



Физические свойства палеозойско-мезозойских отложений из скважин Южно-Баренцевской впадины

В.Л.Ильченко¹✉, И.В.Чикирев²

¹ Геологический институт КНЦ РАН, Апатиты, Россия

² Филиал Мурманского арктического университета в г. Апатиты, Апатиты, Россия

Как цитировать эту статью: Ильченко В.Л., Чикирев И.В. Физические свойства палеозойско-мезозойских отложений из скважин Южно-Баренцевской впадины // Записки Горного института. 2026. Т. 277. С. 13-25. EDN OFWYOZ

Аннотация

Зона арктического шельфа является важным объектом исследования в связи с ее значительным углеводородным потенциалом. Для образцов керн из шести скважин Южно-Баренцевской впадины: Адмиралтейской-1, Крестовой-1, Лудловской-1, Штокманской-1, Арктической-1, Северо-Кильдинской-82 – проведено изучение физических свойств пород (плотность, упругость, индекс упругой анизотропии, удельное акустическое сопротивление и пористость). Коллекцию образцов представляют песчаники, алевролиты и известняки. Анализ керн показал, что породы непродуктивных скважин (Арктическая-1, Адмиралтейская-1, Крестовая-1), расположенных в средней части Южно-Баренцевской впадины и в пределах Адмиралтейского поднятия, по физическим и петрографическим свойствам отличаются от пород газовых и газоконденсатных скважин (Штокманская-1, Северо-Кильдинская-82 и Лудловская-1) вблизи границ Южно-Баренцевской впадины. Образцы керн продуктивных скважин (Штокманская-1, Северо-Кильдинская-82, Лудловская-1) имеют более низкие значения средней скорости продольных волн, удельного акустического сопротивления и более высокую открытую пористость и (или) индекс упругой анизотропии, чем непродуктивные скважины (Арктическая-1, Адмиралтейская-1, Крестовая-1). Такое сочетание петрофизических параметров обеспечивает коллекторские свойства перспективных на углеводороды пород. Петрографическое изменение коллекторских свойств изученных пород от продуктивных к непродуктивным скважинам связано с уменьшением гранулометрического состава и с переходом от порового цемента к пленочному и базальному. Песчаники Штокманской скважины имеют крупный размер зерен (0,1-0,5 мм), песчаники скважин Арктическая-1 и Крестовая-1 более мелкозернистые (0,1-0,2 мм). В скважине Штокманская-1 отмечается поровый цемент, в Арктической-1 – пленочный, в Крестовой-1 – базального типа. Установленные физические свойства осадочных пород, подходящие для развития продуктивных толщ, позволят уже на предварительной стадии анализа геофизических материалов проводить отбраковку пустых площадей при поиске геолого-тектонических структур, перспективных на залежи углеводородов.

Ключевые слова

шельф Баренцева моря; углеводороды; скважины; керн; литология; физические свойства пород

Финансирование

Работа выполнена в рамках темы НИР ГИ КНЦ РАН № FMEZ-2024-0006.

Поступила: 24.10.2024

Принята: 02.07.2025

Онлайн: 14.11.2025

Опубликована: 27.02.2026

Введение

Значение углеводородных ресурсов в настоящее время сложно переоценить. На территории Российской Федерации сосредоточена примерно третья часть мировых запасов природного газа. По запасам нефти Россия уступает лишь пяти государствам, и этого достаточно, чтобы развивать эту отрасль производства. По некоторым оценкам на шельфах окраинных морей Восточной Арктики с глубинами, не превышающими 500 м, может находиться до 30 % мировых запасов газа и 13 % нефти [1]. Поиски, разведка и освоение этих залежей в арктических районах связаны с решением сложных технико-технологических задач [2, 3]. Сокращение ресурсной базы углеводородного сырья в современных условиях требует создания новых эффективных экологически чистых



технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, прежде всего с низкопроницаемыми коллекторами [4, 5].

Важнейшим достижением стало открытие глобального Арктического пояса нефтегазоносности. На шельфах Баренцева, Печорского и Карского морей геологоразведочными работами закартированы многочисленные локальные объекты, выявлено 22 месторождения углеводородов [6]. В Баренцевом море открыты месторождения нефти, газа и газоконденсата. Месторождения нефти (Варандей-море, Приразломное и др.) обнаружены в юго-восточной части (Печорское море), непосредственно прилегающей к Тимано-Печорской впадине. В Южно-Баренцевском бассейне открыты пять месторождений – Штокманское, Ледовое (газоконденсат), Северо-Кильдинское, Мурманское и Лудловское (газ) [7]. В границах Баренцева моря найдены месторождения угля (Тимано-Печорская впадина, архипелаг Шпицберген), на Земле Франца-Иосифа – угленосные толщи [8] и месторождения редкоземельных элементов [9]. Накоплен буровой и геофизический материал по обширной площади, что дает возможность комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных региональных работ и реинтерпретации архивных материалов сейсморазведки с оконтуриванием и выделением перспективных зон нефтегазонакопления и объектов для проведения дальнейших геологоразведочных работ на участках с неоднозначным прогнозом и отсутствием промышленной нефтегазоносности [10].

Южно-Баренцевская и Северо-Баренцевская впадины – уникальные области прогибов земной коры с геологическими признаками, благоприятными для формирования крупных скоплений нефти и газа: огромная мощность осадочного чехла, рифтогенные геодинамические условия, большой набор пород, которые могут быть как флюидоупорами, так и коллекторами [11]. Южно-Баренцевские газоконденсатные и газовые месторождения непосредственно связаны с триасовыми и юрскими отложениями и тяготеют к периферийным и пограничным зонам бассейна [12].

Фундаментальное изучение физических свойств горных пород (керн) из отложений шельфа и геотермические исследования морских илов Баренцево-Карского региона ведутся в Геологическом институте КНЦ РАН в течение многих лет [13-15]. При современных технологиях бурения и добычи нефти и газа не всегда проводится изучение керна скважин [7], тем не менее именно это позволяет получить информацию о коллекторских свойствах пород, что важно для определения перспективных структур и нефтегазовых объектов. Керновый материал используется в экспериментальных и теоретических исследованиях возможности применения метода направленной разгрузки пласта на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами [3], эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов [16], влияния горного давления на проницаемость песчаников и иных углеводородных коллекторов [17, 18], оценки коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор углеводородных коллекторов [19]. Цифровые модели также базируются на большом количестве параметров, получаемых в ходе литолого-петрографических исследований шлифов и керна скважин [20].

Важным аспектом изучения керна скважин являются исследования изменения физических свойств горных пород в процессе подъема образцов с больших глубин [21] и конкретно изменения механических свойств, пористости и трещиноватости пород-коллекторов в процессе подъема керна с глубин на поверхность [22, 23]. Использование новых данных о механических свойствах извлекаемых образцов пород позволяет повысить точность цифровых геологических моделей, необходимых при выполнении геолого-разведочных работ, определении коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности месторождения и разработке залежей нефти и газа.

В работе приводятся петрографическая характеристика и результаты изучения физических свойств керна (плотность, упругость, индекс упругой анизотропии, удельное акустическое сопротивление и пористость) из скважин Южно-Баренцевской впадины: Адмиралтейская-1, Крестовая-1, Лудловская-1, Штокманская-1, Арктическая-1, Северо-Кильдинская-82 (рис.1). Породы представлены палеозойско-мезозойскими отложениями интервала нижняя пермь – нижний мел.

Значение показателя открытой пористости служит основным критерием коллекторских свойств осадочных пород. Рассматриваются сочетания физических параметров, характерные для пород-коллекторов. Информация о физических свойствах осадочных пород из шельфовых

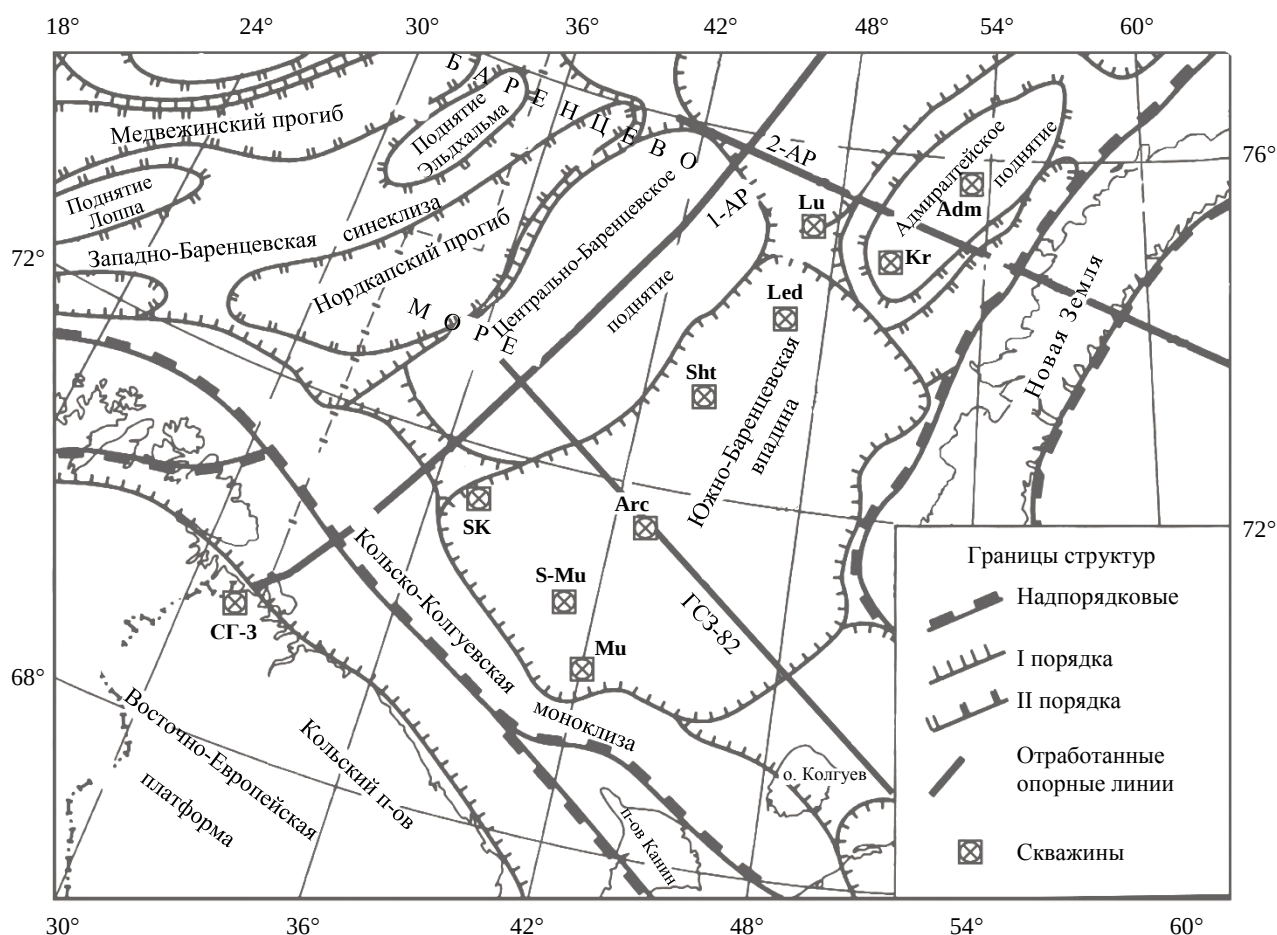


Рис.1. Геологическая карта-схема строения южной части Баренцева моря [24] с положением скважин: SG-3 – Кольская сверхглубокая; SK – Северо-Кильдинская-82; S-Mu – Северо-Мурманская; Mu – Мурманская-24; Arc – Арктическая-1; Led – Ледовая-1; Kr – Крестовая-1; Sht – Штокманская-1; Lu – Лудловская-1; Adm – Адмиралтейская-1. Опорные сейсмологические профили: GC3-82, 1-AP, 2-AP

отложений Южно-Баренцевской впадины (как и морских скважин в принципе) публикуется нечасто, и этот материал может быть полезен литологам, геологам-нефтяникам, морским геологам и инженерам.

Методы

Образцы керна (42 шт.) изучались в петрографических шлифах с помощью поляризационных микроскопов ПОЛАМ РП-1 (ОАО «ЛОМО») и Amplival (Carl Zeiss Jena). При определении наименований песчаников и их гранулометрического состава использовались методики В.Н.Шванова и В.Т.Фролова [25], в частности диаграмма песчаных пород В.Н.Шванова, которая учитывает соотношение различных обломочных компонентов (кварца, полевых шпатов, обломков пород) в песчаниках. Размер зерен определялся с помощью окуляра с линейкой поляризационного микроскопа.

Материал для петрофизических исследований был подготовлен следующим образом: из керна были выпилены образцы в форме куба (длина ребра 25-30 мм, маркировка граней (направлений прозвучивания) – x, y, z, нормаль к грани z совпадает с осью керна, направления x и y – произвольно, взаимно ортогонально). Упругие свойства (скорости распространения ультразвуковых продольных волн V_x , V_y , V_z) измеряли в трех направлениях в сухих образцах с использованием серийного ультразвукового прибора ГСП УК-10ПМС. Инструментальная погрешность временного интервала составляла $\pm 0,5\%$, продолжительность одного измерения – 0,5 мин, рабочая частота – 45-60 кГц. Для обеспечения переноса волны от сенсора к поверхности образца использовался концентрированный раствор полисахаридов. Число измерений в каждом из трех направлений кубического образца составляло от 5 до 10.



Затем показатель (индекс или девиатор) упругой анизотропии вычислялся по формуле

$$A = \frac{1}{V_m} \sqrt{(V_x - V_m)^2 + (V_y - V_m)^2 + (V_z - V_m)^2} \cdot 100 \%,$$

где V_m – средняя скорость распространения продольных волн, $V_m = (V_x + V_y + V_z)/3$.

Анизотропия упругих свойств горной породы обусловлена геометрией ее системы трещиноватости и, как и анизотропия проницаемости породы, является одним из основных петрофизических показателей, важных для пород-коллекторов.

Плотность ρ определяли гидростатическим взвешиванием образцов (метод Архимеда) в воздушно-сухом и погруженном в воду состояниях по формуле $\rho = \rho_{\text{в}} m_{\text{сух}} / (m_{\text{сух}} - m_{\text{вод}})$, где $\rho_{\text{в}} = 1 \text{ г/см}^3$ – плотность воды; $m_{\text{сух}}$ – вес сухого образца в воздухе; $m_{\text{вод}}$ – вес образца, погруженного в воду.

Удельное акустическое сопротивление определялось по формуле $R = \rho V_m$. Вариации параметра R указывают на чередование в разрезе породных слоев с различными физическими свойствами¹.

Для каждого образца коллекции был определен коэффициент открытой пористости путем пропитывания керосином изначально сухих образцов керна. Коэффициент пористости получен по формуле $C_p = (V_{\text{пор}}/V_{\text{sample}}) \cdot 100 \%$, где $V_{\text{пор}}$ – объем пор, см^3 ; V_{sample} – объем образца, см^3 . Пористость является одним из основных факторов, который контролирует качество коллектора [26, 27].

Результаты

Результаты измерений и расчетов представлены в таблице. Все образцы описаны макроскопически и в шлифах (рис.2). На рис.3 показаны результаты измерений керна для скважин Штокманская-1, Арктическая-1 и Крестовая-1, более представительных по числу образцов.

Описание керна в шлифах. Коллекцию изученного керна представляют осадочные горные породы – песчаники, алевролиты и известняки, часто с прослоями углистого вещества. В породах повсеместно преобладают зерна кварца – бесцветные, с низким рельефом, интерференцией серых цветов и типичным волнистым погасанием. Широко распространены обломки микроклина, распознаваемые по микроклиновой решетке, и кислые плагиоклазы – бесцветные, с низким рельефом, серыми цветами интерференции и полисинтетическими двойниками с тонкой двойниковой полоской. Повсюду встречается слюда, как правило, в форме отдельных бесцветных лейстов, с характерным низким рельефом, яркими цветами интерференции и искристым погасанием. Часто встречаются отдельные зерна циркона, для которого характерны высокий рельеф и яркие цвета интерференции с зональной окраской. По отдельным зернам полевых шпатов обычно развиваются серицит, который образует мелкие лейсты желтого цвета, и редко – хлорит с типичной интерференцией грязно-серых цветов.

Многие образцы (песчаники, алевролиты и др.) в шлифах очень схожи между собой, незначительно различаются в процентном содержании и размере обломков отдельных минералов. Краткое описание составов образцов приведено в таблице. Изменения минералов в шлифах показывают, что для большинства изученных осадков характерны признаки, типичные для фаз позднего катагенеза (мезокатагенез) или раннего метакатагенеза (апокатагенез).

Физические свойства керна скважин. Скважина Штокманская-1. Плотность пород ρ незначительно меняется по разрезу от 2,26 до 2,6 г/см^3 и имеет тенденцию к постепенному увеличению с глубиной (см. таблицу, рис.3, а). Средняя скорость продольных волн V_m не зависит от плотности, но также слегка варьируется и постепенно увеличивается с глубиной. Плотность напрямую влияет на удельное акустическое сопротивление, которое значительно меняется по разрезу и повторяет изменения V_m .

¹ Гликман А.Г. Физика и практика спектральной сейсморазведки. 2002. URL: <http://newgeophys.spb.ru/ru/book2/> (дата обращения 24.10.2024)



Физические свойства образцов керна

Образец	Глубина, м; возраст	Порода, состав	Скорости продольных волн V_x ; V_y ; V_z км/с	Средняя скорость V_m , км/с	Плотность ρ , г/см ³	Удельное акустическое сопротивление R , г/см ² ·с	Индекс упругой анизотропии A , %	Открытая пори- стость, C_p , %
Скважина Штокманская-1								
1Sht	1437; K ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонкослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,92; 2,80; 1,14	2,29	2,31	5,29	61,44	10,8
2Sht	1557; K ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм); цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,25; 2,78; 1,17	2,07	2,31	4,78	56,06	10,5
3Sht	1705; K ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонко-горизонтально слоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,12; 2,92; 1,40	2,48	2,50	6,20	53,64	6,1
4Sht	1810; K ₁	Известняк массивный	2,20; 3,30; 0,93	2,14	2,51	5,37	78,38	4,4
5Sht	1900; J ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонкослоистый с открытыми трещинами; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,64; 3,52; 1,77	2,64	2,51	6,63	46,87	5,2
6Sht	2066; J ₂	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонкослоистый, биотурбитовая текстура; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,98; 3,01; 1,88	2,62	2,29	6,00	34,76	13,1
7Sht	2177; J ₂	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм), биотурбитовая текстура; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,03; 3,07; 2,33	3,02	2,36	7,13	22,91	11,8
8Sht	2246; J ₂	Песчаник кварцевый среднезернистый (0,1-1,2 мм, преобладает 0,4-0,5 мм); цемент пленочный, хлорит-серицитового состава; локально кварцевый регенерационный	1,79; 1,95; 1,73	1,72	2,26	3,89	8,84	13,2
9Sht	2303; J ₂	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) косослоистый, биотурбитовая текстура; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,01; 2,18; 1,72	2,30	2,50	5,75	40,20	6,1
10Sht	2452; J ₁	Известняк тонкослоистый	3,56; 3,50; 1,33	2,80	2,57	7,19	64,17	2,8
11Sht	2710; J ₁	Песчаник кварцевый среднезернистый (0,1-1,2 мм, преобладает 0,4-0,5 мм) массивный; цемент пленочный, хлорит-серицитового состава, локально кварцевый регенерационный цемент	2,55; 2,46; 2,38	2,46	2,28	5,61	4,89	11,4



Продолжение табл.

Образец	Глубина, м; возраст	Порода, состав	Скорости продольных волн V_x ; V_y ; V_z км/с	Средняя скорость V_m , км/с	Плотность ρ , г/см ³	Удельное акустическое сопротивление R , г/см ² ·с	Индекс упругой анизотропии A , %	Открытая пори- стость, C_p , %
12Sht	2806; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм); цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,05; 3,32; 1,79	2,72	2,39	6,50	42,93	9,7
13Sht	2907; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм); цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,94; 2,22; 1,53	2,23	2,33	5,20	53,82	11,5
14Sht	3007; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) горизонтально слоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,89; 4,06; 2,14	3,36	2,59	8,70	44,73	1,4
15Sht	3020; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) косослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,53; 3,28; 1,61	2,47	2,57	6,35	47,89	3,5
16Sht	3057; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонкослоистый, биотурбит; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,61; 3,79; 1,83	2,74	2,64	7,23	50,93	3,5
17Sht	3073; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонкослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,72; 3,82; 2,86	3,47	2,49	8,64	21,51	7,5
18Sht	3103; T ₃	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) слюдястый, косослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,79; 3,66; 2,26	2,90	2,60	7,54	34,48	2,6
Средние значения				2,43	2,43	5,9	42,69	7,5
Скважина Арктическая-1								
1Arc	2040; K ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм); цемент типа выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,73; 3,52; 2,20	3,15	2,56	8,06	37,24	5,4
2Arc	2616; J ₂	Алевроглинистая порода тонкослоистая с обломками раковин	3,32; 3,26; 2,30	2,96	2,09	6,19	27,34	0,0
3Arc	2872; J ₂	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) косослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,45; 3,48; 2,28	3,07	2,53	7,77	31,52	3,3
4Arc	3323; J ₁	Песчаник аркозовый мелко-среднезернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,2-0,3 мм) массивный; цемент пленочный хлорит-серицитовый, локально регенерационный кварцевый	3,51; 3,61; 2,69	3,27	2,45	8,01	21,83	6,1



Продолжение табл.

Образец	Глубина, м; возраст	Порода, состав	Скорости продольных волн V_x ; V_y ; V_z км/с	Средняя скорость V_m , км/с	Плотность ρ , г/см ³	Удельное акустическое сопротивление R , г/см ² ·с	Индекс упругой анизотропии A , %	Открытая пори- стость, C_p , %
5Arc	3625; T ₃	Песчаник аркозовый среднезернистый (0,1-0,8 мм, преобладает 0,4-0,5 мм) массивный; цемент пленочный хлорит-серицитовый, локально регенерационный кварцевый	2,87; 2,93; 1,83	2,54	2,41	6,12	34,44	7,3
6Arc	4040; T ₃	Известняк, размер зерен $\leq 0,1-0,15$ мм, тонкослоистый	3,80; 3,87; 2,49	3,39	2,60	8,81	32,43	1,3
Средние значения				3,06	2,44	7,47	30,75	3,9
Скважина Крестовая-1								
1Kr	2417; T ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,2 мм) тонко-горизонтально-слоистый; цемент карбонатный, базального типа	3,93; 4,18; 2,22	3,4	2,68	9,22	43,86	0,6
2Kr	3099; T ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,2 мм); цемент карбонатный, базального типа	4,25; 3,24; 3,47	3,65	2,70	9,85	20,40	0,4
3Kr	3402; T ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм); цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	4,48; 4,64; 2,91	4,01	2,69	10,79	33,71	0,1
4Kr	3616; T ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,2 мм) тонкослоистый; цемент карбонатный, базального типа	2,98; 4,51; 1,67	3,05	2,74	8,36	65,91	0,5
5Kr	3817; T ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,2 мм) тонкослоистый; цемент карбонатный, базального типа	4,40; 4,10 2,19	3,56	2,74	9,75	47,62	0,7
6Kr	3806; T ₁	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,2 мм) тонкослоистый; цемент карбонатный, базального типа	2,94; 3,21; 2,50	2,88	2,72	7,83	17,60	0,4
7Kr	3910; P ₂	Алевроглинистая порода, тонко-слоистая	3,07; 4,31; 1,77	3,05	2,70	8,23	58,89	0,5
Средние значения				3,38	2,71	9,16	41,14	0,4
Скважина Адмиралтейская-1								
1Adm	1845; P ₂	Известняк массивный углистый	4,16; 3,23; 3,97	3,79	2,70	10,23	18,33	1,2
2Adm	2047; P ₂	Известняк тонкослоистый	3,11; 4,67; 2,34	3,37	2,65	8,93	49,82	7,0
3Adm	2330; P ₁₋₂	Известняк массивный	4,60; 4,40; 3,49	4,16	2,73	11,36	20,11	0,7
4Adm	2640; P ₁	Известняк массивный	4,38; 3,92; 1,56	3,31	2,72	9,00	65,19	1,1
Средние значения				3,66	2,7	9,88	38,36	2,5
Скважина Лудловская-1								
1Lu	1717; J ₂	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) тонко-косослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,91; 3,31; 2,16	3,13	2,57	8,04	40,18	4,1



Окончание табл.

Образец	Глубина, м; возраст	Порода, состав	Скорости продольных волн V_x ; V_y ; V_z км/с	Средняя скорость V_m , км/с	Плотность ρ , г/см ³	Удельное акустическое сопротивление R , г/см ² ·с	Индекс упругой анизотропии A , %	Открытая пори- стость, C_p , %
2Lu	2218; J_1	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм); цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,44; 3,72; 1,36	2,84	2,56	7,27	64,20	4,2
3Lu	2881; T_3	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) косослоистый; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,74; 3,52; 2,13	3,13	2,57	8,04	39,44	1,5
Средние значения				3,03	2,57	7,79	47,94	3,3
Скважина Северо-Кильдинская-82								
1SK	3413; T_1	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) массивный; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	3,61; 3,45; 2,01	3,02	2,67	8,04	41,27	1,6
2SK	3774; T_1	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) массивный; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,74; 2,82; 1,47	2,34	2,50	5,85	45,77	5,9
3SK	3875; T_1	Песчаник аркозовый мелкозернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,15 мм) массивный; цемент выполнения пор хлорит-серицитового состава, локально железистый	2,87; 2,27; 1,82	2,32	2,47	5,73	32,11	5,3
4SK	4007; T_1	Песчаник аркозовый мелко-средне-зернистый (0,1-0,5 мм, преобладает 0,2-0,3 мм) массивный; цемент пленочный, хлорит-серицитового состава, локально регенерационный кварцевый	4,19; 4,29; 3,13	3,87	2,54	9,83	23,49	5,8
Средние значения				2,89	2,54	7,34	35,66	4,6

Показатель упругой анизотропии A уменьшается вниз по разрезу, существенно варьируется и не всегда согласуется с предыдущими параметрами по знаку изменения. Пористость C_p наиболее сильно меняется от 1,4 до 13,2 % и в большинстве случаев обратно пропорциональна упругим параметрам (V_m , R , A). Продуктивный интервал этого месторождения с уникальными запасами газоконденсата расположен в интервале глубин 1813-2479 м [28]. Согласно исследованию [12], скважина Штокманская-1 вскрывает два интервала газоконденсата, на глубинах ~1850-1900 и ~2100-2200 м. Вероятно, ко второму интервалу относятся образцы 6Sht-8Sht с самыми высокими значениями $C_p = 11,5-13,2$ %, хотя высокая пористость отмечается и для образцов 1Sht, 2Sht и 11Sht-13Sht (см. таблицу, рис.3).

Скважина Арктическая-1. Плотность пород, как и в Штокманской скважине, слабо меняется с глубиной от 2,4 до 2,6 г/см³ с уменьшением до 2,09 г/см³ на глубине 2616 м (образец 2Arc, см. таблицу, рис.3, б). Средняя скорость продольных волн V_m и удельное акустическое сопротивление R синхронно меняются по разрезу, не увеличиваясь с глубиной. Индекс упругой анизотропии A меняется синхронно с R для верхних образцов (1Arc-3Arc), и находится в противофазе с R для нижних (4Arc-6Arc). Коэффициент пористости C_p существенно меняется от 0 до 7,1 %, увеличиваясь в трех нижних образцах. Данные о продуктивности этой скважины и Арктической площади в целом в открытой печати отсутствуют.

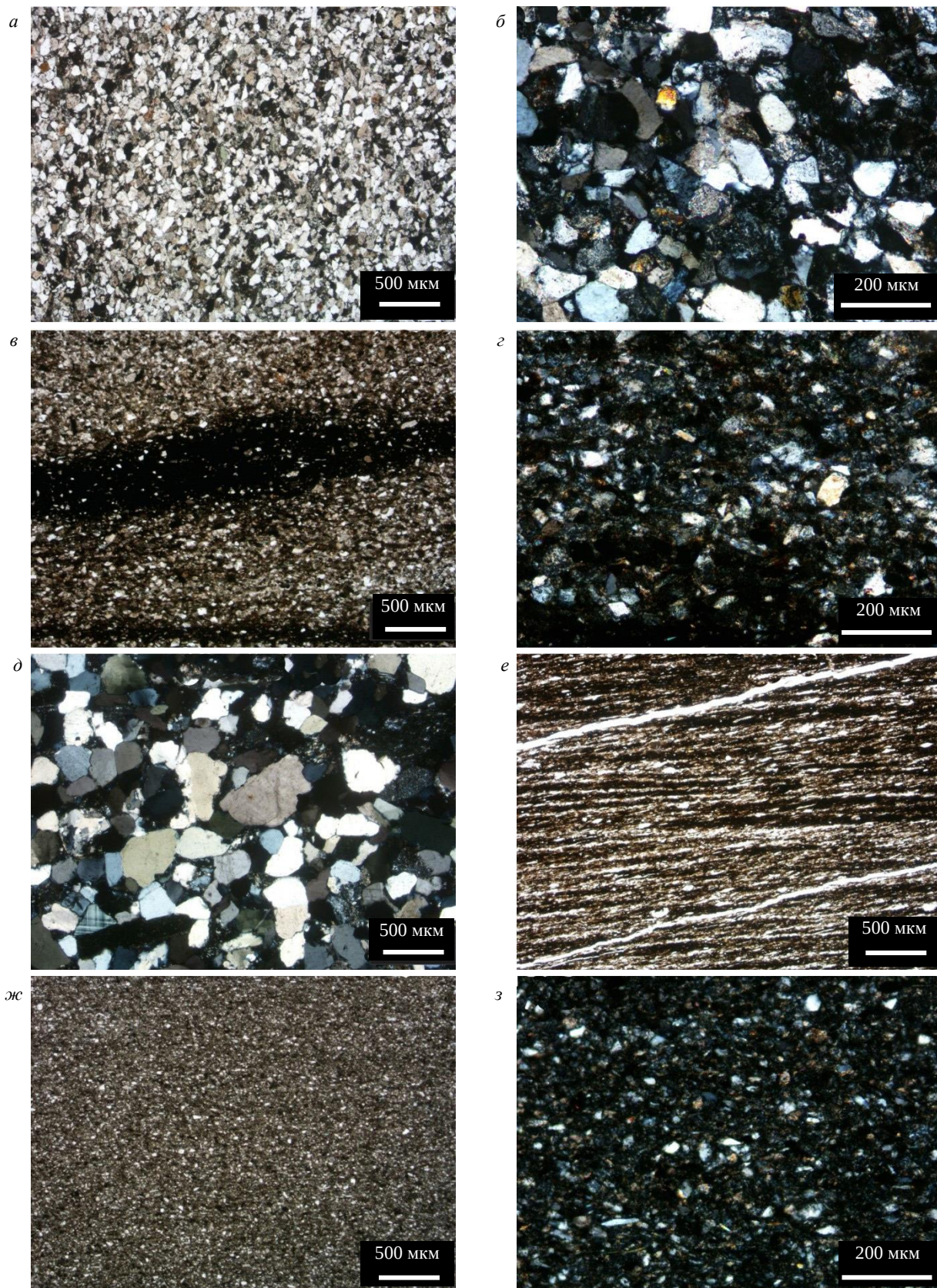


Рис.2. Фотографии шлифов некоторых образцов пород: *а, б* – 4SK (песчаник аркозовый мелко-среднезернистый); *в, з* – 3Kг (песчаник аркозовый мелкозернистый плохосортированный); *д* – 8Sht (песчаник кварцевый среднезернистый); *е* – 2Arc (алевроглинистая порода с четкой слоистостью); *ж, з* – 7Kг (алевроглинистая порода)

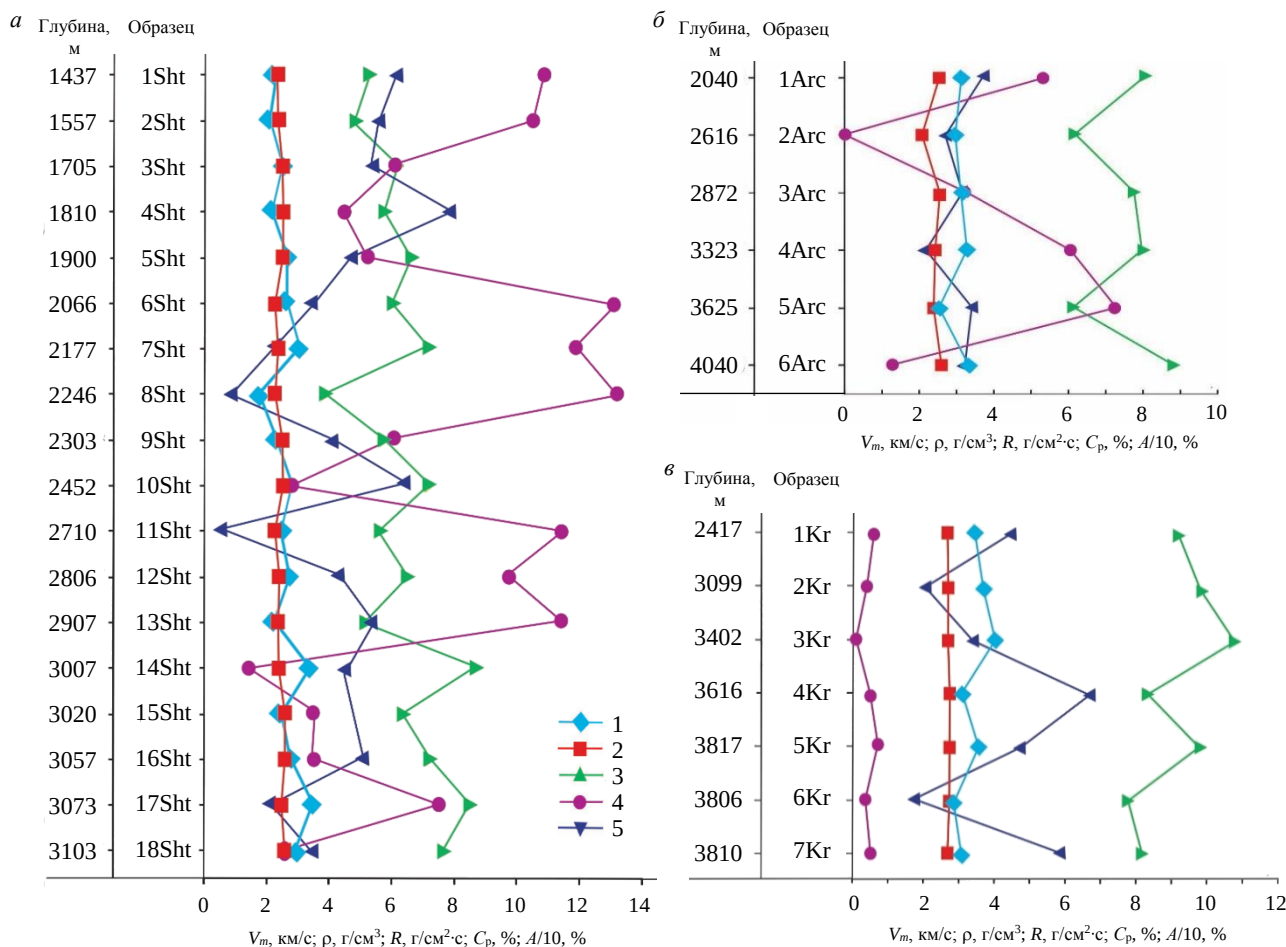


Рис.3. Вариации физических свойств керна по разрезу: а – скважина Штокманская-1; б – скважина Арктическая-1; в – скважина Крестовая-1

1 – средняя скорость V_m , км/с; 2 – плотность ρ , г/см³; 3 – удельное акустическое сопротивление R , г/см²·с; 4 – коэффициент пористости C_p , %; 5 – индекс упругой анизотропии $A/10$, %

Скважина Крестовая-1. Плотность образцов находится в узких пределах (2,68-2,74 г/см³) в связи с однородностью пород (см. таблицу). Средняя скорость продольных волн V_m и удельное акустическое сопротивление R постепенно уменьшаются с глубиной. Существенно меняется показатель упругой анизотропии A , который находится в противофазе с R для верхних образцов (1Кр-5Кр), и меняется синхронно с R для нижних образцов (6Кр и 7Кр). Коэффициент пористости C_p низкий (0,1-0,7 %) во всех образцах, что вызывает сомнения в возможном наличии здесь залежей углеводородов.

Обсуждение результатов

Физические свойства керна Кольской сверхглубокой (СГ-3) и ряда других скважин, пройденных в древнейших метаморфических породах, а также измерения керна меловых отложений Ленинградской площади (шельф Карского моря) [15] показали, что упругая анизотропия пород как физическое свойство, связанное с составом, структурой и трещинно-поровой системой породы, отражает тектонику объекта (породного массива) и обусловлена в основном геодинамическими процессами [15, 29]. Последними исследованиями [30] получена новая информация о геологическом строении северной части Карского шельфа у архипелага Северная Земля. Физические свойства горных пород не только дают необходимую информацию об их коллекторских свойствах, но и свидетельствуют о перспективах шельфовых отложений на углеводороды. Формирование такого свойства осадочного бассейна, как углеводородный потенциал, определяет в итоге становление динамической системы самого бассейна [12, 31].



На рис.4 показаны средние значения физических свойств для каждой изученной скважины (см. таблицу), которые представляют собой характеристические точки вдоль ориентированного с юго-запада на северо-восток условного профиля.

Несмотря на небольшое количество изученных образцов, по средним значениям физических свойств, рассчитанных для всех скважин (см. таблицу, рис.3), и с использованием дополнительной информации можно сделать некоторые выводы. По данным исследований [8, 28], продуктивными являются три площади – Северо-Кильдинская-1 (газовая), Штокманская-1 (газоконденсатная) и Лудловская-1 (газовая). По геологическому положению продуктивные скважины расположены на границах впадин, а непродуктивные – в центре Южно-Баренцевской впадины (Арктическая-1) и в пределах Адмиралтейского поднятия (Крестовая-1 и Адмиралтейская-1) (см. рис.1).

Физические свойства образцов керна Северо-Кильдинской, Штокманской и Лудловской газовых скважин (рис.4) близки по относительно низким значениям V_m и R и более высоким значениям C_p и A . Все эти параметры зависят от наличия пор и трещин. Развитие трещинно-поровой системы приводит к увеличению коэффициентов открытой пористости и (или) упругой анизотропии и одновременно – к снижению средней скорости продольных волн и уменьшению удельного акустического сопротивления. Наиболее высокие значения открытой пористости отмечены в скважине Штокманская-1, которая не имеет равных по коллекторским свойствам. В скважине Лудловская-1 при низком значении открытой пористости повышается значение индекса упругой анизотропии, что может быть связано с наличием систем трещин. Роль трещиноватости в фильтрации флюидов особенно возрастает в плотных низкопоровых разностях пород с малой межзерновой проницаемостью [32]. Такие породы могут образовывать трещинно-поровые, порово-трещинные, а в отдельных случаях и чисто трещинные коллекторы, где фильтрация флюидов осуществляется преимущественно по трещинам. Коллекторские свойства малопродуктивных скважин (Арктическая-1, Крестовая-1, Адмиралтейская-1) уступают по этому признаку газовым скважинам (Лудловская, Северо-Кильдинская-82, рис.4), что выражено в низкой величине открытой пористости и индекса упругой анизотропии, но в повышенных параметрах R и V_m .

Таким образом, физические свойства изученных образцов керна заметно отличаются в продуктивных и непродуктивных скважинах.

Если рассмотреть петрографические свойства пород на примере скважин Штокманская-1 (продуктивная), Арктическая-1 и Крестовая-1 (непродуктивные), то при одинаковом типе пород (аркозовые песчаники) наблюдается разница как в гранулометрическом составе, так и в способе цементации пород. Песчаники Штокманской скважины отличаются более крупным размером зерен (0,1-0,5 мм), песчаники из скважин Арктическая-1 и Крестовая-1 мелкозернистые (0,1-0,2 мм). В скважинах Штокманская-1 отмечается поровый цемент, Арктическая-1 – пленочный цемент, Крестовая-1 – цемент базального типа. При переходе от порового цемента к пленочному и базальному коллекторские свойства песчаников уменьшаются [33]. В Штокманской скважине на фоне песчаников в разрезе выделяются два образца известняка (4Sht и 10Sht), которые отличаются наиболее низкой пористостью, но высокой анизотропией, что может говорить о наличии в них внутренних трещин. Такие же тонкослоистые или массивные известняки с очень низкой пористостью и низкой анизотропией найдены в скважине Арктическая-1 (2Arc и 6Arc, см. таблицу, рис.3). Возможно, отсутствие пор в известняках обусловлено малым размером зерен $\leq 0,1-0,15$ мм, так как понижение коллекторских свойств терригенных (обломочных) пород может быть прямо связано с уменьшением размерности их гранулометрического состава.

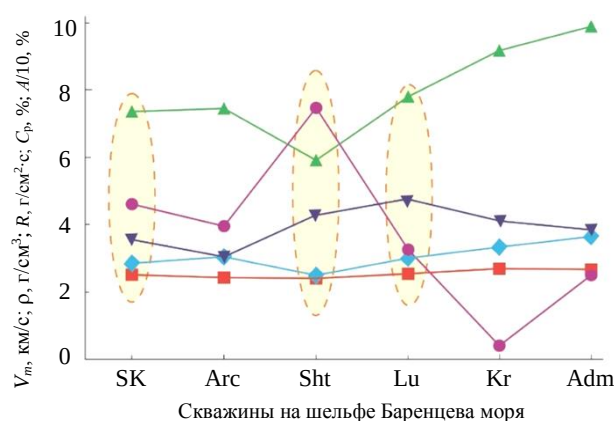


Рис.4. Средние значения физических свойств керна скважин (с юго-запада на северо-восток). Продуктивные скважины выделены эллипсами. Условные обозначения см. на рис.3



По данным, представленным в статье, можно утверждать, что месторождения углеводородов в недрах Южно-Баренцевского бассейна следует искать на относительно небольшом расстоянии от его тектонических границ. Считается, что при формировании газа в Южно-Баренцевской термической камере эти огромные объемы газа перетекали в относительно возвышенные области, такие как Штокмано-Лудловская площадь [11]. С другой точки зрения флюиды отжимались к бортам прогиба за счет мощного литостатического давления, мигрировали из областей избыточного давления в краевые зоны разуплотнения [12]. В любом случае открытые в Южно-Баренцевом бассейне газоконденсатные и газовые месторождения Мурманское, Северо-Кильдинское, Штокманское, Ледовое, Лудловское тяготеют к периферийным зонам [8].

Полученные результаты могут быть полезны при изучении перспективных на углеводороды геолого-тектонических структур. Петрофизические методы можно применять для своевременной отбраковки потенциально пустых участков на предварительном этапе анализа геофизических (сейсмологических) материалов. Также литологические и петрофизические данные по образцам керна скважин глубокого бурения на нефтегазовых объектах могут быть использованы в методах математического моделирования при построении цифровых моделей керна [34, 35], которые применяются при исследованиях сложных с точки зрения проведения экспериментов пород-коллекторов или при оценке запасов нефти и газа [20].

Заключение

На основе анализа керна по пяти разным физическим свойствам (плотность, упругость, индекс упругой анизотропии, удельное акустическое сопротивление и пористость) и петрографическим особенностям из шести скважин Южно-Баренцевской впадины можно сделать следующие выводы.

Породы непродуктивных скважин Арктическая-1, Адмиралтейская-1 и Крестовая-1, расположенных в средней части Южно-Баренцевской впадины и в пределах Адмиралтейского поднятия, по физическим свойствам отличаются от пород газовых и газоконденсатных скважин Штокманская-1, Северо-Кильдинская-82 и Лудловская-1, расположенных вблизи границ Южно-Баренцевской впадины. Образцы керна продуктивных скважин имеют более низкие значения V_m и R и более высокие значения C_p и (или) A , чем непродуктивные скважины. Именно такое сочетание петрофизических параметров обеспечивает коллекторские свойства перспективных на углеводороды пород. Петрографическое изменение коллекторских свойств изученных пород в продуктивных и непродуктивных скважинах отражается в уменьшении гранулометрического состава пород и в переходе от порового к пленочному и базальному цементу.

При поиске перспективных на углеводороды геолого-тектонических структур можно использовать петрофизические методы, чтобы своевременно отбраковывать потенциально пустые участки на предварительном этапе анализа геофизических (сейсмологических) материалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тектоностратиграфический атлас Восточной Арктики / Отв. ред. О.В.Петров, М.Смеллор. СПб: ВСЕГЕИ, 2020. 152 с.
2. Гусев Е.А. Итоги и перспективы геологического картирования арктического шельфа России // Записки Горного института. 2022. Т. 255. С. 290-298. DOI: [10.31897/PMI.2022.50](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.50)
3. Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K. Directional Unloading Method is a New Approach to Enhancing Oil and Gas Well Productivity // Geomechanics of Oil and Gas Wells. Springer, 2020. P. 155-166. DOI: [10.1007/978-3-030-26608-0_10](https://doi.org/10.1007/978-3-030-26608-0_10)
4. Двойников М.В., Леушева Е.Л. Современные тенденции освоения углеводородных ресурсов // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 879-880.
5. Dmitrieva D., Romasheva N. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations // Journal of Marine Science and Engineering. 2020. Vol. 8. Iss. 12. № 1003. DOI: [10.3390/jmse8121003](https://doi.org/10.3390/jmse8121003)
6. Арчевов В.Б., Нефедов Ю.В. Стратегия нефтегазопроисловых работ в оценке топливно-энергетического потенциала шельфа арктических морей России // Записки Горного института. 2015. Т. 212. С. 6-13.
7. Инновационный вектор развития ОАО «МАГЭ» // Науч. ред. Г.С.Казанин, Г.И.Иванов. СПб, 2017. 263 с.
8. Шипилов Е.В., Мурзин Р.Р. Месторождения углеводородного сырья западной части российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения // Геология нефти и газа. 2001. № 4. С. 6-19.



9. Евдокимов А.Н., Смирнов А.Н., Фокин В.И. Полезные ископаемые арктических островов России // Записки Горного института. 2015. Т. 216. С. 5-12.
10. Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V. Arctic Shelf Oil and Gas Prospects from Lower-Middle Paleozoic Sediments of the Timan-Pechora Oil and Gas Province Based on the Results of a Regional Study // Resources. 2022. Vol. 11. Iss. 1. № 3. DOI: [10.3390/resources11010003](https://doi.org/10.3390/resources11010003)
11. Маргулис Е.А. Факторы формирования уникального Штокмановско-Лудловского узла газонакопления в Баренцевом море // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 2. 9 с.
12. Шпилов Э.В. Месторождения углеводородного сырья российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения // Вестник МГТУ. 2000. Т. 3. № 2. С. 339-351.
13. Цыбуля Л.А., Левашкевич В.Г. Тепловое поле Баренцевоморского региона. Апатиты: Кольский научный центр РАН, 1992. 112 с.
14. Ильченко В.Л. Анализ треков спонтанного деления для определения палеотемпературного режима осадков Баренцева моря // Литология и полезные ископаемые. 1995. № 5. С. 552-557.
15. Ильченко В.Л., Чикирев И.В. О некоторых физических свойствах меловых пород юго-западной части шельфа Карского моря // Литология и полезные ископаемые. 2009. № 4. С. 363-373.
16. Drozdov A., Gorbyleva Y., Drozdov N., Gorelkina E. Perspectives of application of simultaneous water and gas injection for utilizing associated petroleum gas and enhancing oil recovery in the Arctic fields // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 678. № 012039. DOI: [10.1088/1755-1315/678/1/012039](https://doi.org/10.1088/1755-1315/678/1/012039)
17. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Riabokon E.P., Poplygin V.V. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 8. № 2306. DOI: [10.3390/en14082306](https://doi.org/10.3390/en14082306)
18. Dasgupta T., Mukherjee S. Sediment Compaction and Applications in Petroleum Geoscience. Springer, 2020. 122 p. DOI: [10.1007/978-3-030-13442-6](https://doi.org/10.1007/978-3-030-13442-6)
19. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658-666. DOI: [10.31897/PMI.2021.5.5](https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5)
20. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 402-407. DOI: [10.31897/PMI.2020.4.2](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.4.2)
21. Kozlovsky Y.A. The Superdeep Well of the Kola Peninsula. Springer-Verlag, 1987. 571 p. DOI: [10.1007/978-3-642-71137-4](https://doi.org/10.1007/978-3-642-71137-4)
22. Baker R.O., Yarranton H.W., Jensen J.L. Practical Reservoir Engineering and Characterization. Elsevier, 2015. 534 p. DOI: [10.1016/C2011-0-05566-7](https://doi.org/10.1016/C2011-0-05566-7)
23. Peng Xiang, Hongguang Ji, Jingming Geng, Yiwei Zhao. Characteristics and Mechanical Mechanism of In Situ Unloading Damage and Core Discing in Deep Rock Mass of Metal Mine // Shock and Vibration. 2022. Vol. 2022. № 5147868. DOI: [10.1155/2022/5147868](https://doi.org/10.1155/2022/5147868)
24. Сакулина Т.С., Рослов Ю.В., Иванова Н.М. Глубинные сейсмические исследования в Баренцевом и Карском морях // Физика Земли. 2003. № 6. С. 5-20.
25. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / Отв. ред. В.Н.Шванов. СПб: Недра, 1998. 352 с.
26. Yang Gao, Zhizhang Wang, Yuanqi She et al. Mineral characteristic of rocks and its impact on the reservoir quality of He 8 tight sandstone of Tianhuan area, Ordos Basin, China // Journal of Natural Gas Geoscience. 2019. Vol. 4. Iss. 4. P. 205-214. DOI: [10.1016/j.jnggs.2019.07.001](https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2019.07.001)
27. Barletta A. Fluid Flow in Porous Media // Routes to Absolute Instability in Porous Media. Springer, 2019. P. 121-133. DOI: [10.1007/978-3-030-06194-4_6](https://doi.org/10.1007/978-3-030-06194-4_6)
28. Козлов С.А. Инженерная геология Западно-Арктического шельфа России. СПб: ВНИИОкеангеология, 2004. 147 с.
29. Artyushkov E.V. On the origin of the seismic anisotropy of the lithosphere // Geophysical Journal International. 1984. Vol. 76. Iss. 1. P. 173-178. DOI: [10.1111/j.1365-246X.1984.tb05033.x](https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.1984.tb05033.x)
30. Гусев Е.А., Крылов А.А., Урванцев Д.М. и др. Геологическое строение северной части Карского шельфа у архипелага Северная Земля по результатам последних исследований // Записки Горного института. 2020. Т. 245. С. 505-512. DOI: [10.31897/PMI.2020.5.1](https://doi.org/10.31897/PMI.2020.5.1)
31. Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Моделирование углеводородных систем и количественная оценка углеводородного потенциала восточно-арктических морей // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. Т. 63. № 4. С. 23-38. DOI: [10.32454/0016-7762-2020-63-4-23-38](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-4-23-38)
32. Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2. 18 с.
33. Смирнова Н.В. Типы цемента и влияние их на проницаемость песчаных пород // Геология нефти и газа. 1959. № 7. С. 33-38.
34. Samylovskaya E., Makhovikov A., Lutonin A. et al. Digital Technologies in Arctic Oil and Gas Resources Extraction: Global Trends and Russian Experience // Resources. 2022. Vol. 11. Iss. 3. № 29. DOI: [10.3390/resources11030029](https://doi.org/10.3390/resources11030029)
35. Esiri A.E., Jambol D.D., Ozowe C. Enhancing reservoir characterization with integrated petrophysical analysis and geostatistical methods // Open Access Research Journal of Multidisciplinary Studies. 2024. Vol. 7. Iss. 2. P. 168-179. DOI: [10.53022/oarjms.2024.7.2.0038](https://doi.org/10.53022/oarjms.2024.7.2.0038)

Авторы: Вадим Леонидович Ильченко, канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник (Геологический институт КНЦ РАН, Апатиты, Россия), v.ilchenko@ksc.ru, <https://orcid.org/0000-0003-2086-4722>, Игорь Владимирович Чикирев, канд. геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой (Филиал Мурманского арктического университета в г. Апатиты, Россия), <https://orcid.org/0000-0002-4208-4332>.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.