

Глубинное строение, тектоника и нефтяной потенциал западного сектора Российской Арктики

А.С. ЕГОРОВ¹, О.М. ПРИЩЕПА¹, Ю.В. НЕФЕДОВ¹ ✉, В.А. КОНТОРОВИЧ², И.Ю. ВИНОКУРОВ³

¹ Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

³ Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия

✉ nefedov_yuv@pers.spmi.ru; ☎ +7-911-230-56-36

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Egorov, A.S.; Prischepa, O.M.; Nefedov, Y.V.; Kontorovich, V.A.; Vinokurov, I.Y. Deep Structure, Tectonics and Petroleum Potential of the Western Sector of the Russian Arctic. *J. Mar. Sci. Eng.* 2021, 9, 258. <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>

Аннотация: Эволюционно-генетический метод, при котором современные осадочные бассейны интерпретируются как конечный продукт длительной геологической эволюции системы сопряженных палеобассейнов, позволяет оценить нефтяной потенциал западного сектора Российской Арктики. Современные бассейны этого региона содержат реликты палеобассейнов определенного тектонотипа, сформировавшихся в различных геодинамических режимах. Оценки нефтяного потенциала Западной Арктики варьируют в широких пределах – от 34,7 до более чем 100 млрд тонн нефтяного эквивалента с долей жидких углеводородов от 5,3 до 13,4 млрд тонн нефтяного эквивалента. На каждом этапе развития палеобассейнов возникали благоприятные геологические, геохимические и термобарические условия, которые определяли процессы нефтегазообразования, миграции, аккумуляции и последующего перераспределения между различными комплексами. Для современного распределения скоплений углеводородов решающее значение имеет самый последний этап формирования бассейнов. Первичная эволюционно-генетическая последовательность, связанная с режимом нефтегазообразования определенного типа, имеет решающее значение для оценки нефтегазоносного потенциала. Тектонические схемы отдельных слоев земной коры западного сектора Российской Арктики составлены на основе интерпретации нескольких комплексов сейсмических данных. Эти схемы сопровождаются поперечными разрезами земной коры и опорными геофизическими профилями (геотраверсами). Тектоническая схема консолидированного фундамента показывает расположение и характер тектонических границ кратонов и платформенных плит с Гренвилемским фундаментом, а также Байкальскую, Каледонскую, Герцинскую и Раннекеммерийскую складчатые области. На тектонической схеме платформенного чехла выделяются четыре группы осадочных бассейнов по возрасту их формирования: (1) рифейско-мезозойские на раннекембрийском фундаменте; (2) палеозойско-кайнозойские на байкальском и гренвилемском фундаментах; (3) позднепалеозойско-кайнозойские на каледонском фундаменте; (4) мезозойско-кайнозойские, перекрывающие консолидированный фундамент разного возраста. Фрагменты опорных разрезов по геотраверсам иллюстрируют особенности глубинного строения основных геоструктур арктического шельфа и континентальных областей полярной России.

Ключевые слова: тектоническое районирование; глубинное строение земной коры; Западно-Российская Арктика; опорные геолого-геофизические разрезы (геотраверсы); нефтяной потенциал Западно-Российской Арктики; ресурсная база арктического шельфа.

Deep Structure, Tectonics and Petroleum Potential of the Western Sector of the Russian Arctic

Alexey S. EGOROV¹, Oleg M. PRISCHEPA¹, Yury V. NEFEDOV¹ ✉, Vladimir A. KONTOROVICH², Ilya Y. VINOKUROV³

¹ Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

² Siberian Branch, Russian Academy of Science, The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk, Russia

³ Deep Geophysics Department, Russian Geological Research Institute, Saint-Petersburg, Russia

✉ nefedov_yuv@pers.spmi.ru; ☎ +7-911-230-56-36

Abstract: The evolutionary-genetic method, whereby modern sedimentary basins are interpreted as end-products of a long geological evolution of a system of conjugate palaeo-basins, enables the assessment of the petroleum potential of the Western sector of the Russian Arctic. Modern basins in this region contain relics of palaeo-basins of a certain tectonotype formed in varying geodynamic regimes. Petroleum potential estimates of the Western Arctic vary broadly—from 34.7 to more than 100 billion tons of oil equivalent with the share of liquid hydrocarbons from 5.3 to 13.4 billion tons of oil equivalent. At each stage of the development of palaeo-basins, favourable geological, geochemical and thermobaric conditions have emerged and determined the processes of oil and gas formation,

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2025.

migration, accumulation, and subsequent redistribution between different complexes. The most recent stage of basin formation is of crucial importance for the modern distribution of hydrocarbon accumulations. The primary evolutionary-genetic sequence associated with the oil and gas formation regime of a certain type is crucial for the assessment of petroleum potential. Tectonic schemes of individual crustal layers of the Western sector of the Russian Arctic have been compiled based on the interpretation of several seismic data sets. These schemes are accompanied by cross-sections of the Earth's crust alongside reference geophysical profiles (geo-traverses). A tectonic scheme of the consolidated basement shows the location and nature of tectonic boundaries of cratons and platform plates with Grenvillian basement as well as Baikalian, Caledonian, Hercynian, and Early Cimmerian fold areas. Four groups of sedimentary basins are distinguished on the tectonic scheme of the platform cover according to the age of its formation: (1) Riphean-Mesozoic on the Early Precambrian basement; (2) Paleozoic-Cenozoic on the Baikalian and Grenvillian basements; (3) Late Paleozoic-Cenozoic on the Caledonian basement; (4) Mesozoic-Cenozoic, overlying a consolidated basement of different ages. Fragments of reference sections along geo-traverses illustrate features of the deep structure of the main geo-structures of the Arctic shelf and continental regions of polar Russia.

Keywords: tectonic zoning; deep structure of the Earth's crust; Western Russian Arctic; reference geological and geophysical sections (geo-traverses); petroleum potential of the Western Russian Arctic; resource base of the Arctic shelf.

1. Введение

На современном этапе региональных нефтегазопромысловых работ в Арктике большое внимание уделяется изучению глубинного строения осадочных бассейнов в комплексе с исследованиями подстилающего их консолидированного фундамента. Такой подход позволяет оценить возрастной интервал и геодинамические обстановки формирования платформенного чехла, морфологию этих структур и характер тектонических дислокаций.

На современном уровне региональных геолого-геофизических исследований Российской Федерации и прилегающего континентального шельфа особую актуальность приобретает разработка новых методологических подходов к геотектоническому моделированию структурно-композиционных неоднородностей земной коры, их геодинамической и эволюционной интерпретации и выполнению региональных прогнозно-минерагенических оценок для различных типов рудных и нерудных полезных ископаемых.

Трехмерная структурная модель Баренцева и Карского морей в отложении литосферы, созданная Клитцке и др. [1,2], стала первой попыткой объединить информацию об осадочных породах, кристаллической коре и литосферной мантии.

Эта модель уточняет четыре основные границы мегапоследовательности: подошву верхней кристаллической коры, Мохо и расчетную границу литосферы-астеносферы (ГЛА). Северное (1) и южное (2) Карское море, восточное (3) и западное (4) Баренцево море, а также океанический домен, включающий Норвежско-Гренландское море и бассейн Евразии (5) – пять основных шельфовых зон. Западная часть Баренцева моря подстилается тонкой (~80 км) литосферой. Оно сформировалось в результате многочисленных фанерозойских рифтингов и/или раскрытия Атлантики, начиная с палеоцена/эоцена.

Наиболее важные результаты разработки структурной модели [3] для оценки нефтяного потенциала относятся к юго-западной части Баренцева моря и демонстрируют классическую рифтовую систему с крупными разломами растяжения.

В результате более поздних исследований была составлена тектоническая карта Арктики [4], на которой показаны возраст и основные структурные особенности прибрежных и океанических осадочных бассейнов Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей [5]. Обсуждается также строение фундамента этих бассейнов и арктических островов.

База данных региональных исследований глубинного строения земной коры, тектоники и геодинамики осадочных бассейнов и складчатых областей включает сейсмические данные преломления и отражения (ОГТ), данные глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ), магнитотеллурические (МТ), аудиоманнитотеллурические (АМТ) разрезы, цифровые потенциальные поля, данные дистанционного зондирования. Для интерпретации также использовались результаты геологического картирования и геолого-геофизических исследований скважин. Они были собраны в рамках государственных программ опорных региональных геофизических профилей (геотраверсов), геологического картирования регионального отложения и региональных геологических исследований основных геоэкономических регионов (рис. 1).

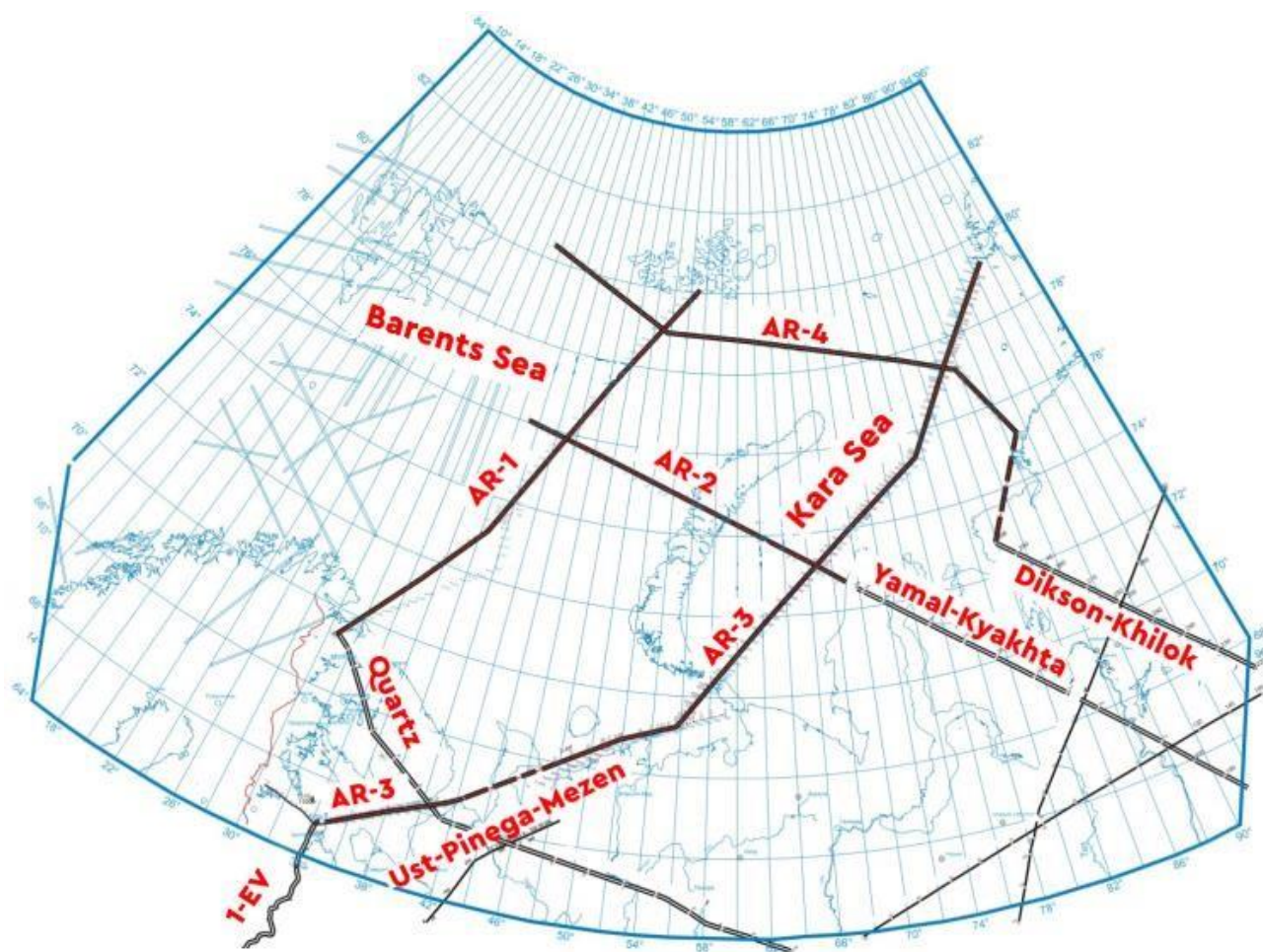


Рис. 1. Расположение глубинных сейсмических профилей в районе исследований (EV-Европейский, AR-Арктический)

В рамках исследований российского сектора Евразийской Арктики нами была проведена геотектоническая интерпретация региональных сейсмических профилей Баренцево-Карского региона: «АР-1», «АР-2», «АР-3» и «АР-4» (рис. 1) [6]. Эти данные были получены Государственным предприятием «Севморгео». Кроме того, нами интерпретированы многочисленные геофизические данные, собранные по региональным профилям глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) «Кварц», «Ямал-Кяхта», «Диксон-Хилок», а также данные отражательной сейморазведки, полученные НПП «Спецгеофизика» по профилям «1-ЕВ» и «Усть-Пинега-Мезень». Для интерпретации были использованы региональные геоэлектрические, гравитационные и магнитные данные [7].

2. Методология исследований

Процесс наших исследований включал несколько этапов – от обработки геофизических данных до их качественной и количественной интерпретации с последующим составлением геолого-структурных схем [7].

На основе геолого-геофизических данных мы моделируем глубинное строение земной коры, подстилаемой слоем литосферной мантии [7]. В нашем подходе мы выделяем вулканогенно-осадочный слой и консолидированную кору. Земная кора подразделяется на верхний (гранитно-метаморфический), средний и нижний слои. В некоторых случаях два последних слоя объединяются в один нижний слой земной коры.

В нашем исследовании мы столкнулись с двумя серьезными методологическими проблемами:

1. Большие различия в морфологии структур платформенного чехла и консолидированного фундамента и информационная перегруженность карт глубинного строения, которые, по

сути, являются геотектоническими и одновременно отражают строение как осадочного чехла, так и фундамента. Эта картографическая проблема решается путем составления послойных карт глубинного строения и глубинных разрезов земной коры по единой идеологии и единой легенде.

2. Обширный временной интервал формирования и последующей эволюции структур платформенного чехла и консолидированного фундамента Евразийской Арктики. Для решения этой задачи в процессе моделирования структурно-композиционной неоднородности земной коры применяется геотектонический подход.

Ключевым инструментом построения в этой методологии является зонально-блоковая модель литосферы [8], основанная на результатах специализированной обработки и комплексной интерпретации сейсмических (ГСЗ и ОГТ), гравиметрических, магнитных, геоэлектрических и геотермических данных. Она отражает блоки и разделяющие их межблоковые зоны. Блоки характеризуются регионально стабильными участками геофизических полей и производных параметров; межблоковые зоны – градиентными зонами, или зонами резкого изменения картины потенциального поля и инфраструктуры параметров, рассчитанных по данным потенциального поля. В полученной тектонической модели блоки соответствуют палеоплитам и микроплитам континентальной литосферы, межблоковые зоны – глубинным тектоническим швам, возникшим в результате растяжения (рифты), сжатия (швы коллизионных орогенов) или сдвиговых движений [7].

При геотектоническом моделировании структур фундамента мы опирались на один из наиболее общепринятых принципов тектонического районирования, основанный на возрасте конечной складчатости. По мнению Хаина [9], временные границы геотектонических циклов отражают периодическую консолидацию континентальной литосферы в единый суперконтинент или частичное закрытие океана в результате периодических столкновений вулканических островных дуг с континентами (циклы Бертрана).

Одним из методов оценки нефтегазового потенциала [10] осадочных бассейнов является эволюционно-генетический, основанный на представлении о том, что каждый сложный и неоднородный современный бассейн представляет собой систему латерально и вертикально сопряженных палеобассейнов определенного тектонотипа или реликтов таких палеобассейнов [7,11]. Каждый осадочный бассейн сформировался в определенных геодинамических режимах и прошел длительную геологическую эволюцию. На определенных этапах развития бассейнов возникали благоприятные геологические, геохимические и термобарические условия, определяющие процессы нефтегазообразования и их перераспределения между различными комплексами, слагающими эти палеобассейны, а также процессы частичного или полного разрушения скоплений нефти и газа. Поздние этапы формирования бассейнов оказывают наибольшее влияние на современное распределение скоплений углеводородов [9,12,13].

Соответственно, каждый бассейн первичной эволюционно-генетической последовательности характеризуется определенным режимом нефтегазообразования. Понятие режима нефтегазообразования, по Соколову [14], включает условия эволюции бассейна, обусловленные типом и движениями земной коры, продолжительностью оседания, скоростью осадконакопления, направлением тектонических движений (вертикальных или горизонтальных), их контрастностью и соотношением, а также термической историей бассейна.

Нефтегеологический режим бассейна определяет особенности формирования исходных пород и коллекторов, их соотношение в вертикальном разрезе и сроки созревания нефти и газа. Он также определяет расположение зон палеонакопления нефти и газа и их временные и пространственные соотношения в процессе пространственного и вертикального распределения скоплений нефти и газа.

Изменение геодинамических условий формирования бассейнов и, соответственно, смена их генетических типов приводят к трансформации режимов нефтяной геологии, что в конечном итоге отражает нефтегазовый потенциал. Как отмечают большинство исследователей, режимы нефтегазообразования различаются в осадочных бассейнах, расположенных в пределах континентов, океанов и переходных зон. В свою очередь, в пределах континентов осадочные

бассейны платформ и горно-складчатых областей имеют принципиально разные режимы [14-17].

Следовательно, важно учитывать тот факт, что осадочный бассейн является частью более крупной эволюционирующей системы. Отложения нефтегазонакопления также существенно различаются: от высоких/очень высоких (20-63 %) в осадочных бассейнах молодых плит и складчатых платформенных бассейнах в окраинных частях кратонов до низких (3 %) в посторогенных впадинах на докембрийских срединных массивах и очень низких (менее 1 %) в орогенных межгорных впадинах на эпиварисском складчатом фундаменте.

Наряду с тектоническими реконструкциями, основанными на интерпретации региональных сейсмических данных в самой западной части российского арктического сектора, для уточнения оценки углеводородного потенциала был проведен традиционный бассейновый анализ. Оценка основана на наличии и распределении исходных и коллекторских пород, а также на влиянии тектонических событий и крупных несогласий на целостность углеводородных коллекторов. Оценка включает в себя оценку наличия и распределения пород-источников и пород-коллекторов нефти, а также влияния тектонических событий и крупных несоответствий на целостность углеводородных коллекторов. Результаты исследования основаны на традиционном бассейновом анализе.

Проведено расчленение осадочного чехла на сеймостратиграфические комплексы, корреляция и увязка геолого-геофизических данных на суше и на шельфе, составлена серия структурных карт для нескольких отражающих горизонтов (ОГ) в зонах их выделения от верхней части фундамента (ОГ VI) до нижней части юры (ОГ В). На основе сейсмогеологической модели уточнено тектоническое и нефтегазовое районирование севера Тимано-Печорской провинции, включая Печорское море.

3. Строение и состав земной коры арктического сектора Евразии

Основные параметры земной коры региона характеризуются тектоническими схемами консолидированного фундамента, платформенного чехла и глубинных разрезов земной коры. Схемы и разрезы сведены в единую легенду и могут рассматриваться как трехмерная геотектоническая модель региона.

Наиболее распространенной геодинамической обстановкой консолидированной коры является коллизионный ороген, который образуется в процессе столкновения континентов или микроконтинентов друг с другом, возможно, с участием энзиматических островных дуг. Как правило, они соответствуют деформированному краю погружающейся плиты (складчато-надвиговый пояс и фордеп), или шовной зоне, маркирующей положение бывшего океанического бассейна, или деформированному краю перекрывающейся плиты (рис. 2) [7].

Тектоническое районирование консолидированного фундамента проведено по времени главных складчатых деформаций (финальной складчатости) (рис. 3) [7].

Евразийский сектор Арктики включает северную часть Европы и Западной Азии, а также прилегающие районы Атлантического и Северного Ледовитого океанов. Границы дивергентных плит проходят по Срединно-Атлантическому срединному хребту и хребту Гаккеля в Северном Ледовитом океане.

Наиболее древними структурами региона являются Восточно-Европейский и Сибирский кратоны, а также Карская и Шпицбергенская платформенные плиты с древним докембрийским (гренильским) фундаментом.

Эти структуры разделены складчатыми поясами: Тимано-Печорская, Енисейская и Таймырская Байкальская складчатости; Каледонские структуры Норвегии, Западного Шпицбергена и Алтае-Саянская складчатость; Уральская, Центрально-Западносибирская и Таймыро-Северная Земля Герцинская складчатости; Раннекимммерийская Пайхойско-Новоземская складчатость [18].

В пределах древних платформ и складчатостей картируются шовные зоны. Они отмечают положение замкнутых рифтогенных и океанических бассейнов и складчато-надвиговых поясов, образовавшихся на краях литосферных плит и микроплит.

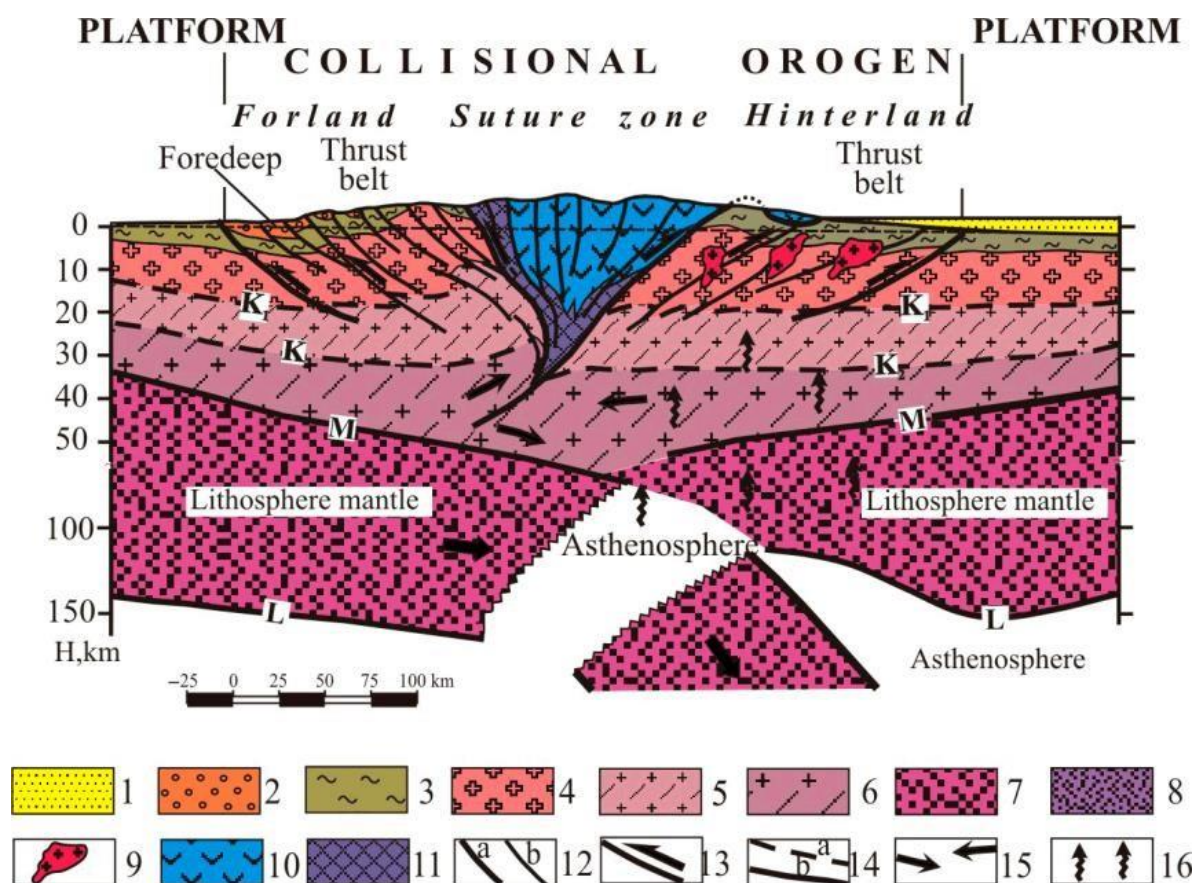


Рис. 2. Модель коллизионного орогена (уральский тип) [7].

Цифрами 1-10 обозначены структурно – вещественные единицы литосферы:

- 1 – слабодеформированные осадки платформенного чехла; 2 – молассы;
 3 – литифицированные осадки древней пассивной окраины; 4 – гранито – гнейсовый слой; 5 – средняя кора;
 6 – нижняя кора; 7 – литосферная мантия; 8 – рифтогенные комплексы; 9 – гранитоидные плутоны;
 10 – островные дуговые комплексы; 11 – офиолиты; 12 – разломы (а – главная, б – второстепенная);
 13 – тренды надвиговых движений; 14 – границы радиальной стратификации земной коры,
 в том числе а – малые (F0 – фундамент платформенного чехла, K1 – фундамент верхнего слоя коры,
 K2 – фундамент средней коры); б – фундамент земной коры (граница Мохоровичича);
 15 – тренды относительных смещений сегментов земной коры; 16 – тренды теплопереноса в пределах орогена

Шовные зоны, разделяющие блоки земной коры различного строения, отмечены выходами офиолитов и комплексов островных дуг. В вертикальном разрезе такие зоны имеют клинообразную морфологию и узкий глубинный канал. В результате столкновения края плит подвергаются интенсивным сжимающим деформациям. В процессе столкновения толщина хрупкой верхней коры может резко увеличиваться за счет нагнетания пластичной нижней коры и тектонической кластеризации верхней коры. Это явление образования “корней гор” видно в разрезах Енисейской Хатанги (рис. 4) и Уральской складчатой области. Типичными структурами коллизионных орогенов являются тектонические наплывы, возникающие в результате абдукции океанических и островодужных образований на окраинах континентов (рис. 2). Молассовые толщи часто накапливаются в пределах краевых впадин [7].

На территории нашего исследования расположен широкий спектр рифтов, возраст которых варьирует от рифейского до мезозойского и кайнозойского. Во всех случаях эти структуры образованы ассоциацией осадочных и вулканических пород. Морфологически это структуры грабенов, ограниченных разломами.

На тектонической схеме платформенного чехла видны черты верхнего структурного уровня, заполненного слаболитифицированными, слабодеформированными платформенными отложениями, перекрывающими консолидированный фундамент (рис. 4).

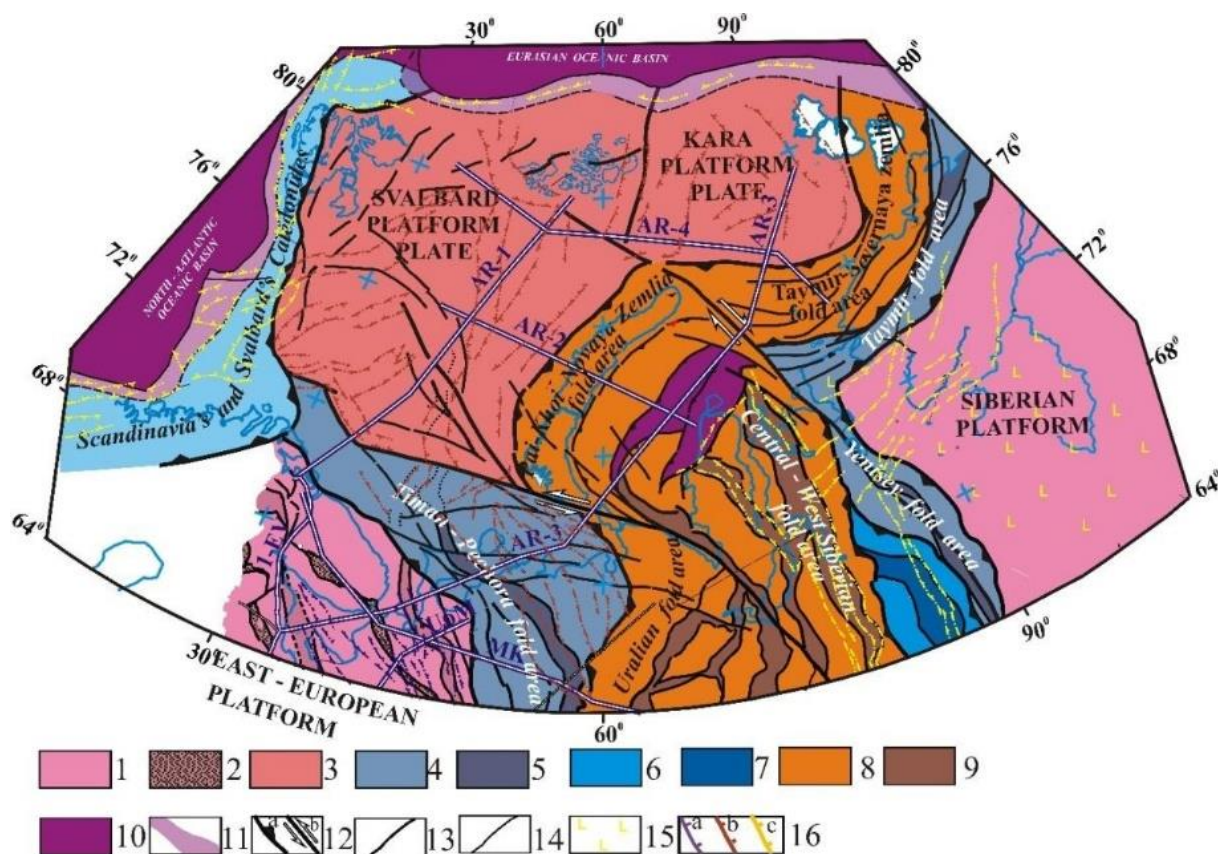


Рис. 3. Схема тектонического районирования консолидированного фундамента Евразийского сектора Арктики.

Цифрами 1-11 обозначены структурно – вещественные единицы земной коры:

- 1-2 – древние платформы (1 – блоки, 2 – протерозойские 1 шовные зоны);
- 3 – блоки Гренвильской складчатости; 4-5 Байкальские складчатые области (4 – блоки, 5 – межблоковые зоны),
- 6-7 – Каледонские складчатые области (6 – блоки, 7 – межблоковые зоны);
- 8-9 Герцинская и раннекаиммерийская (Пайхой – Новая Земля) складчатости (8 блоков, 9 межблоковых зон);
- 10 – океанические бассейны; 11 – континентальный склон;
- 12-14 – разломы (12 – главные, включая надвиги (а) и разломы – сколы (б), 13 – малые, 14 – прочие);
- 15 – сибирские ловушки; 16 – рифтогенные структуры (а – рифейские, б – палеозойские, в – мезозойско – кайнозойские)

Крупнейшими структурными элементами на схеме являются осадочные бассейны. Цвет соответствует возрастному интервалу покровного образования, интенсивность цвета зависит от его относительной толщины. На схеме представлены четыре возрастных интервала формирования осадочных бассейнов: 1 – рифейско-мезозойские отложения Восточно-Европейского и Сибирского кратонов; 2 – палеозойско-кайнозойские отложения на Байкальской (Тимано-Печорская складчатость) и Гренвильской (платформенные плиты Шпицбергена и Кары); 3 – позднепалеозойско-кайнозойские отложения, сформировавшиеся на каледонидах Скандинавии и Западного Шпицбергена; 4 – мезозойско-кайнозойские отложения Западно-Сибирского, Южно-Карского и Енисейско-Хатангского осадочных бассейнов, перекрывающие консолидированный фундамент разного возраста. В базальной части Западно-Сибирской геосинеклизы выделяются образования так называемого «промежуточного структурного уровня». Они сложены слабодислоцированными умеренно литифицированными комплексами рифейского и палеозойского возраста.

Схема отражает положение рифтов разного возраста, которые чаще всего наследуются пострифтовыми впадинами, нередко охватывающими обширные территории платформенных плит. На схеме представлены антеклизы, синеклизы, валы, купола, локальные поднятия и структуры. Особое внимание уделено проявлениям внутриплитных деформаций (рис. 4).

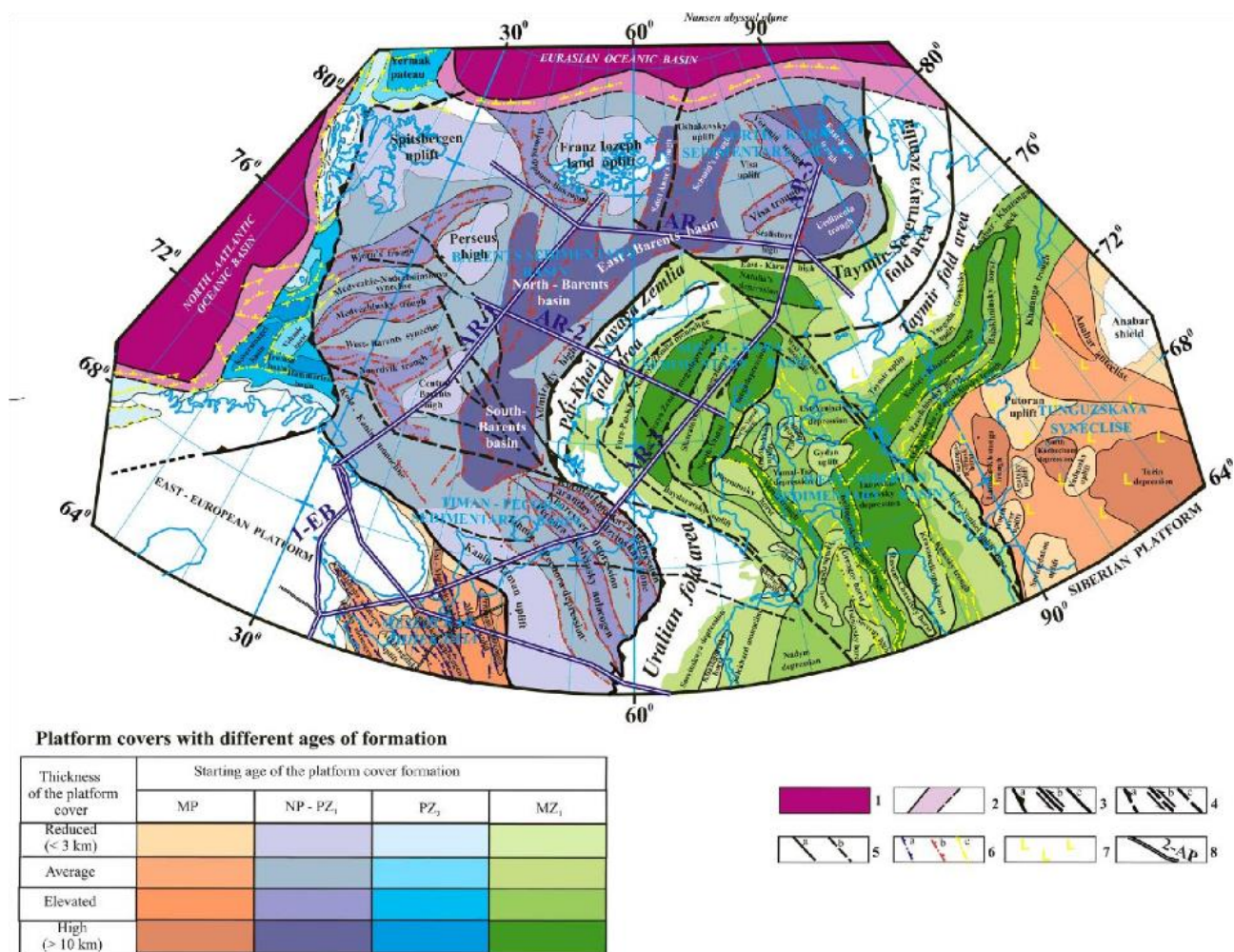


Рис. 4. Структурная схема платформенного чехла Евразийского сектора Арктики [7]:

- 1 – кора океанического типа; 2 – кора континентального склона;
- 3 – основные разломы структур 1-го ранга (а – надвиги, б – сдвиги, с – неизвестный тип);
- 4 – основные разломы структур 2-го ранга (а – надвиги, б – сдвиги, с – неизвестный тип);
- 5 – прочие разломные нарушения (а – трассируются по ряду геофизических данных, б – трассируются по одному источнику);
- 6 – рифтогенные структуры (а – рифейские, б – палеозойские, в – мезозойские);
- 7 – сибирские ловушки; 8 – основные геофизические профили.

4. Особенности глубинного строения региона

Восточно-Европейская и Сибирская древние платформы сформировались в процессе палеопротерозойской аккреции архейских палеоплит [9]. Их фундамент состоит в основном из старых архейских блоков и палеопротерозойских шовных и рифтогенных зон. Результаты геофизических исследований шовных зон отражают складчато-надвиговый характер их деформаций, часто с наклонным глубоким межблоковым каналом.

Шпицбергенская и Северо-Карская платформенные плиты интерпретируются как фрагменты платформы Гренвилля, названные Шацким [19] «Гиперборей» или Зоненшайном и Натаповым [20] «Арктидой». Хаин предположил [9], что в центре Арктики в позднем докембрии и раннем палеозое существовала платформа с гренвильским или еще более древним фундаментом. Их разделение произошло в начале палеозоя при распаде суперконтинента Родиния. Фрагментами этой платформы являются Шпицбергенская и Карская платформенные плиты, структуры Северного Таймыра, хребты Ломоносова, Альфа и Менделеева [21]. В пределах Арктического бассейна на востоке Шпицбергена и севере Новой Земли обнажаются раннепротерозойские кристаллические образования. Предполагается, что эти обнажения представляют собой видимую часть фундамента, верхние части которого имеют среднепротерозойский возраст.

Тектоническое строение консолидированного фундамента евразийского сектора Арктики определяется характером и последовательностью аккреции Шпицбергенской, Большеземельской, Балтийской, Карской и Сибирской палеоплит, а также многочисленных микроплит.

Свальбардская платформенная плита интерпретируется как докембрийская (грениль-ская) платформа с древним консолидированным фундаментом и палеозойско-мезозойским осадочным чехлом.

Консолидированный фундамент. Изотопное датирование гренильского (1150-960 млн лет) возраста цокольных образований было установлено Ги и др. [22] на Шпицбергене. По данным сейсморазведки на опорных и региональных профилях, фундамент Гренилля прослеживается на юго-восток от Шпицбергена до внешних границ Кольской моноклинали и границ Тимано-Печорского региона [7], на восток – до Центрального блока Новой Земли и далее до района Северо-Карской синеклизы. Толщина консолидированной коры в пределах Шпицбергенской (Баренцевой) плиты варьирует от 18 до 36-38 км. Наиболее радикальные сокращения толщины коры, вызванные процессами ее растяжения, отмечаются в пределах Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Результаты геофизических исследований свидетельствуют о континентальном типе коры и значительной базификации. В наиболее погруженных частях отмечается положительный изгиб границы Мохо, выявлены зоны перехода кора-мантия толщиной до 10 км [23].

Платформенный чехол. Данные о геологическом строении и составе литостратиграфических толщ чехла получены на архипелаге Новая Земля, Земле Франца

Земля Франца-Иосифа и Шпицберген. Опорные скважины на месторождениях углеводородов Восточно-Баренцевского бассейна пересекают полный разрез мезозойских отложений и часть верхнепалеозойских отложений. По сейсмическим данным выделяются раннепалеозойские отложения, деформированные в разной степени. Они включены в акустический фундамент [24].

Восточно-Баренцевоморский бассейн состоит из трех основных бассейнов: Южно-Баренцева (толщина 20 км), Северо-Баренцева (толщина 18 км) и Святой Анны (толщина 15 км). Предполагается, что основные объемы осадконакопления в пределах бассейна сформировались в процессе позднедевонского (франианско-фаменского) рифтинга и последующего пострифтового оседания [12,25-27]. Совокупная интерпретация сейсмических данных ОГТ и скважинных исследований свидетельствует о развитии в основании бассейна эшелонированной системы грабенов и полуграбенов, заполненных обломочными и вулканическими отложениями общей толщиной от 1,5 до 3,0 км, перекрывающими ранне-среднепалеозойский «акустический фундамент». Возможно, в пермо-триасовом периоде происходили повторные рифты. Пострифтовое оседание привело к образованию к концу перми впадин глубиной до 1,0-1,5 км. В раннем триасе глубоководный бассейн быстро заполнился осадками. Со среднего триаса до позднего мела в осевых частях Восточно-Баренцевоморского бассейна развивались морские, мелководно-морские и континентальные обстановки [23].

Характерным участком восточного фланга этой структуры является участок вдоль профиля AR-2. Баренцева складчатость на этом участке представлена Северо-Баренцевской впадиной, охватывающей истонченную переходную кору типа пассивной континентальной окраины. Для таких разрезов характерно развитие всех трех слоев классической континентальной коры с уменьшенной за счет рифтинга толщиной. Рифтовые зоны в пределах впадины имеют характерный рисунок «чисто сдвиговых» деформаций с центрическим распределением разломов (рис. 5).

Карская платформенная плита интерпретируется как докембрийская (грениль-ская) платформа с древним консолидированным фундаментом и палеозойско-мезозойским осадочным чехлом. Она пересечена большим количеством региональных сейсмических профилей и двумя опорными геофизическими профилями (геотраверсами) AP-3 и AP-4, полученными государственным предприятием «Севморгео». В сочетании с данными геологического картирования архипелага Северная Земля, даже при отсутствии здесь скважин глубокого бурения, есть возможность провести глубинное геолого-структурное моделирование земной коры.

Консолидированный фундамент на островах Северной Земли сложен в основном деформированными и метаморфизованными сланцами и песчаниками неопротерозойско-кембрийского возраста [12]. Неопротерозойский гранитный плутонизм представлен интрузиями юго-восточного острова Октябрьской революции [4,17].

Северо-Карский осадочный бассейн характеризуется мощным (в среднем более 5 км) осадочным чехлом, увеличивающимся во впадинах до 15-16 км и сокращающимся до 2-4 км в пределах отдельных поднятий (например, Визе-Ушакова и др.). В юго-западной части выделяется Восточно-Баренцевский бассейн с общей мощностью осадочного чехла до 14-16 км. На севере находится прогиб Св. Анны, перекрывающий сочленение Шпицбергенской и Карской платформенных плит и прогиб Шмидта. На восточном и южном флангах бассейна закартированы Восточно-Карский и Уединенный прогибы. Впадины и котловины разделены поднятиями.

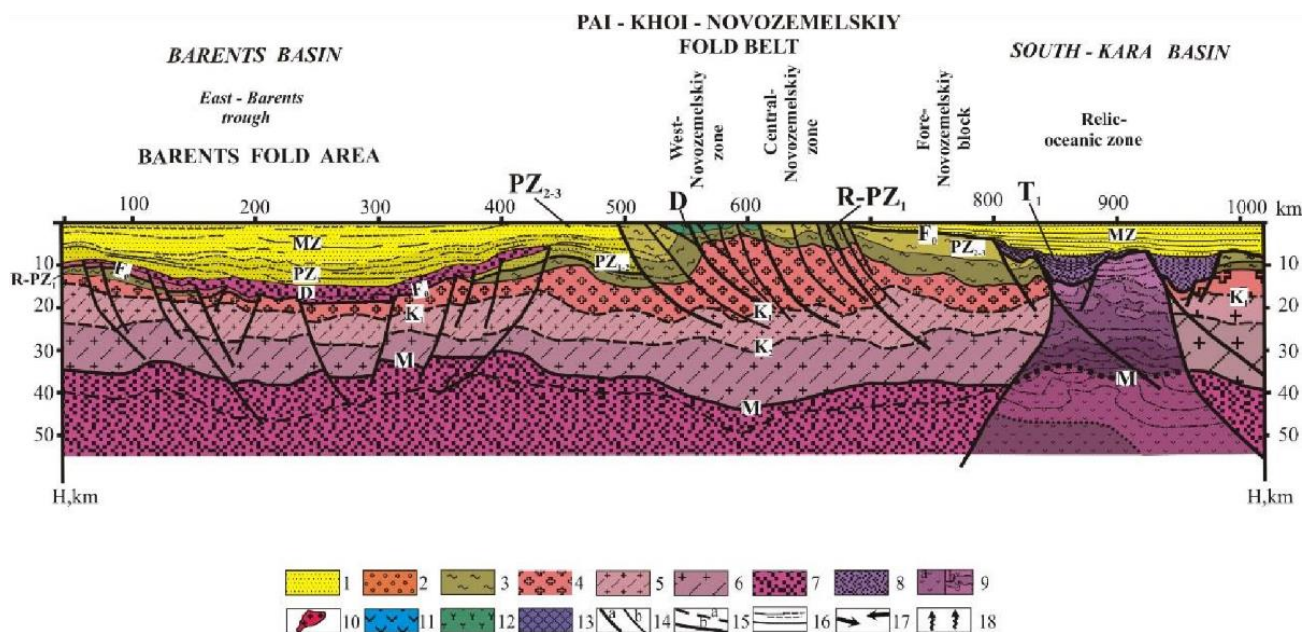


Рис. 5. Разрез земной коры вдоль геотраверса AP – 2. Составлено по материалам ГП «Севморгео» [7].

Условные обозначения см. на рис. 2. Цифрами 1-13 обозначены структурно – субстратные единицы литосферы:

- 1 – слабдеформированные осадки платформенного чехла; 2 – молассы;
- 3 – литифицированные осадки древней пассивной окраины; 4 – гранито – гнейсовый слой;
- 5 – средняя кора; 6 – нижняя кора; 7 – литосферная мантия; 8 – рифтогенные комплексы;
- 9 – кора океанического типа, в том числе дифференцированная по скорости упругих волн; 10 – гранитоидные плутоны;
- 11 – островные дуговые комплексы; 12 – вулканические комплексы активных окраин;
- 13 – офиолиты; 14 – разрывные дислокации (а – мажорные, б – минорные);
- 15 – границы радиальной стратификации земной коры, в том числе а-главная (F0 – фундамент платформенного чехла, K1 – фундамент верхней коры, K2 – фундамент средней коры); б – фундамент земной коры (граница Мохоровичича);
- 16 – субгоризонтальные границы и линейменты сейсмического разреза;
- 17 – тренды взаимных смещений сегментов земной коры; 18 – тренды тепломассопереноса в пределах орогена

Нижнеордовикские вулканокластические породы в основании осадочного чехла впадин грабенового типа представляют собой излишне деформированные складчатые отложения акустического фундамента. Эта формация связана с рифтовым расширением [12,25,28]. По данным геологического картирования архипелага Северная Земля, раннепалеозойский рифт привел к формированию вулканических пород (андезитов, трахитов и риолитов) вдоль системы разломов, направленных в северном направлении [4,29].

Состав осадочного чехла впадин варьирует по данным разных авторов. По данным Дараган-Сушевой и др. [30-32], в разрезе преобладают верхнерифейско-среднепалеозойские породы, образующие два структурных уровня – верхнерифейско-кембрийский и ордовикско-девонский. В районе современного шельфа в верхнем рифее и венде существовала серия относительно глубоководных бассейнов, разделенных более мелководными участками [33]. В этих узких бассейнах накопилось до 7-9 км преимущественно флишеподобных терригенных толщ. Толщина ордовикско-девонского чехла достигает 6 км.

Старцева [34] выделяет в осадочном чехле бассейна ордовикско-девонский и каменноугольно-мезозойский структурные уровни. Мартиросян и др. [35] разделили осадочный чехол на два структурных уровня: (1) нижний, толщиной до 14-15 км, охватывающий верхний протерозой

и почти весь (или весь) палеозой, умеренно дислоцированный и заполненный нижним терригенным и верхним карбонатным комплексами; и (2) верхний, предположительно мезозойский, представленный терригенными преимущественно континентальными отложениями. Их толщина на востоке исчисляется сотнями метров, на западе увеличивается до 2 км, а во впадине Святой Анны достигает 6-8 км.

Ордовикские и девонские отложения деформированы дислокациями платформенного типа [36]. Мартиросян и др. отмечают широкое развитие разломов в палеозойской части осадочной толщи с амплитудой 2-3 км [35]. В основном они интерпретируются как нормальные разломы.

Глубинное строение Карской плиты иллюстрирует фрагмент опорного геофизического профиля (геотраверса) AR-4 (рис. 6). В этом регионе Восточно-Баренцевский бассейн, заполненный отложениями от раннего палеозоя до кайнозоя, имеет наибольшую общую толщину осадочного чехла (до 16 км). В нем уменьшена толщина земной коры (до 38 км на фоне 40-42 км в соседних блоках). В нижних горизонтах осадочного чехла наблюдается разреженная сетка глубинных разломов, незначительно нарушающих непрерывность сейсмических горизонтов. В пределах Скалистого поднятия толщина осадочного чехла сокращается до нескольких километров, что, возможно, связано с внутриплитным сжатием, вызванным герцинской аккрецией в прилегающей Таймыро-Североземельской складчатости.

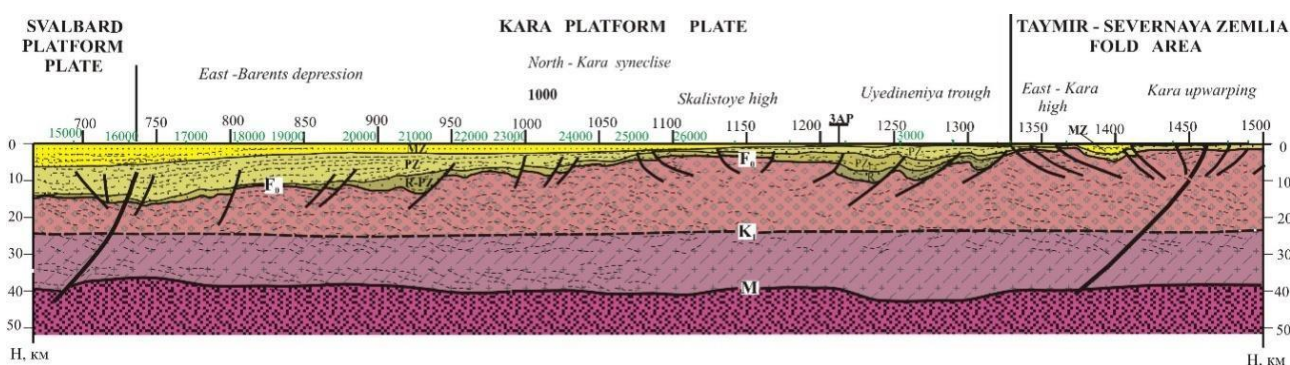


Рис. 6. Разрез земной коры Карской платформы и Таймыро-Североземельской складчатой зоны (юго-восточный фрагмент геотраверса AR-4). Составлено по материалам ГП «Севморгео» [8]. Легенду см. на рис. 2

На юго-восточном фланге Карской плиты отмечается значительное увеличение толщины платформенного чехла до 10 км. Сейсмические особенности и решения обратной задачи интерпретации гравитационного и магнитного полей в этой части геотраверса AR-4 свидетельствуют о развитии в этом районе системы палеозойских рифтогенных структур. Эти структуры определяют морфологию осадочных толщ, характерных для впадин.

Байкальская эпоха складчатости с конца протерозоя до начала кембрия представлена на исследуемой территории структурами Тимано-Печорской, Таймырской и Енисей-Хатангской складчатых зон.

Формирование Тимано-Печорской складчатой зоны связано с позднебайкальской аккрецией пассивной окраины Балтийской палеоплиты, Верхне-Печорской островной дуги и Большеземельской палеоплиты. С ордовика регион развивается как пассивная окраина Уральского палеоокеана. На тектонических схемах (рис. 3 и 4) выделяется серия аулакогенов как линейно вытянутых впадин повышенной подвижности, ограниченных крупными разломами и горстовыми структурами. Ее глубинное строение изучено на суше по профилю ДСС «Мурманск-Кызыл» (Кварц) (рис. 7), а на шельфе – по геотраектории ОГТ AR-3.

В этом регионе выделено четыре основных структуры. Тиманская мегазона соответствует рифейскому рифту пассивной окраины Балтики, в котором на заключительных этапах Байкальского тектономагматического цикла происходили интенсивные складчато-надвиговые деформации с поднятием рифейских отложений на поверхность. Ижма-Печорский мегаблок также сформирован на пассивной рифтовой окраине Балтики. Метаморфизованные отложения рифейского шельфа толщиной до 10-12 км деформированы здесь байкальскими складками и надвигами и перекрыты палеозойско-мезозойским платформенным чехлом. Верхнепечорская мегазона с аномальным (по данным

ДСС и других геофизических исследований) строением земной коры заполнена деформированными рифейскими вулканогенно-осадочными комплексами островной дуги. Во время Байкальского орогенеза эти комплексы были обдуцированы на окраинах соседних континентальных блоков. Большеземельский мегаблок интерпретируется как древняя палеоплита континентального типа, аккрецированная на Балтику на заключительном этапе Байкальского тектоно-магматического цикла. Общий тектонический рисунок складчатой области контролируется доминирующими дислокациями северо-западного простирания. Глубинный разрез показывает пережатие большинства тектонических деформаций в пределах верхней коры (рис. 7).

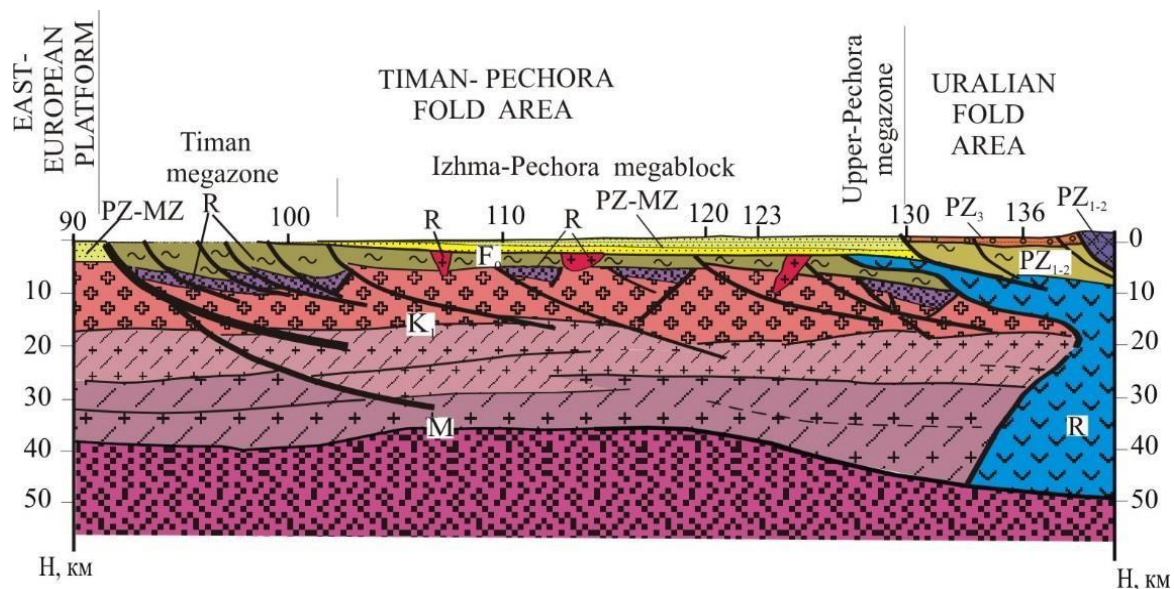


Рис. 7. Разрез земной коры Тимано-Печорской складчатой области (фрагмент геотраверса «Мурманск-Кызыл»). Составлено по материалам Центра «ГЕОН» и ВСЕГЕИ. Легенду см. на рис. 2

Уральский складчатый пояс сформировался в процессе Герцинского орогенеза (поздний палеозой) в результате аккреции Балтийской и Казахстанской палеоплит, а также ряда микроплит и островных дуг. Общая глубинная структура этого региона согласуется с моделью коллизионного орогена уральского типа. Его отличительной особенностью является серия микроплит с корой континентального типа и шовными зонами (рис. 8).

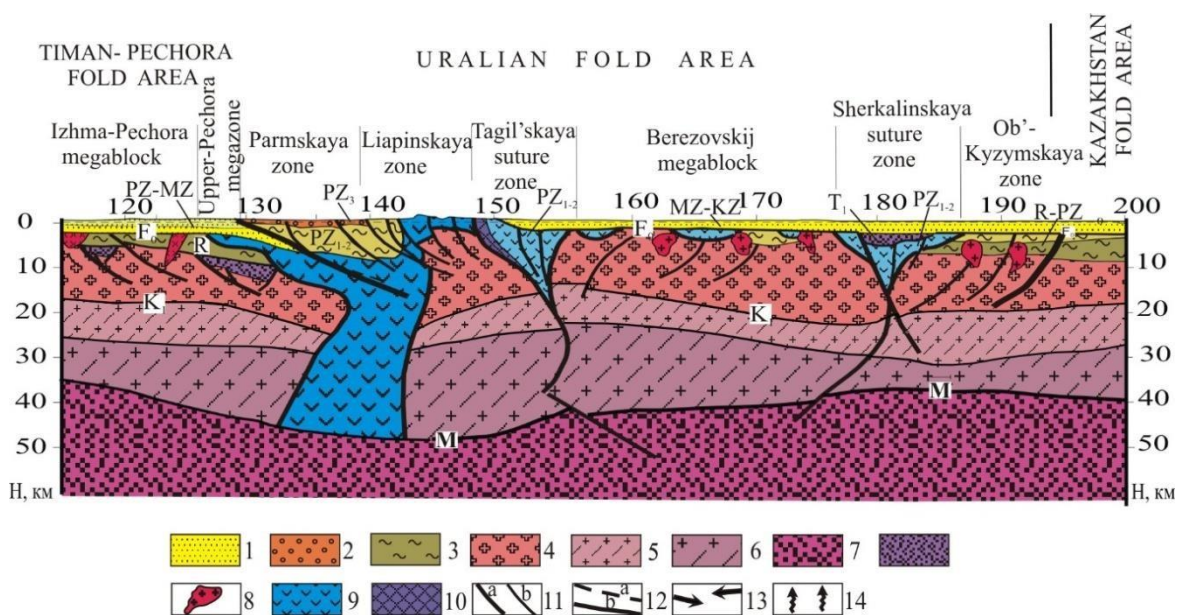


Рис. 8. Разрез земной коры Уральской складчатой зоны (фрагмент геотраверса «Мурманск-Кызыл»). Составлено по материалам Центра ГЕОН и ВСЕГЕИ. Легенду см. на рис. 2

На поперечном разрезе профиля ДСС «Мурманск-Кызыл» Уральская складчатость с северо-запада на юго-восток включает структуры Западного Урала: (а) интенсивно деформированная окраина Баренцевой платформы; (б) Тагило-Магнитогорская шовная зона, моделируемая как клинообразная синформа, заполненная палеозойскими вулканогенно-осадочными комплексами; (с) Восточно-Уральский мегаблок, перекрытый отложениями Западно-Сибирской геосинеклизы на докембрийской континентальной коре; (d) Шеркалинская шовная зона; и (е) Обско-Кызымская деформированная окраина Ханты-Мансийского мегаблока, являющаяся частью Казахстанской палеоплиты.

Центрально-Западносибирская складчатость полностью покрыта отложениями Западно-Сибирской геосинеклизы. Ее формирование связано с позднепалеозойской аккрецией Казахстанской и Сибирской палеоплит. Разрез включает деформированные окраины Казахстанского и Сибирского палеоконтинентов и межблоковую Иртыш-Зайсанскую шовную мегазону на месте закрытого Азиатского палеоокеана.

Таймыро-Северо-Землянская складчатость охватывает зону позднепалеозойской аккреции Сибирского и Карского палеоконтинентов, которая привела к формированию Герцинской складчатой области и глубокой эрозии ордовикско-девонских комплексов [30]. Северной границей орогена является позднепалеозойский надвиговый фронт, картированный на островах Северной Земли. Южная граница – позднепалеозойские складчатые структуры Северного Таймыра, где зафиксирована интенсивная надвиговая тектоника и интрузия постколлизийных гранитов. На севере Таймыра метаседиментационные сукцессии частично магматизированы и интенсивно интродуцированы гранитами возрастом 305 млн лет, которые маркируют возраст аккреции Карского микроконтинента на Сибирь. Биостратиграфические наблюдения показывают, что деформация Северной Земли произошла в позднем девоне – раннем карбоне. Таймырская окраина Сибирского континента, определенная Зоненшайн и др. [20] и Верниковским и др. [37] как главный палеозойский шов, не содержит аллохтонных океанических террейнов. В некоторых местах архипелага Северная Земля зафиксированы неконформно перекрывающие позднепалеозойские континентальные и прибрежно-морские породы раннекаменноугольно-пермского возраста [4]. На палеозойском консолидированном фундаменте в этом районе залегают тонкие мезозойские слабосцементированные отложения.

Позднепалеозойская – раннемезозойская магматическая деятельность проявлена в виде мафических даек и подчиненных силлов на острове Большевик. Имеется одно определение К-Аг возраста интрузий (222 ± 15 млн лет) [4]. Петрологические и геохимические характеристики указывают на тесную связь этих пород с трапповым магматизмом Таймыра и Сибири в позднепермское – раннетриасовое время [4]. Юрские и меловые неморские толщи зафиксированы на самом севере Таймыра и на многих мелких островах Карского моря [36].

Разрез вдоль геотраверса AR-4 (рис. 5) показывает поднятие герцинского консолидированного фундамента в пределах складчатой зоны и развитие тонкого верхнепалеозойско-триасового осадочного чехла. В самых глубоких впадинах толщина осадочного чехла не превышает 4 км. На бортах впадины толщина отложений уменьшается до первых сотен метров. В разрезе закартирована центриклиальная система разломов.

Пайхойско-Новоземельская складчатость сформировалась на начальном этапе киммерийского тектогенеза (поздний триас – юра). Зональность складчатой области не характерна для классического коллизийного орогена: она расположена на окраине Шпицбергенской плиты и не имеет четко выраженных предглубинных и шовных зон. Здесь интенсивность складчато-надвиговых деформаций снижается к востоку, а метаморфизм приурочен к зонам глубинных разломов Главная Новая Земля и Центральная Новая Земля. Вдоль этих и подобных им разломных зон происходили складчато-блоковые и надвиговые дислокации. Многочисленные среднеюрские-раннемеловые палеонтологические находки в северной части острова Южный архипелага Новая Земля свидетельствуют о существовании в то время в этом районе широкого пролива, а значит, структурный план региона в то время был сильно нарушен.

В разрезе геотраверса AP-2 (рис. 6) глубинные отложения западного фланга Пайхойско-Новоземельского складчатого пояса имеют сходный с Северо-Баренцевским бассейном состав, что

позволяет определить долговременное развитие этих структур как происходящее в аналогичных геодинамических обстановках пассивно-континентального краевого типа.

Юго-восточный фланг профиля пересекает структуру Южно-Карского осадочного бассейна с общей толщиной осадочного чехла до 16 км. Судя по косвенным геофизическим характеристикам (толщина коры, характер ее слоистости, скоростные параметры), бассейн расположен на остатках океанической коры. Базальная часть осадочного слоя представлена палеозойскими отложениями континентального склона. Их перекрывают осадки умеренно глубоких морей и вулканогенно-осадочные образования рифтовых бассейнов (D₃-J₁). В верхней части разреза выявлены континентальные и прибрежно-морские глинисто-обломочные юрско-кайнозойские отложения.

Западно-Сибирская молодая платформа занимает территорию Западно-Сибирской низменности и шельфа Карского моря. С мезозоя это была обширная область оседания, заполненная горизонтально залегающим чехлом мезозойских и кайнозойских отложений толщиной до 4-6 км, перекрывающим сильно деформированный фундамент. В основании осадочного чехла платформы залегают триасовые вулканогенно-осадочные образования, заполняющие рифтовую систему и комплексы так называемого «промежуточного структурного уровня (ПСУ)». В пределах Каледонской складчатой области (Казахстан и Алтай-Саяны) к ПСУ относятся комплексы позднепалеозойского возраста. На байкальском складчатом фундаменте в Енисейско-Хатангской и Таймырской складчатых областях к ПСУ относится весь палеозойский разрез. На флангах Сибирской платформы ИСЛ также включает рифейские отложения.

5. Тектонический контроль над нефтяным потенциалом западной части Российской Арктики

Анализ распределения ресурсов нефти в осадочных бассейнах мира различных генетических типов подтверждает, что наиболее богатыми являются бассейны молодых внутренних плит и складчато-платформенные бассейны. Менее богатыми являются крупные коллизионные бассейны межгорных впадин, наложенных на центральные массивы, а бедными – поздне- и посторогенные межгорные впадины на складчатом фундаменте.

В пределах северо-восточной окраины Европейской платформы [36] одни исследователи выделяют единый гетерогенный Печоро-Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн (мегабассейн) террааквального типа [12], другие считают Печоро-Баренцевоморский бассейн двумя отдельными осадочными бассейнами.

Эти бассейны соответствуют области относительно стабильного многолетнего оседания земной коры. Состав, строение и условия захоронения разновозрастных комплексов осадочных пород, сформировавшихся в ходе этого процесса, определили образование, накопление и сохранность коммерчески ценных месторождений нефти и газа.

Печоро-Баренцевоморский бассейн представляет собой единую динамически развивающуюся систему, в большей части которой осадконакопление продолжается до сих пор. Более древние комплексы отложений являются проявлениями палеобассейнов. Генерация, миграция, накопление и сохранение углеводородов продолжаются в этом бассейне в соответствующем термодинамическом режиме. Все эти процессы взаимосвязаны в рамках концепции нефтегазового онтогенеза.

По структурно-тектоническому положению Печоро-Баренцевоморский бассейн относится к окраинно-плитным структурам, расположенным на фронте Уральской и Пайхойско-Новоземельской складчато-надвиговых областей, и его развитие связано с этапом эволюционного роста гетерогенных бассейнов.

Печоро-Баренцевоморский осадочный бассейн также в определенной степени относится к категории периплатформенных резонансных образований, но формировался он на более молодом фундаменте в коэволюции с Уральской и Пайхойско-Новоземельской складчато-надвиговыми областями. Это в конечном итоге определило особенности состава осадочных пород и многие сходства и различия между западноарктическими бассейнами в пространственном и глубинном распределении углеводородов. Южная часть Печоро-Баренцевоморского бассейна сформировалась поверх уже существовавшего позднедокембрийского бассейна на границе Эпибайкальской плиты. Его северная часть сформировалась на эпигренвильском фундаменте. Это предопределило

активное унаследованное тектоническое развитие бассейна с толщиной отложений до 10-12 км в Тимано-Печорской и до 16-18 км в Баренцевоморской частях.

Глубина до разновозрастных гетерогенных фундаментов (или до подошвы недислоцированных платформенных свит) в Печоро-Баренцевоморском бассейне изменяется от 0,5-1,0 км на его западном Кольско-Канинско-Тиманском борту до 16-18 км, а возможно, и более, в Южно-Баренцевом и Северо-Баренцевом бассейнах. Достоверность интерпретаций, отраженная в структурной карте поверхности фундамента, выше на суше, чем на шельфе. В Тимано-Печорском суббассейне подстилающая толща доступна для бурения на глубине 3-6 км на значительной площади, и результаты, полученные геофизическими методами, тесно связаны с данными глубоких скважин.

Комплекс геофизических данных позволяет уверенно проследить структуры фундамента Печорской синеклизы на прилегающем шельфе на глубине 6-10 км к северу в направлении линии, соединяющей полуостров Канин и остров Междушарский. Далее на северо-запад, между этой линией и Южно-Баренцевским рифтом, нами выделена структурная граница, ограничивающая территорию, в пределах которой присутствие структур байкальского фундамента все еще идентифицируется некоторыми геофизическими маркерами, но не всеми.

Вся юго-восточная часть Баренцева моря (Печорское море) вместе с прилегающей территорией на суше представляет собой единый структурный элемент – Печорскую синеклизу. Печорская синеклиза ограничена на юго-западе склоном Тимано-Канинского хребта, включающего складчатые структуры байкальского возраста, а на северо-западе – флангом Южно-Баренцевской впадины.

Тимано-Печорский регион принято считать областью, тектонически соответствующей Тимано-Печорской эпибайкальской плите и перикратональному углублению консолидированных байкалидных структур, сменяющих эту плиту на востоке. Эти консолидированные байкалидные структуры в настоящее время перекрыты горными породами Уральского прогиба, Пайхойско-Новоземельской складчато-надвиговой области, Западной и Осевой (Центральной) мегазон Урала.

Западной границей бассейна, выраженной цепью дизъюнктивных складок Тиманского кряжа, является Западно-Тиманский надвиг (шовный рифт). Эпибайкальская плита граничит с эпикарельской Русской плитой: ее восточная и северо-восточная части граничат с главным Уральским и Байдарацким глубинными рифтами соответственно.

Главный Уральский рифт отмечает границу между (а) байкальскими породами, погруженными под сложные структуры Западного/Центрального Урала на преимущественно континентальной коре, и (б) Восточным Уралом, где предположительно существуют верхнепротерозойско-герцинские реликты океанической и островодужной коры. Второй рифт, предположительно сдвигового характера, отделяет Тимано-Печорскую котловину от Южно-Карской котловины Западно-Сибирской плиты, которая имеет домезозойский фундамент, неоднократно подвергавшийся изменениям. Северным пределом его может быть Куренцовская флексура Северо-Печорской моноклинали с разгрузочным сдвигом, контактирующим с Баренцево-Северо-Карским осадочным бассейном, подстилаемым гренвильско-байкальским фундаментом.

Современная структура Тимано-Печорского осадочного суббассейна сформировалась в начале позднего мела, но основные этапы его формирования завершились в ранней юре. Тектоническое строение бассейна определяется конечными соотношениями структурно-формационных подразделений (структурных этажей и подэтажей). Эти взаимоотношения характеризуются структурными картами поверхностей соответствующих подразделений.

Учитывая, что осадочный чехол включает несколько структурных этажей, для морфоструктурного тектонического районирования была выбрана структурная карта диахронной поверхности верхневизейских-нижнепермских карбонатов. Она соответствует разрезу доорогенных структурных этажей, сформировавшихся в доорогенный (ранне- и среднегерцинский) и орогенный (позднегерцинский) этапы тектогенеза.

Эта карта наиболее адекватно отражает структурное развитие фанерозойских тектонических эпох. В осадочном чехле по начальным суммарным ресурсам углеводородов доминирует верхневизейско-нижнепермский карбонатный комплекс, выделенный как нефтегазоносный. Диахронная поверхность верхневизейско-нижнепермских карбонатов является хорошим сейсмоотражающим горизонтом (RH I) и разумным приближением к рельефу доорогенных карбонатных толщ на картах локальных аномалий поля силы тяжести. Размеры и соподчиненность тектонических элементов

определили их положение в иерархической последовательности. Для обоснования границ зон мы учитывали возможные пути миграции углеводородов и условия осадконакопления.

Необходимым условием генерации углеводородов, наряду с наличием в формациях обогащенного органического вещества (ОВ), является определенная степень его катагенеза под воздействием геотермического режима. Основные геохимические параметры, наряду с палеотектоническим анализом, позволяют выявить процессы формирования и развития областей нефтегазообразования, а также определить зоны нефтегазообразования в Тимано-Печорском регионе.

Современная оценка нефтегазового потенциала Западной Арктики базируется на комплексе геохимических, литолого-фациальных, структурных и других исследований. Она также учитывает тектонические предпосылки и тектонические схемы, созданные группой авторов под руководством Дедеева [13,38] и впоследствии модифицированные для целей районирования нефтегазообразования [39].

Баренцево море (БМ) и Карское море (КМ) относятся к Западно-Арктическому шельфу. Шельф КМ и полуостров Ямал образуют единый Ямало-Карский регион (ЯКР), который занимает северо-западную часть Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) и одноименную нефтегазоносную мегапровинцию (НГП). Шельф южной части Баренцева моря (Печорское море) занимает северную часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Выявленный углеводородный потенциал западно-арктических морей России по состоянию на 01.01.2019 представлен [40] 19 месторождениями, большинство из которых расположено в пределах заливов Карского моря. Некоторые из них являются шельфовыми продолжениями наземных месторождений, а некоторые расположены на шельфе Баренцева моря.

Все выявленные месторождения нефти и газа сосредоточены в двух районах шельфа: (1) Баренцево море, где находятся преимущественно газовые месторождения, и его южная часть – Печорское море, где находятся преимущественно нефтяные месторождения, и (2) Карское море (преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения) [28,41]. Объем доказанных запасов нефти в этих районах относительно невелик: 454 млн тонн, 96 % которых сосредоточено в лицензионных месторождениях. Прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 12,8 млрд тонн, из которых только 5 % сосредоточены на лицензионных участках [11, 42, 43].

Общие доказанные запасы газа гораздо больше: 9,2 трлн м³, из которых почти 70 % приходится на месторождения, частично охваченные существующими лицензиями [17, 44-46]. Предполагаемые ресурсы природного газа оцениваются в 86,5 трлн м³, из которых только ~ 4 % находятся в пределах лицензионных участков [34, 42, 47].

До недавнего времени шельф Баренцева и Печорского морей характеризовался самым высоким уровнем геолого-геофизических исследований среди морей Российской Арктики, как на региональном, так и на разведочном этапах. Здесь были проведены региональные и детальные сейсморазведочные работы 2D ОГТ протяженностью более 420 000 км. По результатам геофизических исследований в Баренцевом море, за исключением его южной части – Печорского моря, к настоящему времени выявлено 75 структур различной степени изученности [42].

Фундамент Ямало-Карского суббассейна, относящегося к северо-западным арктическим районам Западно-Сибирского мегабассейна, имеет герцинский возраст консолидации (раннепермская эпоха) и сложен разнообразными сильно измененными, преимущественно метаморфическими породами: глинистыми сланцами, известняками и др.

С 2008 по 2018 год в южной части Баренцева моря (Печорское море) и на его сочленении с сухопутной частью Тимано-Печорской провинции проведен большой объем региональных сейсморазведочных работ. В результате работ была существенно уточнена геолого-геофизическая модель строения северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, включая ее морское продолжение в Печорском море. Существенной основой для пересмотра геологической модели нижнепалеозойского разреза являются результаты параметрической скважины Северо-Новоборская-1.

В результате наших работ осадочный чехол этого региона был расчленен на несколько сейсмостратиграфических комплексов, выделенных как на суше, так и на шельфе на структурной карте, построенной по отражающим горизонтам (ОГ), такие как VI (поверхность фундамента) (рис. 9), V-VI (подошва силура), IV (кровля силура), III-IV (поверхность силура разного возраста – нижний девон), III2 (среднедевонский горизонт), IIId (подошва Доманика – средний фраснийский, верхний

девон), III_{fm1} (нижний фаменский горизонт), II_v (визейский горизонт кровли карбона), Ia (нижне-пермский карбон), A-I (кровля нижнего триаса) и B (горизонт в юрских отложениях) (рис. 10).

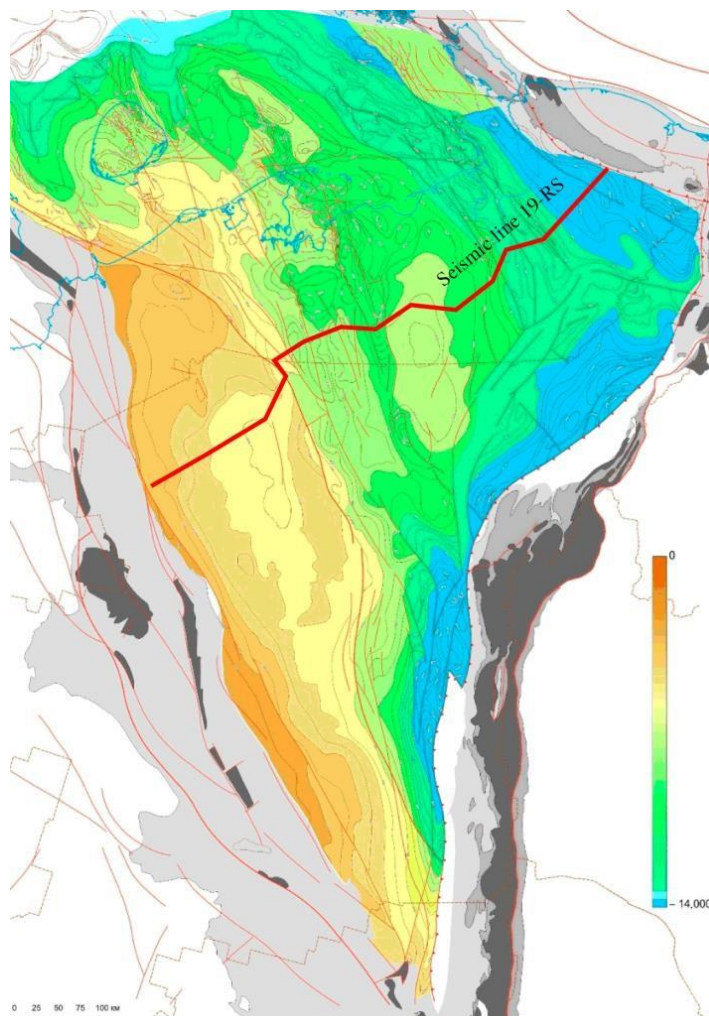


Рис. 9. Структурная карта верхней части фундамента (RH VI)

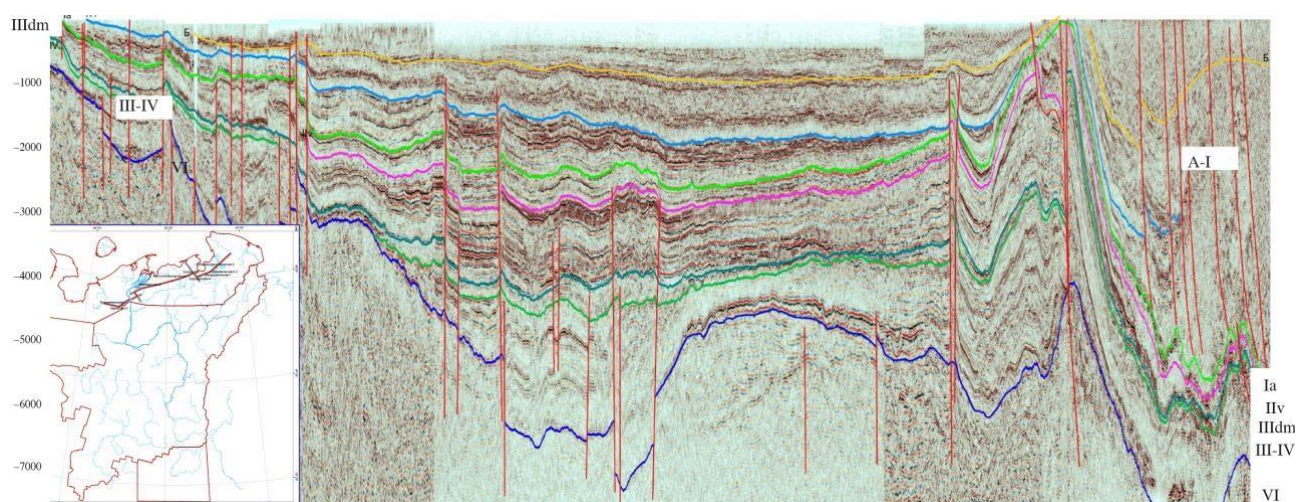


Рис. 10. Составной сейсмический разрез через основные тектонические зоны севера Тимано-Печорского осадочного бассейна, по [41]

Полученная сейсмогеологическая модель была использована для уточнения тектонического и нефтегазового районирования севера Тимано-Печорской провинции, включая Печорское море.

В результате было уточнено положение границ основных тектонических элементов (структур высшего порядка), таких как север Ижма-Печорской синеклизы, Малоземельско-Колгуевская моноклираль, север Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверско-Печорский морской бассейн, Северо-Печорская морская моноклираль, Предпайхойско-Предюжноземельский прогиб (см. рис. 10 и 11) и Гуляевско-Варандейская структурно-тектоническая зона. Эти уточнения относятся в основном к шельфовой части района исследований и позволили установить иерархию уточненных границ на основе их взаимосвязи.

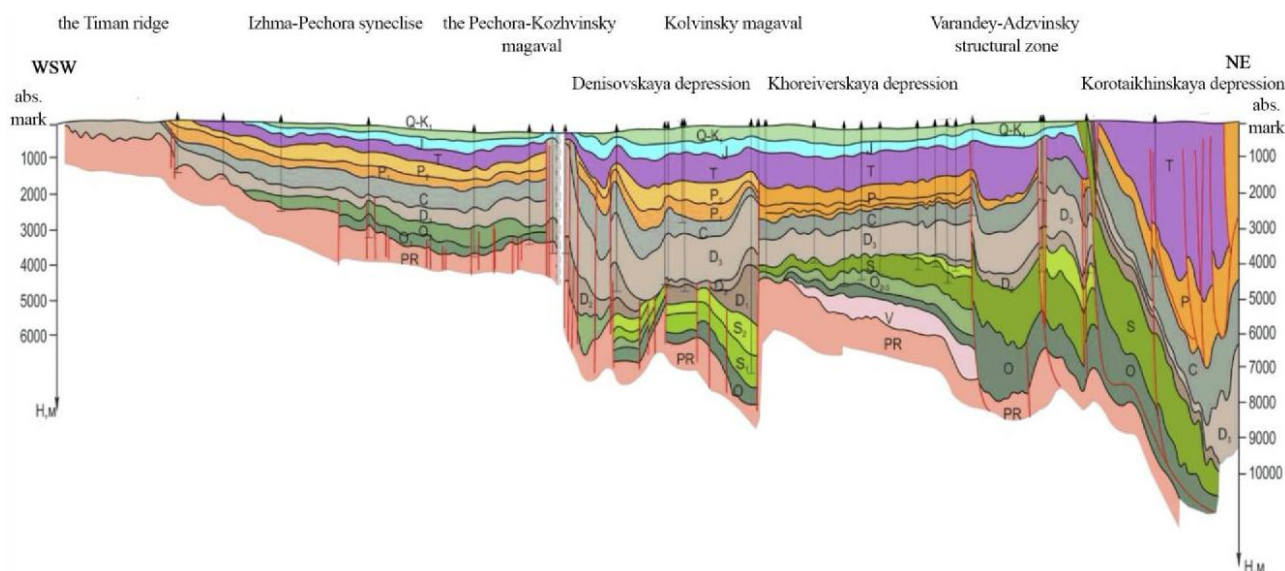


Рис. 11. Региональный геологический разрез по сейсмической линии 19-RS (см. рис. 9) через основные тектонические зоны центральной части Тимано-Печорского осадочного бассейна, по [41]

Наблюдается несоответствие структурных планов поверхности осадочного чехла и поверхности пермских карбонатов (рис. 9), что обуславливает существенные различия в контролирующей нефтегазоносности факторах на разных структурных этажах. В западной части осадочного бассейна выявлено широкое присутствие базальных отложений ранне-среднего ордовикского возраста, вероятно, терригенных.

Напротив, в основании осадочного чехла в Печоро-Колвинском авлакогене (рифте) и Варандей-Адзвинской структурной зоне выявлены устойчивые к развитию карбонатные отложения (платформенные карбонаты) с высоким нефтегенерирующим потенциалом, что определяет перспективы продолжения Тимано-Печорской провинции на арктический шельф.

Проведенные нами исследования позволили существенно улучшить представления о строении и объеме доинверсионных (рифтогенных) отложений для следующих структур: (1) внешняя часть Печоро-Колвинского авлакогена и его морское продолжение (возраст O_{2-3} , S_{1-2} , D_{1-2}), (2) некомпенсированные впадины, развитые вдоль Тиманского кряжа и Канинского поднятия и заполненные терригенными отложениями (возраст C , O_{1-2}), и (3) впадина, ограничивающая осадочный бассейн на севере и заполненная относительно глубоководными отложениями доманиковского типа (возраст D_3-C_1) в позднем девоне-раннем карбоне. В результате оценка нефтегазового потенциала всего региона существенно изменилась.

Количественная оценка нефтегазового потенциала основывается на геологических представлениях об эволюции осадочных бассейнов, характеристике исходных пород, нефтегазоносных толщ в этих бассейнах, а также на региональных, зональных и локальных особенностях региона, позволяющих обоснованно прогнозировать и уточнять уже выявленный углеводородный потенциал. Наиболее существенным подтверждением перспектив являются уже зарезервированные запасы выявленных месторождений, полученные в результате бурения и, косвенно, по данным сейсморазведки.

Завершена серия исследований, направленных на повышение качества оценки нефтегазового потенциала (“количественная оценка ресурсов нефти и газа”) регионов России (по состоянию на 01.01.2017). Эта оценка, выполненная ВНИГНИ, ВНИИОкеангеология и ВНИГРИ [48], охватывает все перспективные нефтегазоносные бассейны, включая западные арктические районы России.

Частные нефтегазовые компании, работающие на суше, и две компании, находящиеся в государственной собственности (Газпром и Роснефть) и обладающие эксклюзивными правами на работу на арктическом шельфе, проводят свои внутренние оценки углеводородного потенциала. Однако их оценки зачастую касаются исключительно участков существующих лицензий или перспективных лицензионных участков, которые компании считают приоритетными для разработки.

Предварительные результаты официальной количественной оценки ресурсов Арктики, как на шельфе, так и на суше, уже опубликованы [7, 21, 34, 42, 47, 49-52], и в данной работе они представлены для характеристики нефтегазового потенциала рассматриваемых осадочных бассейнов [11, 28, 40, 41, 43].

Количественная оценка ресурсов малоизученных и сложных районов Арктики [17,44-46] является результатом исследований геологов, сумевших на основе фрагментарных региональных геолого-геофизических данных построить систему представлений о геологической эволюции этих районов и построить модели геологического строения осадочных бассейнов, определяющие углеводородный потенциал [53].

6. Обсуждение: оценка ресурсов шельфа Западной Арктики

Нефтяной потенциал российского сектора Западной Арктики по любым меркам уникален, как по объему, так и по разнообразию состава, что подтверждается открытиями уникальных, гигантских и крупных месторождений нефти и газа на суше. На этой территории выявлено более 50 гигантских и крупных месторождений. Для разработки проектов в Западной Арктике и исключения чисто конъюнктурных факторов необходимо проведение специальных исследований, направленных на получение новой геолого-геофизической информации для более объективной оценки нефтяного потенциала, а также учет опыта международных и российских экспертов.

Наиболее известные оценки были сделаны консалтинговыми компаниями Вуд Маккензи и Фугро Робертсон в 2006 году [54], а также USGS – Геологической службой США в 2008 году [55], которая провела два специальных исследования углеводородного потенциала Арктики.

Геологическая служба США проанализировала 25 из 33 арктических бассейнов, включая два преимущественно сухопутных района Западной Арктики – северную часть Тимано-Печорского бассейна и северную часть Западно-Сибирского бассейна и три морских района северных (норвежских) Баренцева и Карского морей: (1) Восточно-Баренцево море, (2) Баренцева платформа, (3) и Северо-Карские бассейны и платформы (рис. 12-14). В этих исследованиях глубоководный Евразийский бассейн ограничивает бассейны Западной Арктики с севера.

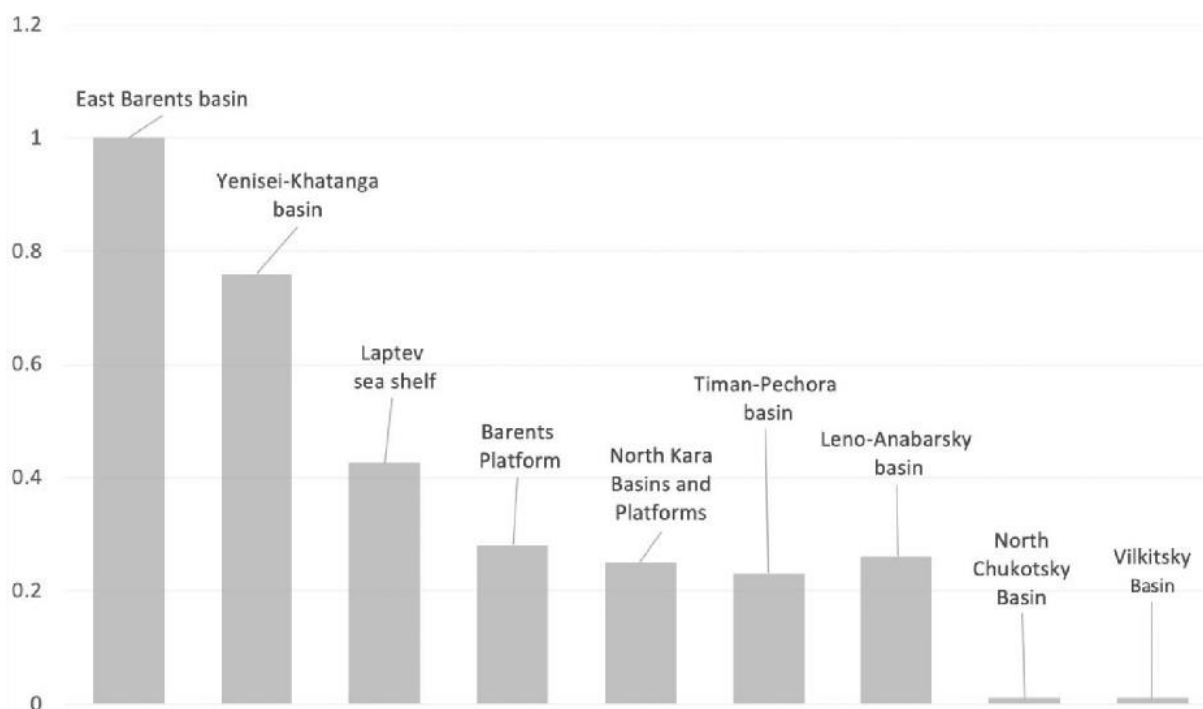


Рис. 12. Оценка ресурсов нефти в арктических бассейнах России (по данным Геологической службы США (USGS) [54]), млрд тонн

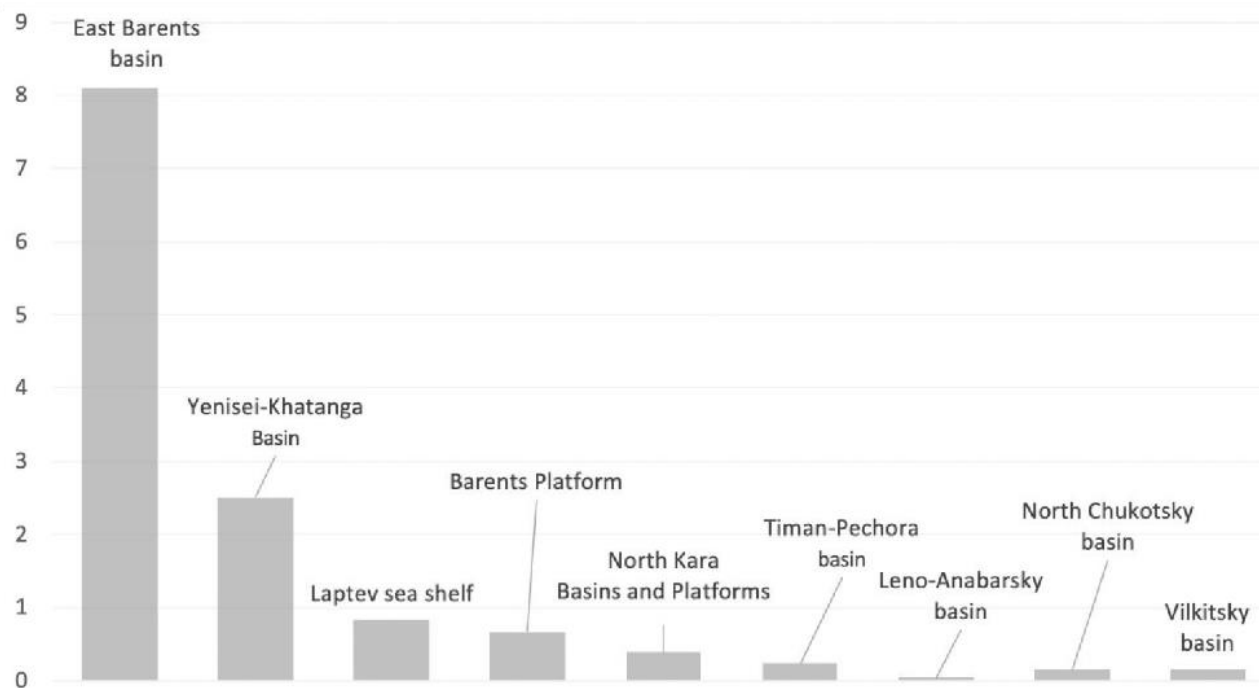


Рис. 13. Оценка ресурсов газа в арктических бассейнах России (по данным Геологической службы США [54]), трлн. м³

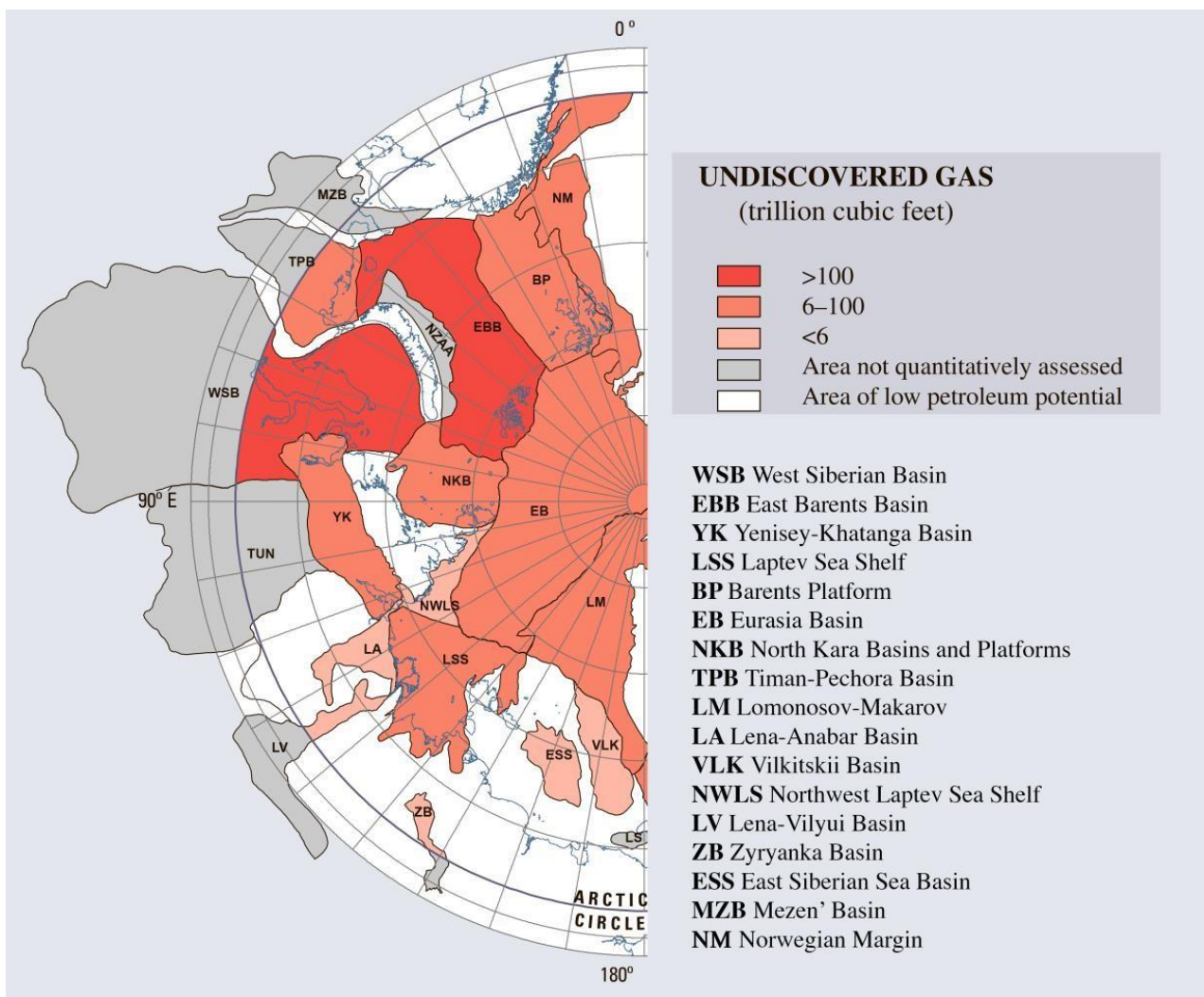


Рис. 14. Провинции в Оценка ресурсов Циркум-Арктики по средней оценке неразведанного газа, по [54]

В работах [54] и [56] использовались разные подходы. Для целей нашего анализа мы перевели оценки нефтяного потенциала в [54] и [56], первоначально представленные в баррелях для нефти/нефтяного эквивалента (н.э.) и в кубических футах для газа, в более распространенные в России тонны и кубические метры, соответственно. Мы использовали следующие коэффициенты пересчета: 1 баррель нефти = 0,14 метрической тонны нефти [57]; 1 баррель нефтяного эквивалента = 0,1462 тонны нефтяного эквивалента [58]; 1 миллиард кубических футов природного газа = 25 199,58 тонны нефтяного эквивалента [58].

Отчет Вуд Маккензи и Фугро Робертсон [54] основан на детальном анализе геофизических и сейсмических данных в различных арктических бассейнах. Согласно этому исследованию, неразведанные ресурсы нефти и газа в Арктике оцениваются в 233 млрд баррелей нефтяного эквивалента (н.э.), или более 30 млрд тонн н.э. В общей сложности 85 % доказанных запасов и 74 % ожидаемых запасов (ресурсов) – это газ.

В исследовании Геологической службы США [56] основное внимание уделялось вероятностному геологическому анализу и выделению зон, которые, вероятно, содержат относительно крупные запасы нефти или газа (более 50 млн тонн).

Общий объем неразведанных ресурсов нефти и газа во всем регионе к северу от полярного круга составляет ~412 млрд баррелей н.э., или ~22 % от общих неразведанных запасов традиционных углеводородов в мире. Это почти вдвое превышает оценку Вуд Маккензи и Фугро Робертсон [54].

Неразведанные ресурсы нефти оцениваются в ~90 млрд баррелей нефти, или 12,3 млрд тонн при плотности преобразования 0,862 т/м³. Это составляет ~7 % мировых ресурсов.

Неразведанные ресурсы газа оцениваются в ~1669 трлн кубических футов газа (~47,2 трлн м³) и 44 млрд баррелей газового конденсата (или 5,5 млрд тонн (при плотности преобразования 0,780 т/м³)).

Общая оценка углеводородных ресурсов Арктики по данным [54] составила ~65 млрд т н.э.

В то же время на долю традиционной нефти, включая жидкие фракции природного газа (ЖФГ), в исследовании Геологической службы США [56] пришлось около 134 млрд баррелей (или 17,8 млрд т н.э.). Это 13-15 % всех мировых ресурсов [55]. На долю традиционного природного газа приходится оставшиеся ~279 млрд баррелей н.э., или чуть менее 30 % всех мировых ресурсов газа.

Важно отметить, что около 80 % арктических ресурсов приурочено к относительно мелкому шельфу (глубина менее 500 м). Более того, по оценкам Геологической службы США, вероятность обнаружения значительных запасов углеводородов в центральной части Северного Ледовитого океана, а также в прилегающих районах близка к нулю.

Согласно нашему анализу данных ГССША (см. табл. 1 в [55]), на долю России приходится около 70 % всех неразведанных ресурсов газа в Арктике, причем основные перспективные районы расположены на севере Западно-Сибирского бассейна, включая южную часть Карского моря, ресурсы которого оцениваются в 18,5 трлн м³, и Восточно-Баренцево море (9,0 трлн м³).

По данным [56], Россия располагает ~30 млрд баррелей н.э. (оценка по всем арктическим бассейнам Российской Федерации), или 33 % от общих ресурсов нефти Арктики, причем 7,4 млрд баррелей н.э. локализованы в юго-восточной части Баренцева моря. В Западно-Сибирском бассейне ожидается 3,7 млрд баррелей н.э., в глубоководной части Баренцева и Карского морей – 2,0 и 1,8 млрд баррелей н.э., в Тимано-Печорском бассейне – 1,6 млрд баррелей н.э.

Доля жидких углеводородов в Западном секторе Российской Арктики увеличивается до 41 % от общих ресурсов всей Арктики, если к ним добавить 3,7 млрд тонн жидкого природного газа (ЖПГ).

Таким образом, общие технически извлекаемые ресурсы российского сектора Арктики оцениваются USGS примерно в 40 млрд тонн н.э., из которых только 4,3 млрд тонн приходится на нефть, более 32 трлн м³ – на газ и около 3,7 млрд тонн н.э. – на конденсат.

Более скромная оценка углеводородных ресурсов российской Арктики (76,3 млрд т н.э.) была представлена Мировым энергетическим агентством (WEA) [59, 60]. По данным WEA, извлекаемая часть ресурсов сырой нефти в российском секторе не превышает 9,6 млрд т н.э., а ресурсы газа оцениваются в скромные 21,4 трлн м³. Таким образом, общая оценка извлекаемых ресурсов российской Арктики без учета конденсата составляет всего 31 млрд т н.э. [40].

По данным того же исследования, всего к северу от полярного круга открыто 61 крупное месторождение нефти и газа, из них 43 – в России (сегодня их, по нашим данным, более 50), 11 – в Канаде, 6 – на Аляске и 1 – в Норвегии, что также свидетельствует о доминировании Западной Арктики в структуре существующих открытий.

По оценкам ООН [61, 62], ресурсы нефти всей Арктики оцениваются в 140-180 млрд тонн, из которых почти 40 % приходится на восточную ее часть региона, а около трети – на территорию между Северным полюсом и Американским континентом. Так, по оценке ООН, потенциал Западной Арктики составляет 40-45 млрд т н.э. Эксперты ООН заявили, что, учитывая огромные технические трудности в освоении этих ресурсов, экономическая целесообразность арктических проектов весьма сомнительна [3].

Существуют серьезные опасения, что официальная оценка ресурсов [40, 41, 63] может быть необъективной из-за чрезмерной опоры на официальную точку зрения об огромном потенциале Арктики [40]. Этот вывод основан на том, что оценки нефтяного потенциала наименее изученных участков арктического шельфа за последние 20 лет демонстрируют постоянный рост, независимо от увеличения базы знаний, количества новых важных открытий или разработки принципиально новых способов увеличения ресурсной базы углеводородов. Кроме того, не удастся получить новый керновый материал для геохимических исследований, которые могли бы улучшить оценку нефтяного потенциала и указать на его недооценку.

Например, суммарные ресурсы углеводородов наиболее богатого западного арктического шельфа, по официальной оценке на 01.01.1993, составляли 75,3 млрд тонн нефтяного эквивалента [21, 34]. Следующая оценка (на 01.01.2002) показала увеличение на 7,26 млрд тонн нефтяного эквивалента, в том числе на 0,26 млрд тонн нефтяного эквивалента для Печорского моря, на 1,9 млрд тонн нефтяного эквивалента для Баренцева моря и на 5,1 млрд тонн нефтяного эквивалента для Карского моря. Оценка на 01.01.2009 показала дальнейшее увеличение ресурсов (17,5 млрд тонн нефтяного эквивалента), в результате чего общая оценка ресурсов нефти и газа на шельфе Западной Арктики составила более 100 млрд тонн нефтяного эквивалента.

В последней, недавно завершенной оценке 2020 года, объем ресурсов углеводородов бассейнов Западной Арктики консолидирован на уровне 101 млрд тонн нефтяного эквивалента, в том числе 55,3 – в Баренцевом море и 45,7 – в Карском море [64, 65].

Указанный рост оценок ресурсов парадоксален: наблюдается значительное снижение соотношения пробуренных и доказанных запасов и общей оценки нефтяного потенциала региона на фоне существенного роста геофизических, в том числе сейсмических, исследований [66].

Особенно парадоксальны такие выводы в районе Печорского моря, где самое позднее выявление новых месторождений относится к 1993-2002 годам, а значительное увеличение оценки ресурсов происходит в период отсутствия открытий (2002-2009 годы). Подобные несоответствия заставляют нас более осторожно и сдержанно подходить к оценке ресурсов в настоящее время.

Выполненная количественная оценка ресурсов нефти и газа основана на современных представлениях о тектоническом строении осадочных бассейнов Западного сектора Российской Арктики, а также на новых данных об объеме отложений и потенциале исходных пород, а также на сравнительном анализе по существующим открытиям (метод геологической аналогии).

Эта оценка свидетельствует о большем потенциале как для нефти, так и для газа.

Объем прогнозных ресурсов углеводородов (нефть, свободный газ, конденсат и растворенный газ) российской Арктики оценивается в 250 млрд тонн нефтяного эквивалента, в том числе ~43 млрд тонн нефти и конденсата (17 % всех ресурсов) и ~206 трлн м³ природного газа. Распределение углеводородных ресурсов по перспективным регионам на суше и на шельфе Российской Арктики очень неравномерно (рис. 15-17). На сушу приходится ~136 млрд тонн нефтяного эквивалента (почти 55 % от общего объема), из которых подавляющее большинство составляют газосодержащие месторождения, административно расположенные в Ямало-Ненецком автономном округе (120 млрд тонн нефтяного эквивалента, в том числе 97 трлн м³ газа). Оставшиеся 45 % – это также в основном газ, рассредоточенный в пределах арктического шельфа.

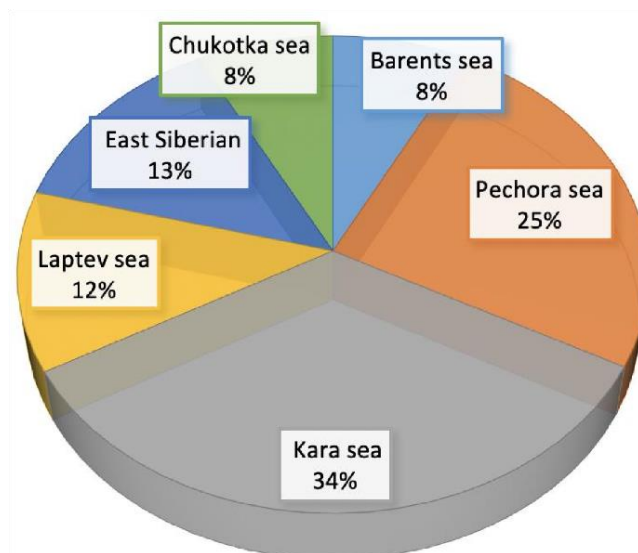
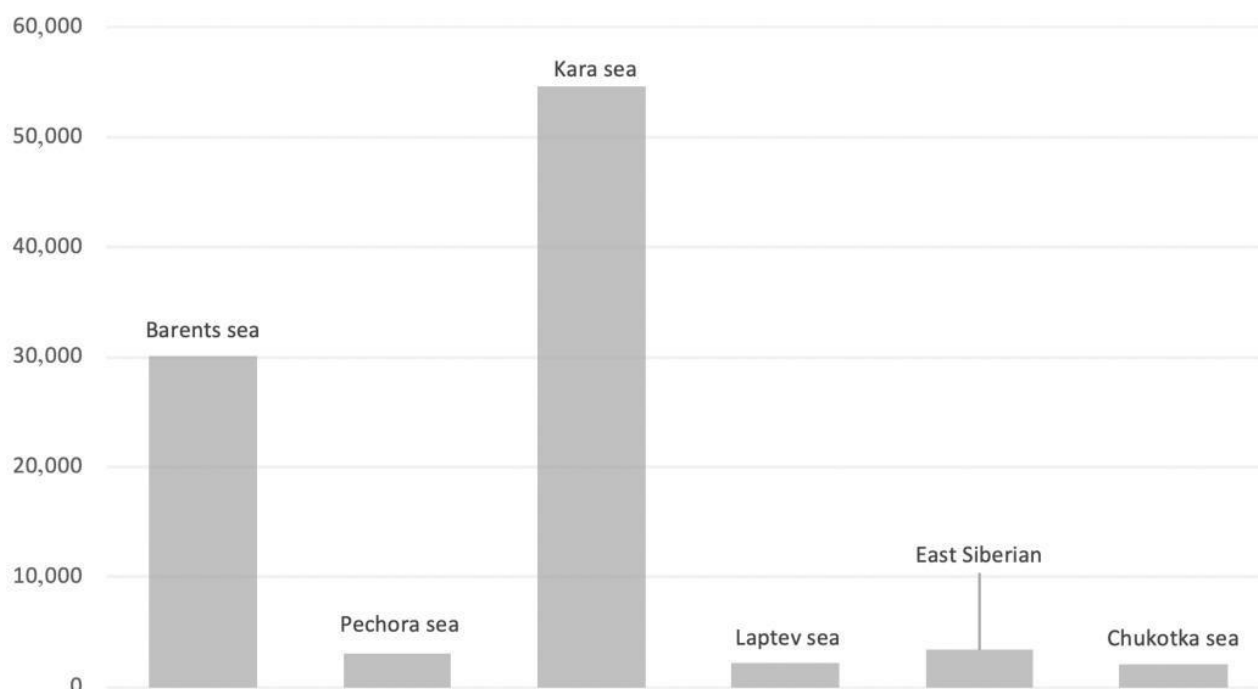


Рис. 15. Распределение нефтяных ресурсов в арктических морях России

Рис. 16. Распределение начальных суммарных ресурсов свободного газа арктических морей России, млрд м³

Общий потенциал Западной Арктики Российской Федерации оценивается нами в 13,4 млрд т жидких углеводородов (нефти и газового конденсата) и 86,7 трлн м³ газа.

Большая часть жидких углеводородов прогнозируется в мелководном продолжении Тимано-Печорского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов (Печорское море – 5,5 млрд т, южная часть Карского моря – 2,0 млрд т).

Оценочный потенциал северной части Тимано-Печорского бассейна на суше превышает 5,5 млрд т н.э. Эта оценка отражает современный уровень геолого-геофизических исследований и геологоразведочных работ. Более 2,0 млрд тонн н.э. извлекаемых запасов нефти и газа приходится на выявленные месторождения, включая добывающие [40].

В международных оценках ресурсов большое внимание уделяется технологической доступности ресурсов и экономической целесообразности их разведки и разработки. С учетом этого ресурсы мелководных продолжений Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций оцениваются достаточно высоко.

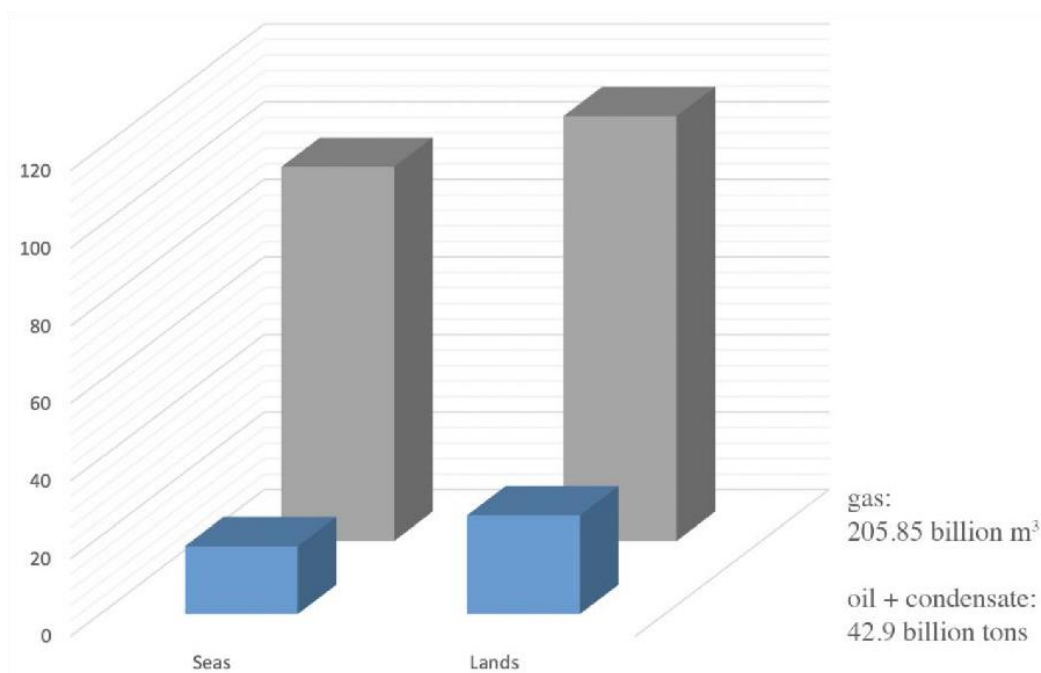


Рис. 17. Распределение ресурсов нефти и газа (свободные плюс растворенные) в Арктической зоне России по количественной оценке на 01.01.2019, после [40]

Таким образом, оценки малоизученных осадочных бассейнов арктического шельфа остаются противоречивыми как по общему потенциалу, так и по соотношению фазового состава.

Определенные споры вызвала оценка нефтяного потенциала морского продолжения Западно-Сибирской провинции. По мнению группы исследователей, основные неразведанные ресурсы газа Арктической зоны [67] этой провинции сосредоточены в апте, неокме и средней юре, включая Карское море, и могут достигать 33-43 трлн м³.

Ожидаются следующие открытия: (1) 3-4 сверхгигантских (более 1 трлн м³) месторождения на открытом шельфе, (2) 22-25 крупнейших и гигантских (0,1-1,0 трлн м³) месторождений, (3) 70-80 крупных (30-100 млрд м³) месторождений и (4) несколько сотен средних и мелких месторождений.

7. Выводы

1. Тектоническое развитие Западной Арктики обусловило формирование осадочных бассейнов, характеризующихся высоким нефтегазовым потенциалом.
2. Накопление нефтегазоматеринских пород и формирование коллекторов происходило в основном на начальных дивергентных этапах эволюции бассейнов. В Тимано-Печорском бассейне это произошло в силурийско-турнейском периоде.
3. Формации конвергентных этапов в большинстве случаев содержат только залежи природного газа.
4. Некоторые формации исходных пород в Тимано-Печорском бассейне вошли или прошли через окна нефтегазогенерации, что привело к значительным отложениям генерации и миграции углеводородов.
5. Положение окон нефтегазогенерации в пределах различных зон накопления в основном нефтегазовом комплексе, в целом, благоприятно совпадало с этапами их формирования и привело к отложению палеозон нефтегазонакопления.
6. Генерация углеводородов в Тимано-Печорском бассейне, включая его северную часть (Печорское море), завершилась в конце триаса, но его структурная эволюция и оседание растянулись на пост-триасовый период.
7. В Тимано-Печорском бассейне выделяются три генетических типа скоплений свободного газа: (1) газ, источником которого является пермо-триасовое смешанное органическое вещество вод; (2) газ современных активных зон поднятий на относительно небольших глубинах,

который генетически может быть связан с любой зоной катагенеза; (3) газ, образовавшийся при благоприятных условиях заключительного этапа катагенеза и апокатагенеза, который в основном связан с впадинами.

8. Оценки нефтяного потенциала Западной Арктики варьируют в широких пределах – от 34,7 до более чем 100 млрд т н. э., при этом доля жидких углеводородов составляет от 5,3 до 13,4 млрд т н. э., конденсата – от 8,0 до 13,4 млрд т н. э.

9. В Западной Арктике преобладает газ, зоны нефтенакпления ограничены шельфовой частью Тимано-Печорского бассейна, зоны конденсатонакпления – шельфовой частью Западно-Сибирского бассейна на шельфе Карского моря.

10. Значительные расхождения в оценке структуры открытий и в оценках нефтяного потенциала отражают неуверенность экспертов, вероятно, вызванную отсутствием опыта работы с крайне низкой базой знаний.

Вклад авторов: авторы внесли равный вклад в эту работу. Все авторы прочитали и согласились с опубликованной версией рукописи.

Финансирование: данное исследование не получало внешнего финансирования.

Заявление об информированном согласии: информированное согласие было получено от всех субъектов, участвовавших в исследовании.

Конфликты интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Klitzke, P.; Faleide, J.I.; Scheck-Wenderoth, M.; Sippel, J. A lithosphere-scale structural model of the Barents Sea and Kara Sea region. *Solid Earth* 2015, 6, 153–172. Available online: www.solid-earth.net/6/153/2015/doi:10.5194/se-6-153-2015 (accessed on 19 January 2021). <http://doi.org/10.5194/se-6-153-2015>
2. Weniger, P.; Blumenberg, M.; Berglar, K.; Ehrhardt, A.; Klitzke, P.; Krüger, M.; Lutz, R. Origin of near-surface hydrocarbon gases bound in northern Barents Sea sediments. *Mar. Pet. Geol.* 2019, 102, 455–476. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.12.036>
3. Lerch, B.; Karlsen, D.A.; Abay, T.B.; Duggan, D.; Seland, R.; Backer-Owe, K. Regional petroleum alteration trends in Barents sea oils and condensates as a clue to migration regimes and processes. *Aapg Bull.* 2016, 100, 165–190. <http://doi.org/10.1306/08101514152>
4. Proskurnin, V.F.; Shulga, Y.D. Problems of Magmatism and Gold Mineralization of the Taimyr-Severozemelskaya Fold System. Thesis of the report “Geological Survey and Mineral Resource Base of Russia”. In Proceedings of the Russian Congress of Geologists and Scientific and Practical Geological Conference, Saint Petersburg, Russia, 10 March 2000.
5. Matveeva, T.V.; Semenova, A.A.; Shchur, N.A.; Logvina, E.A.; Nazarova, O.V. Prospects of gas hydrate presence in the Chukotka Sea. *Notes Min. Inst.* 2017, 226, 387–396. <http://doi.org/10.25515/PMI.2017.4.387>
6. Sakulina, T.S.; Pavlenkova, G.A.; Kashubin, S.N. The structure of the Earth’s crust in the northern part of the Barents-Kara region along with the DSS 4-AR profile. *Geol. Geophys.* 2015, 56, 2053–2066. <http://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.10.008>
7. Egorov, A.S. *Movchan Complex of Geophysical Methods: Textbook /Egorov, Movchan*; Saint Petersburg Mining University: Saint Petersburg, Russia, 2018; p. 117.
8. 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; Volume 2018, pp. 1–5. <http://doi.org/10.3997/2214-4609.201800189>
9. Khain, V.E. *Tectonics of Continents and Oceans*; Scientific World: Moscow, Russia, 2000; p. 606.
10. Zharov, V.; Zharov, N. Targeting innovation activities of arctic enterprises in developing mineral and energy resources. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2019, 2, 302. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/302/1/012131>
11. Kleshchev, K.A.; Kontorovich, A.E.; Krylov, N.A.; Mironov, Y.P. *Methodological Guide to the Quantitative and Economic Assessment of Oil, Gas and Condensate Resources in Russia*; VNIGNI: Moscow, Russia, 2000; p. 189.
12. Malyshev, N.A.; Nikishin, V.A.; Nikishin, A.M.; Obmetko, V.V.; Martirosyan, V.N.; Kleshchina, L.N.; Reidik, Y.V. New model of geological structure and history of the formation of the North Kara sedimentary basin. *Rep. Acad. Sci.* 2012, 445, 50–54.
13. Dedeev, V.A.; Aminov, L.Z.; Getsen, V.G.; Zaporozceva, I.V.; Malishev, N.A.; Rizov, I.N.; Soenko, V.L.; Timonin, N.I. Tectonic criteria of forecasting the oil and gas potential of the Pechora plate. Leningrad. *Science* 1986, 1, 217.
14. Sokolov, B.A. *Evolution and Oil and Gas Potential of Sedimentary Basins*; Nauka Press: Moscow, Russia, 1980; p. 244.
15. Kontorovich, A.E.; Epov, M.I.; Burshtein, L.M.; Kaminskii, V.D.; Kurchikov, A.R.; Malyshev, N.A.; Prischeva, O.M.; Safronov, A.F.; Stupakova, A.V.; Suprunenko, O.I. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian arctic seas and the prospects of their development. In *Russian Geology and Geophysics*; Allerton Press Inc.: Novosibirsk, Russia, 2010; Volume 51, pp. 3–11.
16. Litvinenko, V.S. Hydrocarbon potential of the Ural–African transcontinental oil and gas belt. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2017, 7, 1–9. <http://doi.org/10.1007/s13202-016-0248-4>
17. Malyshev, N.A. Tectonics, Evolution and Oil and Gas Potential of Sedimentary Basins of the European North of Russia. Ph.D. Thesis, Moscow State University, Moscow, Russia, 2000.
18. Kontorovich, V.A.; Kontorovich, A.E. Geological structure and petroleum potential of the Kara sea shelf. *Rep. Acad. Sci.* 2019, 489, 272–276.

19. Shatsky, N.S. *Geology and Mineral Resources of the North of the USSR*; Northern Sea Route: Saint Petersburg, Russia, 1935; pp. 149–165.
20. Zonenshain, L.P.; Natapov, L.M. Tectonic History of the Arctic. In *Actual Problems of Ocean and Continent Tectonics (In Russian)*; Nauka: Moscow, Russia, 1987; pp. 31–57.
21. Kaminsky, V.D.; Suprunenko, O.I.; Medvedeva, T.Y.; Chernykh, A.A. The Arctic shelf of Russia. *Oil Gas Vert.* 2016, 6, 25–29.
22. Gee, D.G.; Zeyen, H.J. *Lithosphere Dynamics: Origin and Evaluation of Continents*. Europrobe Secretariat; Uppsala Europrobe: Uppsala, Sweden, 1996; 138p.
23. Startseva, K.F.; Ershov, A.V.; Nikishin, V.A. History of the development of hydrocarbon systems in the northern part of the Kara Sea according to 2d-modeling data. *Bull. Mosc. Univ. Ser. Geol.* 2015, 2, 22–31.
24. Startseva, K.F.; Nikishin, A.M.; Malyshev, N.A.; Nikishin, V.A.; Valyushcheva, A.A. Geological and geodynamic reconstruction of the East Barents mega basin based on the analysis of the regional seismic 4-AR profile. *Geotectonics* 2017, 4, 51–67.
25. Nikishin, A.M.; Malyshev, N.A.; Petrov, E.I. *Geological Structure and History of the Arctic Ocean*; EAGE Publications: Houten, The Netherlands, 2014; p. 88.
26. Nikishin, A.M.; Malyshev, N.A. The Main Problems of the Structure and History of the Geological Development of the Arctic Ocean. *Her. Russ. Acad. Sci.* 2020, 90, 345–356. <http://doi.org/10.1134/S101933162003003X>
27. Jerzy, S.; Malarev, V.; Kopteva, A. Calculation of Oil-saturated Sand Soils' Heat Conductivity. *J. Min. Inst. Notes Min. Inst.* 2019, 238, 443–449. <http://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.443>
28. Shemin, G.; Deev, E.; Vernikovskiy, V.A.; Drachev, S.S.; Moskvina, V.; Vakulenko, L.; Sapyanik, V. Jurassic paleogeography and sedimentation in the northern West Siberia and the South Kara sea, Russian arctic and subarctic. *Mar. Pet. Geol.* 2019, 104, 286–312. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.03.030>
29. Proskurnin, V.F. New volcano-plutonic Association of the Northern Earth and features of its metal content. *Taimyr Subsoil.* 1995, 2, 93–100.
30. Daragan-Sushchova, L.A.; Petrov, O.V.; Daragan-Sushchov, Y.I.; Vasiliev, M.A. Peculiarities of the geological structure of the North Karsky shelf according to seismic data. *Reg. Geol. Metallog.* 2013, 54, 5–16.
31. Petrov, O.V.; Daragan-Sushchova, L.A.; Sobolev, N.N.; Daragan-Sushchov, Y.I. The structure of the pre-Jurassic basement of the northern part of the West Siberian plate. *Reg. Geol. Metallog.* 2005, 26, 153–168.
32. Samygin, S.G. Vendian nappes and tectonic evolution of Taimyr in the Late Precambrian. *Bull. MoipSect. Geol.* 2012, 87, 3–19.
33. Torsvik, T.H.; Smethurst, M.A.; Van der Voo, R.; Trench, A.; Abrahamsen, N.; Halvorsen, E. Baltica. A synopsis of Vendian to Permian palaeomagnetic data and their palaeotectonic implications. *Earth Sci. Rev.* 1992, 33, 133–152. [http://doi.org/10.1016/0012-8252\(92\)90023-M](http://doi.org/10.1016/0012-8252(92)90023-M)
34. Kaminsky, V.D.; Suprunenko, O.I.; Smirnov, A.N.; Medvedeva, T.Y.; Chernykh, A.A.; Aleksandrova, A.G. *Current Resource Status and Prospects for the Development of Small and Medium-Sized Enterprises in the Shelf Region of the Russian Arctic*; Exploration and Protection of Mineral Resources: Moscow, Russia, 2016; pp. 136–142.
35. Martirosyan, V.N.; Vasilyeva, E.A.; Ustritsky, V.I.; Suprunenko, O.I.; Vinokurov, I.Y. North of the Kara sea—highly prospective for oil region of the Arctic shelf of Russia. *Oil Gas Geol.* 2011, 6, 59–69.
36. Bogdanov, N.A. The problem of dividing the Eurasian and North American lithospheric plates in the Eastern Arctic. *Geotectonics* 1998, 2, 4–16.
37. Metelkin, D.V.; Vernikovskiy, V.A.; Kazansky, A.Y. Paleozoic history of the Kara microcontinent and its relation to Siberia and Baltica: Paleomagnetism, paleogeography and tectonics. *Tectonophysics* 2005, 398, 225–243. <http://doi.org/10.1016/j.tecto.2005.02.008>
38. *Tectonic Map of the Pechora Plate: Report at the Meeting of the Presidium of the Komi Republic*; USSR Academy of Sciences: Moscow, Russia, 1985.
39. Belonin, M.D.; Prischepa, O.M.; Teplov, E.L.; Budanov, G.F.; Danilevsky, S.A. *Timan-Pechora Province: Geological Structure, Oil and Gas Potential, Development Prospects*; NEDRA: Saint Petersburg, Russia, 2004; p. 396.
40. Prischepa, O.M.; Nefedov, Y.V.; Grigoriev, G.A. Prospects for further study and development of the hydrocarbon potential of the Arctic shelf of the Pechora-Barents sea region. *Sci. J. Russ. Gas Soc.* 2019, 3–4, 5–20.
41. Prischepa, O.M.; Metkin, D.M.; Borovikov, I.S. Hydrocarbon potential of the arctic zone of Russia and prospects for its development, Mineral resources of Russia. *Econ. Manag.* 2019, 3–166, 14–28.
42. Kaminsky, V.D.; Zuykova, O.N.; Medvedeva, T.Y.; Suprunenko, O.I. The hydrocarbon potential of the continental shelf of Russia: The state of knowledge and development prospects, Mineral resources of Russia. *Econ. Manag.* 2018, 2, 4–9.
43. Kruk, M.N.; Alabyev, V.R.; Semenov, A.S. Economic efficiency of application of artificial air-cooling for normalization of thermal conditions in oil mines. *Sci. Iran.* 2020, 3, 1606–1615.
44. Tsvetkov, P.; Cherepovitsyn, A.; Makhovikov, A. Economic assessment of heat and power generation from small-scale liquefied natural gas in Russia. *Energy Rep.* 2020, 6, 391–402. <http://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.11.093>
45. Vasiltsov, V.S.; Vasiltsova, V.M. Strategic Planning of Arctic Shelf Development Using Fractal Theory Tools. *J. Min. Inst.* 2018, 234, 663–672. <http://doi.org/10.31897/pmi.2018.6.663>
46. Yurchenko, I.A.; Moldowan, J.M.; Peters, K.E.; Magoon, L.B.; Graham, S.A. Source rock heterogeneity and migrated hydrocarbons in the Triassic shrublike formation and their implication for unconventional resource evaluation in arctic Alaska. *Mar. Pet. Geol.* 2018, 92, 932–952. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.03.033>
47. Kaminsky, V.D.; Suprunenko, O.I.; Chernykh, A.A. Big oil of the Arctic. Not only a dream but also a real perspective. *Oil Gas Vert.* 2017, 5, 54–58.
48. Mulrooney, M.J.; Leutscher, J.; Braathen, A. 3D structural analysis of the Goliat field, the Barents Sea, Norway. *Mar. Pet. Geol.* 2017, 86, 192–212. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.05.038>
49. Carayannis, E.; Ilinova, A.; Chanysheva, A. Arctic Offshore Oil and Gas Projects: Methodological Framework for Evaluating Their Prospects. *J. Knowl. Econ.* 2019. <http://doi.org/10.1007/s13132-019-00602-7>

50. Chanysheva, A.F.; Ilinova, A.A.; Solovyova, V.M.; Cherepovitsyn, A.E. Long-Term Forecasts of the Oil and Gas of the Arctic Shelf Development: The Existing Methodical Approaches and Assessment of a Possibility of Their Application. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2019, 302, 012068. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/302/1/012068>
51. Cherepovitsyn, A.E.; Lipina, S.A.; Evseeva, O.O. Innovative approach to the development of mineral raw materials of the Arctic zone of the Russian Federation. *J. Min. Inst.* 2018, 232, 438–444. <http://doi.org/10.31897/pmi.2018.4.438>
52. Draft Strategy for the Development of the Arctic up to 2035 Based on the State Policy of the Russian Federation in the Arctic for the Period up to 2035. 2020. Available online: <http://www.azrf.labourmarket.ru/docs/проект%20Стратегии%20АЗРФ-2035.pdf> (accessed on 10 February 2021).
53. Kontorovich, A.E. Ways of developing oil and gas resources of the Russian sector of the Arctic, INIGG SB RAS named after A.A. Trofimuk. *Rep. Sci. Sess. Gen. Meet. RAS Bull.* RAS 2015, 85, 5–6.
54. Future of the Arctic, a New Dawn for Exploration. Research by Wood Mackenzie. 2006. Available online: <http://www.woodmacresearch.com> (accessed on 21 February 2020).
55. USGS World Assessment Team. U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000-Description and Results: U.S. Geological Survey Digital Data Series—DDS60. 2000. Available online: <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/> (accessed on 2 April 2019).
56. Circum—the Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas in North of the Arctic circle, CARA, U.S. 2008. Available online: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (accessed on 2 March 2008).
57. Oil Conversion Tool to Convert between Different Units of Weight and Volume. Available online: <https://www.thecalculatorsite.com/conversions/substances/oil.php> (accessed on 20 January 2021).
58. Convert Tons of Oil Equivalent to Barrels of Oil Equivalent. Available online: <http://www.kylesconverter.com/energy,-work,-and-heat/tons-of-oil-equivalent-to-barrels-of-oil-equivalent> (accessed on 20 January 2021).
59. *Research of the Analytical Centre under the Government of the Russian Federation*; Energy Bulletin: Moscow, Russia, 2015; p. 20.
60. Resources to Reserves, 2013, Oil, Gas, and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future. Research IEA. Available online: <https://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=447> (accessed on 2 February 2021).
61. Schenk, C.J. An estimate of undiscovered conventional oil and gas resources of the world. *U.S. Geol. Surv. Fact Sheet* 2012, 3042, 6.
62. UN Convention on the Law of Sea, 1982. The official website of the United Nations. Available online: https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf (accessed on 10 June 2020).
63. Llopart, J.; Urgeles, R.; Forsberg, C.F.; Camerlenghi, A.; Vanneste, M.; Rebesco, M.; Lantzsch, H. Fluid flow and pore pressure development throughout the evolution of a trough mouth fan, the western Barents sea. *Basin Res.* 2019, 31, 487–513. <http://doi.org/10.1111/bre.12331>
64. Sabukevich, V.S.; Podoprighora, D.G.; Shagiakhmetov, A.M. The rationale selection of an oil field optimal development system in the eastern part of the Pechora Sea and its calculation. *Period. Tche Quim.* 2020, 17, 634–655.
65. Zharkov, A.M. *The Conceptual Model for the Formation and Evaluation of Hydrocarbon Resources in the Most Significant “Shale” Formations of Russia, EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science: Prospecting and Development*; EAGE-SPE: Moscow, Russia, 2017.
66. Carayannis, E.G.; Cherepovitsyn, A.E.; Ilinova, A.A. Sustainable Development of the Russian Arctic zone energy shelf: The Role of the Quintuple Innovation Helix Model. *J. Knowl. Econ.* 2017, 8, 456–470. <http://doi.org/10.1007/s13132-017-0478-9>
67. Vorotnikov, A.M.; Tarasov, B.A. Public-private partnership as a mechanism of the Russian Arctic zone’s sustainable development. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2019, 302, 1. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/302/1/012146>