Баренцевской и Альбановско-Горбовской, а также возможно нефтегазоносной области (ВНГО) Святой Анны. На севере граница бассейна проходит вдоль структур сводового поднятия Земли Франца-Иосифа (Александровское и Сальмское), а от Северо-Карского сводового поднятия на северо-востоке бассейн отделен контуром ступени Павлова.

Геологическая изученность отложений осадочного чехла указанных областей позволяют отнести к перспективным только юрско-меловой и триасовый нефтегазоносные комплексы (НГК), представляющих одноименные водоносные комплексы бассейна, содержащие трещинно-пластовые, карстово-пластовые и порово-пластовые скопления преимущественно соленых вод.

Штокмановско-Лунинский и Северо-Баренцевский артезианские бассейны разделены контуром Южно-Лунинской впадины, являющимся также структурной границей Лудловской седловины и Северо-Баренцевской синеклизы [23]. Указанные бассейны отделены от западной части Баренцева моря серией структур Центральной зоны поднятий (Поднятия Центральной банки и Бьярмеланд, Демидовская седловина, свод Федынского), расположенных южнее, и структурами Медвежинско-Эджинской зоны прогибов с Персеевской и Александровской зонами поднятий, расположенных севернее. На востоке оба бассейна граничат с Предновоземельской структурной областью, соответствующей территории Адмиралтейско-Приновоземельской НГО.

Самостоятельная Адмиралтейско-Приновоземельская НГО, не входящая в состав Восточно-Баренцевской НГП, по особенностям строения и развития не может быть оценена как перспективная территория. Во всей НГО отсутствует меловой НГК и практически полностью отсутствует юрско-меловой и триасовый НГК, вследствие чего следует предполагать, что осадочный чехол Адмиралтейско-Приновоземельской области при образовании Новой Земли подвергся стрессовым нагрузкам, а при последующем аплифте были уничтожены триасово-юрские отложения. Вероятно, имело место перераспределение залежей и развитие трещиноватости, которые привели к нарушению покрывок и рассеиванию флюидов. По указанным причинам нет оснований выделить ее в качестве артезианского бассейна первого порядка в составе Восточно-Баренцевского мегапрогиба.

Основным очагом нефте-и газогенерации в Восточно-Баренцевском мегапрогибе считаются территории Южно-Баренцевской синеклизы и Штокмановско-Ледового порога с мощным осадочным чехлом, содержащим три основных нефтегазоносных комплекса: меловой, юрско-меловой и триасовый. Уникальное Штокмановское и крупное Ледовое газоконденсатные месторождения, а также крупное газовое месторождение «Лудловское» приурочены к юрско-меловому комплексу, а Мурманское газовое месторождение – к триасовому комплексу.

Гидрогеологические условия Штокмановско-Лунинского артезианского бассейна отвечают высокой степени перспективности сохранения залежей нефти и газа, поскольку высокая мощность осадочного чехла обеспечивает более благоприятные гидродинамические условия образования залежей углеводородов в нижних горизонтах, а порово-пластовый и порово-трещинно-пластовый типы скоплений подземных вод характеризуются преимущественно терригенными отложениями с коллекторами порового типа, что обеспечивает высокие фильтрационно-емкостные свойства.

Территория Северо-Баренцевского бассейна остается слабоизученной, что затрудняет сопоставление с аналогичными по строению структурами Восточно-Баренцевского мегапрогиба – Южно-Баренцевской синеклизой и Штокмановско-Лунинским порогом. Однако на территории Северо-Баренцевской впадины прогнозируется очаг генерации углеводородов, где мощность осадочных пород достигает 17 км [15; 19], что характерно для Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Данные требуют проверки бурением, а сейсмические материалы о строении структур бассейна получены в невысоком качестве по причине возможного наличия в разрезе силлов габбро-долеритов. Именно на территории Северо-Баренцевского бассейна эти магматические тела встречаются почти повсеместно в отличие от других участков Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Наличие магматических тел и отсутствие мелового НГК может быть связано с юрско-меловым трапповым комплексом, ввиду базальтового магматизма на рубеже юры-мела [15; 22].

Наличие крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений на территории Восточно-Баренцевского мегапрогиба с осадочным чехлом мезозойского возраста и плитным строением в очередной раз свидетельствует о закономерном распределении ресурсов нефти и газа именно в бассейнах молодых внутренних плит и складчато-платформенных бассейнах [24].

В результате произведенных исследований в западной части Баренцево-Карской ШГО выделены два субмаринных бассейна: Северо-Баренцевский и Штокмановско-Лунинский.

Эти бассейны отличаются от выделенных Неизвестным Я.В. артезианских бассейнов в составе Баренцево-Карской артезианской области как особенностями геологического строения, так и широким распространением залежей нефти и газа. В ранних работах [13; 20–21] Баренцево-Карская артезианская область рассматривалась как единая структура, без разделения на западную и восточную части. В настоящее время данное разделение представлено преимущественно в схемах по нефтегазогеологическому районированию территории шельфа

России, где Западно-Баренцевская НПП соответствует Свальбардской плите, а Восточно-Баренцевская НПП – Восточно-Баренцевскому мегапрогибу. Также к концу 20-го века в ходе морфоструктурных исследований шельфа восточной части Баренцева моря была составлена схема морфоструктурного районирования с выделением в составе Баренцевской подпровинции ряда областей, которые сегодня приняты в качестве главных структур, составляющих нефтегазоносные области арктических провинций нашей страны [1].

Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article. The authors declare no conflicts of interests.

Список источников

1. Авенариус И. Г., Белозеров С. Н., Львова Л. А., Репкина Т. Ю. Морфоструктурное районирование и некоторые черты новейшей геодинамики шельфа восточной части Баренцева моря // Бюллетень Комиссии по изучению четвертичного периода. М. : Наука, 1999. № 63. С. 5–13.
2. Агарков С. А., Козлов А. В., Федосеев С. В., Тесля А. Б. Основные направления повышения эффективности хозяйственной деятельности в Арктической зоне Российской Федерации // Записки Горного института. 2018. Т. 230. С. 209–216. DOI: <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.2.209>.
3. Баренцевская шельфовая плита / Министерство геологии СССР. Северное производственное объединение по морским геологоразведочным работам «Севморгеология». Всесоюзный научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана «ВНИИОкеангеология». Труды. Под ред. академика И. С. Грамберга. Л. : Недра, 1988. Т. 196. 263 с.
4. Басков Е. А., Неизвестнов Я. В., Суриков С. Н. Гидрогеологические структуры акватории // Основные типы гидрогеологических структур СССР. Л. : ВСЕГЕИ, 1974. С. 86–88.
5. Васильев В. В., Вискунова К. Г., Кийко О. А., Козлов С. А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1000000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист Т-41-44. Мыс Желания. Объяснительная записка. СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. 2013. 200 с.
6. Власенко С. С., Судариков С. М. Гидрогеологические структуры и нефтегазоносность южной части Карского моря / Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. 2020. Вып. 7. С. 38–43. DOI: <https://doi.org/10.24411/2687-1092-2020-10705>.
7. Евдокимов А. Н., Смирнов А. Н., Фокин В. И. Полезные ископаемые арктических островов России // Записки Горного института. 2015. Т. 216. С. 5–12.
8. Егоров А. С., Смирнов О. Е. Структурные и петрофизические характеристики внутриплитных геодинамических обстановок Баренцевоморско-Карского региона и Северной окраины Евразийского континента // Записки Горного института. 2012. Т. 197. С. 50–58.
9. Зайцев И. К. Принципы гидрогеологического районирования и типизация гидрогеологических структур // Основные типы гидрогеологических структур СССР. – Л. : ВСЕГЕИ. 1974. С. 5–9.
10. Зайцев И. К., Толстихин Н. И. Основы структурно-гидрогеологического районирования // Труды ВСЕГЕИ, нов. Сер. 1963. Т. 101. С. 5–35.
11. Кулаков Ю. Н., Зацепин Е. Н., Махотина Г. П., Самойлович Ю. Г. Структура и перспектива нефтегазоносности Карского шельфа. Л. : Фонды НИИГА, 1975.
12. Маргулис Е. А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т.3. № 2. С. 1–15. DOI: http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2008.pdf.
13. Неизвестнов Я. В., Бро Е. Г., Гинсбург Г. Д., Иванова Г. А., Иванов В. Н., Касаткин А. Д., Постнов И. С., Соловьев В. А. Типизация морских артезианских бассейнов Арктики по комплексу гидрогеологических показателей нефтегазоносности. // Ленинград : Северное морское научно-производственное геолого-геофизическое объединение «СЕВМОРГЕО», Научно-исследовательский институт геологии Арктики, 1977. Том I. 258 с.
14. Неизвестнов Я. В. Этапы формирования гидрогеологических условий шельфа // Основные проблемы палеогеографии позднего кайнозоя Арктики. Л. : Недра, 1983. С. 182–185.
15. Пискарев А. Л., Киреев А. А., Савин В. А., Смирнов О. Е. Магматические образования триасового и юрско-мелового возрастов в осадочных толщах Северо-Баренцевского бассейна // Региональная геология и металлогения. 2017. № 69. С. 15–22.
16. Прищепа О. М., Нефедов Ю. В., Григорьев Г. А. Перспективы дальнейшего изучения и освоения углеводородного потенциала арктического шельфа Печоро-Баренцевоморского региона // Научный журнал Российского газового общества. 2019. № 3–4(22–23). С. 5–21.
17. Пчелина Т. М. История мезозойского осадконакопления на Шпицбергене и прилегающем шельфе Баренцева моря // В кн. «Тезисы докладов I Всесоюзной школы «Стратиграфия и литология осадочного чехла Мирового океана». Литология. М. : 1984. Т. 2. С. 153–154.
18. Ронкина З. З., Вишневская Т. Н., Ефремова В. И. Вещественный состав мезозойских отложений о. Колгуев // В кн.: «Геологическое строение Баренцево-Карского шельфа». ПГО «Севморгеология». Л. : 1985. С. 59–73.
19. Ступакова А. В., Большакова М. А., Сулова А. А., Мордасова А. В., Осипов К. О., Ковалевская С. О., Колесникова Т. О., Шевченко Г. А., Мастерков И. А., Цыганкова А. А., Гильмуллина А. А. Нефтегазоматеринские толщи Баренцево-Карского шельфа: область распространения и свойства // Георесурсы. 2021. № 2. Т. 23. С. 6–25. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1>.

20. Толстихин Н. И. О поясах артезианских бассейнов Земли // Докл. ВГО. Ленинград, 1969. Вып. 14. С. 6–9.
21. Толстихин Н. И. Пояс артезианских бассейнов Арктики // Мерзлотно-гидротермические и гидрогеологические исследования на Востоке СССР. Москва : Наука, 1967. С. 17–23.
22. Шипилов Э. В. Позднемезозойский магматизм и кайнозойские тектонические деформации Баренцевоморской континентальной окраины: влияние на распределение углеводородного потенциала // Геотектоника. 2015. № 1. С. 60–85.
23. Шипилов Э. В., Шкарубо С. И. Тектоника Западно-арктической платформы // Разведка и охрана недр. 2007. № 9. С. 32–47.
24. Egorov A. S. Deep Structure and Tectonic Zonation of the Consolidated Crust of Russian Arctic / In Proceedings of the Saint Petersburg 2018. Saint Petersburg, Russia. – 9 April 2018. 2018; Vol. 2018; 1–5.
25. Egorov A. S., Prishepa O. M., Nefedov Yu. V., Kontorovich V. A., Vinokurov I. Yu. Deep structure, Tectonics and Petroleum potential of the Western Sector of the Russian Arctic. Journal of Marine Science and Engineering. 2021, 9(3), 258; 26 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>.
26. Kristoffersen Y., Milliman J. D., Ellis J. P. Unconsolidated sediments and shallow structure of the northern Barents Sea. Oslo : Norsk Polarinstitute Skrifter. 1984, 180; 25–29.

References

1. Avenarius I. G., Belozerov S. N., L'vova L. A., Repkina T. Yu. Morphostructural zoning and some features of the latest geodynamics of the shelf of the eastern part of the Barents Sea. *Byulleten Komissii po izucheniyu chetvertichnogo perioda = Bulletin of the Commission for the Study of the Quaternary period*. Moscow: Nauka Publ., 1999;63:5-13 (In Russ.).
2. Agarkov S. A., Kozlov A. V., Fedoseev S. V., Teslya A. B. The main directions of increasing the efficiency of economic activity in the Arctic zone of the Russian Federation. *Zapiski Gornogo instituta = Notes of the Mining Institute*, 2018; vol. 230:209-216. DOI: <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.2.209> (In Russ.).
3. Barents shelf plate. Ministry of Geology of the USSR. Northern Production Association for Marine Geological exploration «Sevmorgeologiya». *Vsesoyuznyy nauchno-issledovatel'skiy institut geologii i mineralnykh resursov Mirovogo okeana «VNIIOkeangeologiya». Proizvodstvo = All-Union Scientific Research Institute of Geology and Mineral Resources of the World Ocean «VNIIOkeangeologiya». Proceedings*. Vol. 196; Edited by academician I. S. L.: Nedra, 1988:263. (In Russ.).
4. Baskov E. A., Neizvestnov Ya. V., Surikov S. N. Hydrogeological structures of the water area. Basic types of hydrogeological structures of the USSR. Leningrad.: VSEGEI;1974:86-88. (In Russ.).
5. Vasiliev V. V., Viskunova K. G., Kiiko O. A., Kozlov S. A. etc. State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1 : 1000000 (third generation). The North-Kara-Barents Sea series. Sheet T-41-44 – Cape of Desire. *Poyasnitelnaya zapiska = Explanatory note*. St. Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory;2013:200. (In Russ.).
6. Vlasenko S. S., Sudarikov S. M. Hydrogeological structures and oil and gas potential of the southern part of the Kara Sea. Relief and quaternary formations of the Arctic, Subarctic and North-West of Russia. 2020; Iss. 7:38-43. DOI: <https://doi.org/10.24411/2687-1092-2020-10705> (In Russ.).
7. Evdokimov A. N., Smirnov A. N., Fokin V. I. Mineral resources in arctic islands of Russia. *Vestnik Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*. 2015;Vol. 216:5-12. (In Russ.).
8. Egorov A. S., Smirnov O. E. Structural and petrophysical characteristics of intraplate geodynamic settings of the Barents-Kara region and the Northern margin of Eurasian continent. *Vestnik Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*. 2012;Vol. 197:50-58. (In Russ.).
9. Zaitsev I. K. Principles of hydrogeological zoning and typification of hydrogeological structures. Basic types of hydrogeological structures of the USSR. Leningrad.: VSEGEI, 1974:5-9. (In Russ.).
10. Zaitsev I. K., Tolstikhin N. I. Fundamentals of structural and hydrogeological zoning. *Trudy VSYeGYel = Proceedings of VSEGEI*. Nov. ser. 1963;Vol.101:5-35 (In Russ.).
11. Kulakov Yu. N., Zaitsep E. N., Makhotina G. P., Samoilovich Yu. G. Structure and prospects of oil and gas potential of the Kara shelf. Leningad: NIIGA Funds, 1975 (In Russ.).
12. Margulis E. A. Factors of formation of the unique Shtokman-Ludlovsky gas accumulation node in the Barents sea. Oil and gas geology. Theory and practice. 2008;Vol. 3; 2:1-15. DOI: http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2008.pdf. (In Russ.).
13. Neizvestnov Ya. V., Bro E. G., Ginsburg G. D., Ivanova G. A., Ivanov V. N., Kasatkin A. D., Postnov I. S. Soloviev V. A. Typing marine artesian basins of the Arctic hydrogeological indicators of oil and gas. Leningrad: the North sea scientific-production geophysical Union «SEVMORGEO». *Nauchno-issledovatel'skiy institut arkticheskoy geologii = Scientific research Institute of Arctic Geology*. 1977;Vol. 1:258. (In Russ.).
14. Neizvestnov Ya. V. Stages of formation of the hydrogeological conditions of a shelf. The Main problems of late Cenozoic paleogeography of the Arctic. Leningrad.: Nedra, 1983:182-185. (In Russ.).
15. Piskarev A. L., Kireev A. A., Savin V. A., Smirnov O. E. Magmatic formations of Triassic and Jurassic-Cretaceous ages in sedimentary strata of the North Barents basin. *Regional geology and metallogeny*. 2017; 69: 15-22. (In Russ.).
16. Prishepa O. M., Nefedov Yu. V., Grigoriev G. A. Prospects for further study and development of the hydrocarbon potential of the arctic shelf of the Pechora-Barents sea region. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva = Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2019;3-4(22-23):5-21. (In Russ.).
17. Pchelina T. M. History of Mesozoic sedimentation in Svalbard and the adjacent shelf of the Barents Sea. In the book. «Abstracts of reports of the 1st All-Union School «Stratigraphy and lithology of the sedimentary cover of the World Ocean». M.: Lithology. 1984;Vol. 2:153-154. (In Russ.).
18. Ronkina Z. Z., Vishnevskaya T. N., Efremova V. I. Material composition of Mesozoic deposits of the Kolguev Island. In the article.: Geological structure of the Barents-Kara shelf. L.: PGO «Sevmorgeologiya». 1985:59-73. (In Russ.).

19. Stupakova A. V., Bolshakova M. A., Suslova A. A., Mordasova A. V., Osipov K. O., Kovalevskaya S. O., Kolesnikova T. O., Shevchenko G. A., Masterkov I. A., Tsygankova A. A., Gilmullina A. A. Generation potential, distribution area and maturity of the Barents-Kara Sea source rocks. *Georesources*. 2021;Vol.23;2:6-25. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.1> 20. (In Russ.).
20. Tolstikhin N. I. About the belts of artesian basins of the Earth. Leningrad: Dokl. VGO. 1969; iss. 14:6-9. (In Russ.).
21. Tolstikhin N. I. The belt of artesian basins of the Arctic. Permafrost-hydrothermal and hydrogeological studies in the East of the USSR. Moscow: Nauka Publ. 1967;17-23 (In Russ.).
22. Shipilov E. V. Late Mesozoic magmatism and Cenozoic tectonic deformations of the Barents Sea continental margin: influence on the distribution of hydrocarbon potential. *Geotectonics*. 2015;(1):60-85. (In Russ.).
23. Shipilov E. V., Shkarubo S. I. Tectonics of the Western Arctic platform. Prospect and protection of mineral resources. 2007;(9):32-47. (In Russ.).
24. Egorov A. S. Deep Structure and Tectonic Zonation of the Consolidated Crust of Russian Arctic In Proceedings of the Saint Petersburg 2018. Saint Petersburg, Russia. 9 April. 2018; Vol. 2018: 1–5. (In Eng.).
25. Egorov A. S., Prishepa O. M., Nefedov Yu. V., Kontorovich V. A., Vinokurov I. Yu. Deep structure, Tectonics and Petroleum potential of the Western Sector of the Russian Arctic. *Zhurnal morskoy nauki i tekhniki = Journal of Marine Science and Engineering*. 2021;9(3);258:26. DOI: <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>. (In Eng.).
26. Kristoffersen Y., Milliman J. D., Ellis J. P. Unconsolidated sediments and shallow structure of the northern Barents Sea. Oslo: Norsk Polarinstitute Skrifter. 1984;(180):25-29. (In Eng.).

Информация об авторах

С. С. Власенко – геолог второй категории, ассистент;
С. М. Судариков – доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Information about the authors

S. S. Vlasenko – Geologist of the second category, Assistant;
S. M. Sudarikov – Doctor of Science (Geology and Mineralogy), Professor.

Статья поступила в редакцию 15.02.2022; одобрена после рецензирования 17.02.2022; принята к публикации 20.02.2022.

The article was submitted 15.02.2022; approved after reviewing 17.02.2022; accepted for publication 20.02.2022.