

# БАССЕЙНОВЫЙ АНАЛИЗ ДЛЯ ПОИСКА КРУПНЫХ И УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИКЕ

А.В. Ступакова, А.А. Сулова, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин, И.А. Санникова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В основе осадочных бассейнов Арктики лежат глубокие прогибы, которые на протяжении длительного геологического времени оставались эпицентром погружения и областью накопления больших мощностей осадков, часто превышающих 10-15 километров. Глубокие прогибы протягиваются на большие расстояния от бассейна к бассейну. В их пределах происходило заложение как древних палеозойских бассейнов, так и более молодых, мезо-кайнозойских бассейнов. По областям погружения происходил основной транспорт осадочного материала и формировались очаги нефтегазообразования. Ширина таких прогибов составляет 100-200 км, а протяженность достигает 1000 и более км. По глубинным разломам вдоль прогибов часто отмечаются сдвиговые деформации, а на рубеже перестройки от одного бассейна к другому происходили складчато-надвиговые деформации. В результате, под молодым осадочным чехлом прослеживаются более древние складчато-надвиговые структуры, вытянутые часто вдоль оси прогибания. На всех этапах развития бассейнов закладывались потенциальные нефтегазоматеринские толщи, которые генерировали углеводороды. Особенности тектонического строения бассейнов и характера миграции углеводородов позволяют сделать прогноз поиска новых скоплений нефти и газа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размыва. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки как в различных конусах выноса отложений, так и в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В кайнозойских бассейнах восточного сектора российской Арктики поиск углеводородов следует вести на крупных антиклинальных поднятиях.

**Ключевые слова:** глубокий прогиб, сверхглубокая депрессия, западная Арктика, Восточная Арктика, палеозойские бассейны, мезозойские бассейны, кайнозойские бассейны, нефтегазоматеринская толща, генерация углеводородов

**DOI:** <http://doi.org/10.18599/grs.19.4>

**Для цитирования:** Ступакова А.В., Сулова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 19-35. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.4>

## Введение

Акватория российской Арктики является одним из немногих недоразведанных регионов, в котором есть возможность открытия новых месторождений нефти и газа. В настоящее время крупные газовые открытия – Штокмановское, Русановское, Ленинградское, и нефтяное месторождение Победа сделаны в российском секторе в акватории Баренцева и Карского морей. Крупные газонефтяные месторождения открыты в американском секторе (месторождения Прадхо-Бей, Бургер, Лисберн) и связаны верхнеэлсмирским (верхнепермско-верхнеюрским), верхнеюрско-раннемеловым, раннебрукиным (меловым) и позднебрукиным (кайнозойским) нефтегазоносными комплексами. Распространение данных комплексов и их потенциал в прилегающем секторе российской Арктики остается слабо изученным в связи с отсутствием бурения и недостаточной сеткой региональных сейсмических профилей. Поскольку разрез шельфа не вскрыт скважинами в восточной части российской Арктики, единственным источником изучения разреза осадочного бассейна являются архипелаги островов. Комплексный анализ доступных геолого-геофизических данных, таких как карта гравитационных и магнитных аномалий, данные сейсморазведки, описание опорных разрезов прилегающих островов и данные бурения на шельфе дают возможность спрогнозировать возраст осадочного чехла и распространение отложений в пределах бассейнов.

В прогнозе нефтегазоносности акватории ключевым фактором является отдельный фазовый прогноз углеводородов, т.е. зон с преимущественным развитием нефте- и газонакопления, которые зависят, в первую очередь, от генезиса тектонических элементов и условий формирования в них осадочных толщ и углеводородных систем.

## Тектонические элементы Арктики

Необходимость отдельного фазового прогноза в Арктике поставила задачу выделения сверхглубоких депрессий\*, в основе которых лежат глубинные разломы и структуры рифтовой природы, протягивающиеся на большие расстояния от бассейна к бассейну, формируя пояса газонакопления. Ширина сверхглубокой депрессии составляет 100-200 км, а протяженность достигает 1000 и более км. Это области изостатического погружения земной коры, часто компенсированные мощным осадочным чехлом. По глубинным разломам могут происходить сдвиговые деформации. Большие мощности осадочного чехла наиболее подвержены складчато-надвиговым деформациям при активных тектонических режимах. Основные тренды развития сверхглубоких депрессий и поясов

\* Сверхглубокие депрессии – наиболее прогнутые части осадочного бассейна, представляющие собой систему линейных прогибов, испытывавших длительное компенсированное осадками погружение.

осадочных бассейнов в арктическом регионе показаны на тектонической карте голубым цветом. Выделялись они по увеличенной мощности осадочного чехла и по слабо проявленным линиям на шельфе относительно низких гравитационных аномалий. В эпицентрах погружения консолидированная кора утонена до 10-15 км, а скорости продольных волн в ней характерны для базальтового слоя.

В пределах сверхглубоких депрессий выделяются линейные валы, часто инверсионно-сдвиговой природы. Валы вытянуты вдоль бортов депрессий и в их центральных частях. Как правило, центральный вал наиболее крупный. Для бортовых зон типичны складчато-надвиговые деформации. Сверхглубокие депрессии, протягиваясь от бассейна к бассейну, пересекают разнонаправленные тектонические элементы более раннего заложения, формируя в местах пересечения седловины и структуры иного простирания. Склоны сверхглубоких депрессий (Рис. 1, серый цвет), как правило, ассиметричны. Один борт крутой и представляет собой тектонический уступ по глубинному разлому. Другой борт ступенчатый по нижним горизонтам и моноклиальный по верхним горизонтам осадочного чехла.

Платформы или части платформ в виде платформенных массивов древнего заложения ограничивают сверхглубокие депрессии по ширине. Это наиболее тектонически мало подвижные участки земной коры, где средняя мощность осадочного чехла в их пределах изменяется от 3-4 до 5-6 км. На платформах могут быть развиты антеклизы и синеклизы, сводовые поднятия, которым, как правило, соответствуют несколько повышенные значения гравитационного поля на шельфе. Платформенные массивы могут быть осложнены грабенообразными структурами, размеры которых не сопоставимы с размерами региональных сверхглубоких депрессий, а мощность осадочного чехла не превышает 10 км. Помимо платформенных массивов и глубоких компенсированных осадками прогибов в циркумполярном секторе Арктики широко развиты зоны складчатости и сопутствующие им краевые прогибы с присущими им зонами надвигов и краевых поднятий.

В западной части российской Арктики, включающей моря Баренцево и Карское с прилегающей сушей, в основе осадочных бассейнов залегают две системы глубоких прогибов разного простирания. К единой системе прогибов северо-западного-юго-восточного простирания можно отнести Южно-Баренцевский прогиб и его аналоги в норвежском секторе Баренцева и Норвежского морей, Южно-Карский и Западно-Сибирский прогибы в Карском море и прилегающей суше Западной Сибири. Эти прогибы пересекаются с прогибами иного простирания, к которым относятся Енисей-Хатангский, Восточно-Уральский, Северо-Баренцевский прогибы северо-восточного-юго-западного простирания. Прогибы разделены платформенными массивами: Северо-Карским, Свальбардским и окраиной Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской платформ. В западном секторе Арктики выделяются Уральская герцинская складчатая система, Новоземельская и Таймырская киммерийские складчатые системы и их передовые прогибы. На востоке выделяется Предверхоанский краевой прогиб,

отделяющей киммерийскую складчатую систему от Восточно-Сибирской платформы (Рис. 2).

В восточном секторе Арктики широкой полосой с запада на восток протягивается Восточно-Сибирская система прогибов, которая включает в себя прогибы Восточно-Сибирского моря (Новосибирский прогиб), Южно-Чукотский прогиб и Северо-Чукотский прогиб. Прогибы ограничены срединными массивами в области развития складчато-надвиговых и вулканогенных поясов. На юге это Чукотский складчато-надвиговый вулканогенный пояс с Кольмо-Омолонским и Северо-Чукотским срединными массивами. На севере в качестве платформенных массивов можно рассматривать поднятие Де-Лонга и Северо-Чукотское поднятие. В пределах единой системы прогибов Восточно-Сибирской сверхглубокой депрессии выделяются сильно деформированные и смятые в складки линейные валы, по-видимому, инверсионной природы. К ним можно отнести систему Новосибирских поднятий, Барановское, Шелагское, Врангелевское, Геральдское поднятия, поднятие американского сектора Тигара и вал Барроу. Эти поднятия прослеживаются в центральной зоне сверхглубокой депрессии, подчеркивая ее линейность и протяженность (Рис. 3, 4).

Сверхглубокие депрессии более молодого заложения имеют иное простирание и связаны с океаническими впадинами Канадской котловины и котловинами Северо-Арктической рифтовой системы, где выделяются подводный хребет Гаккеля и смежные с хребтом глубоководные котловины Амундсена и Нансена. Северо-Арктическая рифтовая система ограничена с запада платформенными массивами Свальбардской и Северо-Карской плит, а с востока зоной Центрально-Арктических поднятий, куда входит хребет Ломоносова, хребт Менделеева, Северо-Чукотское плато и другие. По косвенным признакам, таким как картина гравитационно-магнитного поля, схожего с аномалиями Восточно-Сибирского моря и прилегающей суши, положение в общей структуре тектонических элементов циркумполярного сектора Арктики, зону Центрально-Арктических поднятий можно рассматривать как единый платформенный массив, погруженный во время кайнозойских деформаций во впадину Ледовитого океана, не компенсированную осадконакоплением. Среди Центрально-Арктических поднятий прослеживаются котловины Макарова и Подводников.

Лаптевоморскую систему прогибов можно рассматривать как континентальную часть Северо-Арктической рифтовой системы, которая в виде грабенов-горстов рассекает континентальный блок земной коры. Южнее, Лаптевоморская система горстов и грабенов сочленяется со складчатой системой Верхоянской области более раннего заложения, формируя единую зону глубоких прогибов, затронутых тектоническими деформациями разной интенсивности (Рис. 3, 4).

В американско-канадском секторе Арктики большую часть занимают Канадский и Северо-Американский щиты и структуры Северо-Американской платформы, среди которых выделяются прогиб Свердруп, прогиб Бафина среди зон элсмирской и киммерийской складчатостей. Прогибы имеют протяженность более 1000 км в длину при ширине 200-300 км. Мощность осадочного чехла достигает 12 км, при мощности земной коры примерно 24 км.



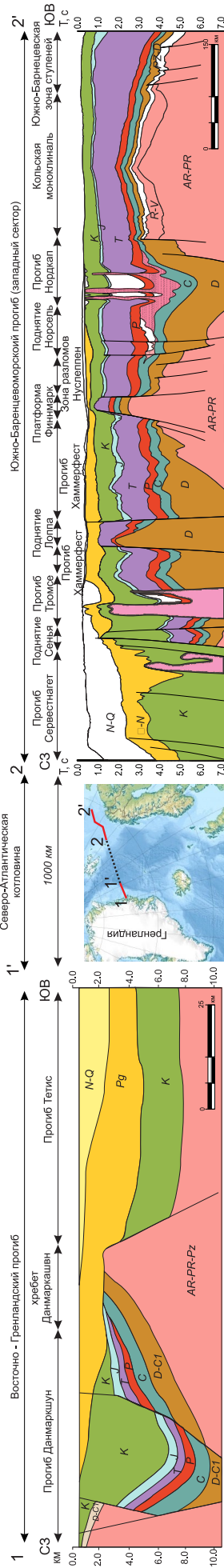
Рис. 1. Схема тектонического строения Арктики и прилегающих акваторий

В прогибах предполагается большое количество вулканических интрузий, фиксируемых по гравитационным и магнитным аномалиям. Наиболее загадочной структурой Арктического региона является Канадская котловина,

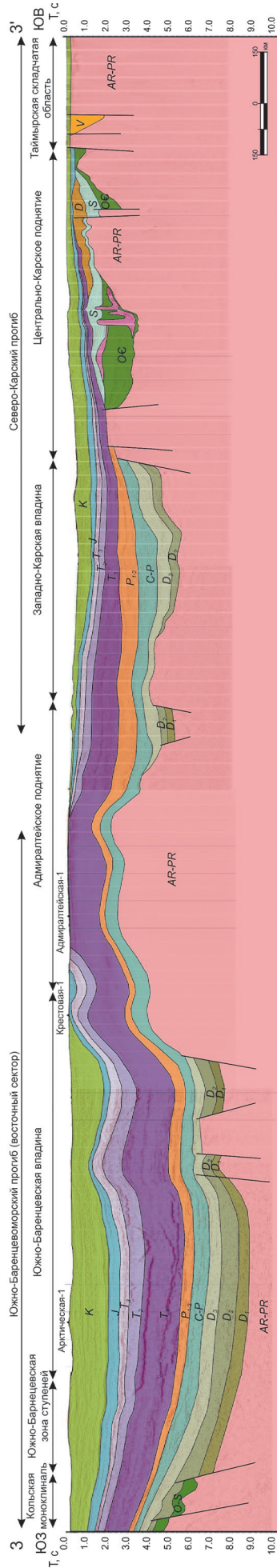
которая ограничена Северо-Американской платформой на востоке и Центрально-Арктической зоной поднятий, погребенных под водами Северного Ледовитого океана, на западе (Рис. 3, 4).



### Региональный сейсмогеологический профиль восточной Гренландии и западной части Баренцева моря



### Региональный сейсмогеологический профиль восточной части Баренцева и Карского морей



### Региональный сейсмогеологический профиль Енисей-Ханганского и Лаптевоморского прогибов

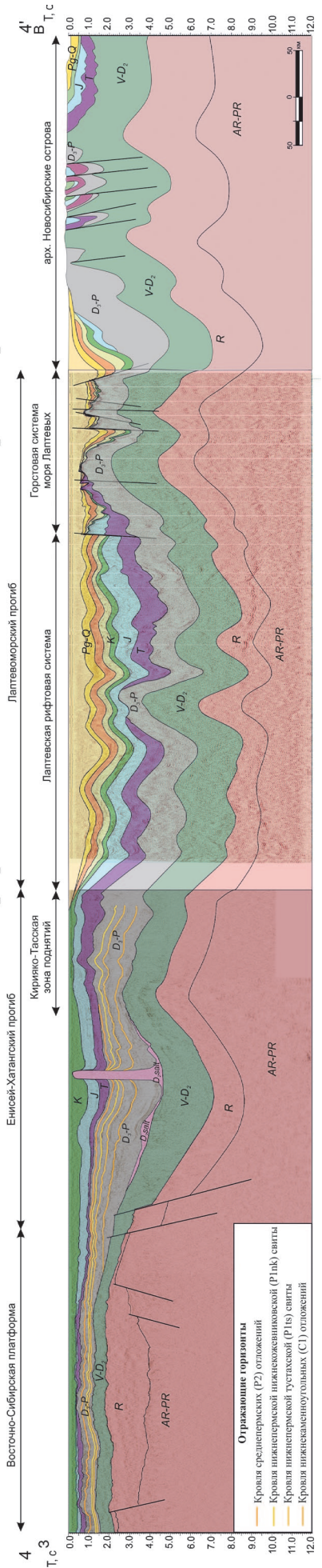
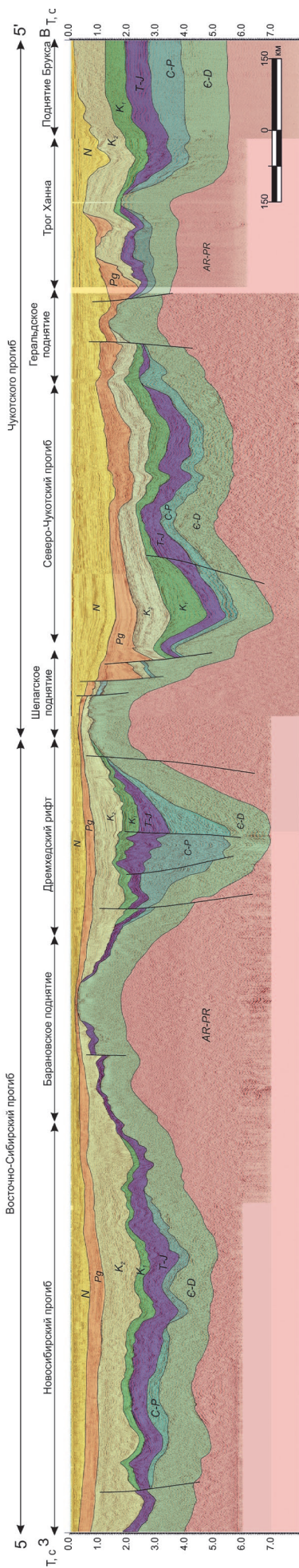


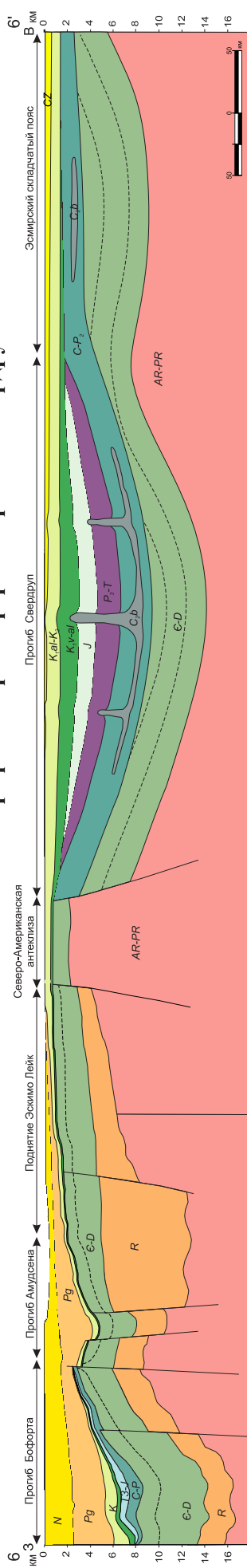
Рис. 2. Сейсмо-геологические разрезы Арктики. Положение профилей см. рис. 4



### Региональный сейсмогеологический профиль шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей



### Региональный сейсмогеологический профиль моря Бофорта и прогиба Свердруп



### Региональный сейсмогеологический профиль моря Баффина

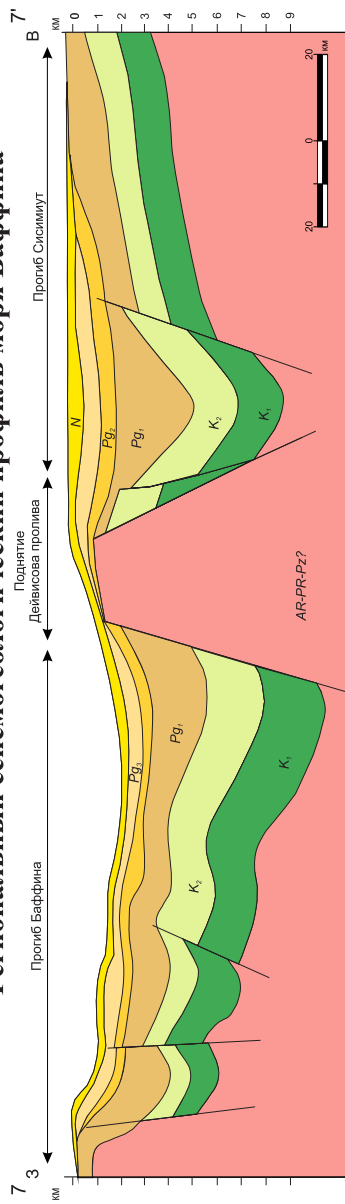


Рис. 3. Сейсмо-геологические разрезы Арктики. Положение профилей см. рис. 4



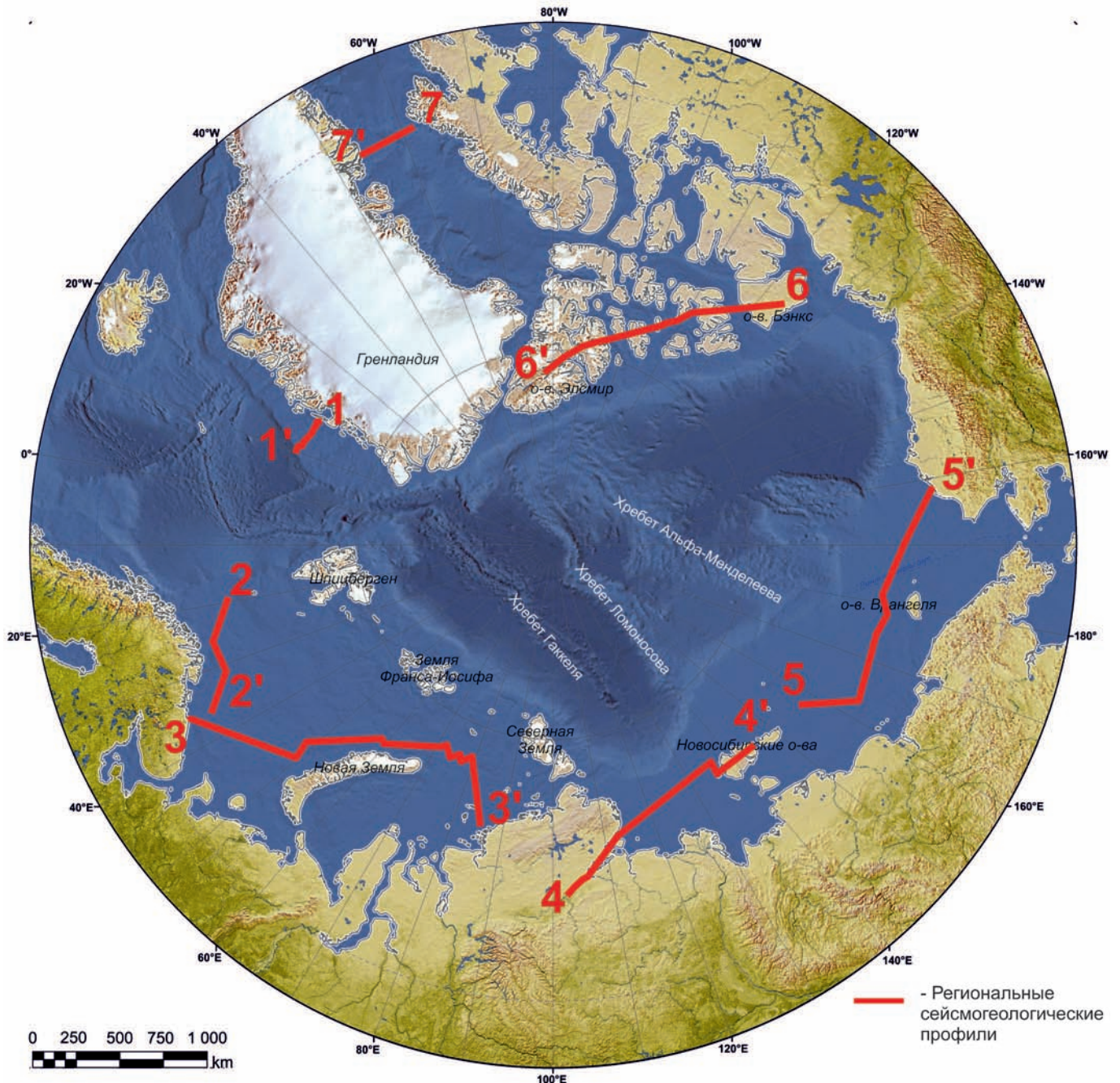


Рис. 4. Сейсмо-геологические разрезы Арктики

### Бассейновый анализ

В строении арктической суши, прилегающего шельфа и островов участвуют сложные комплексы докембрийских, палеозойских и мезокайнозойских отложений и магматические образования разнообразного состава. В пределы Арктики входят древнеплатформенные области, разделённые байкальскими, каледонскими, герцинскими и мезозойскими складчатыми системами.

К древнеплатформенным областям с добайкальским кристаллическим фундаментом относятся Восточно-Европейская и Сибирская платформы, Канадский и Гренландский щиты.

Более молодыми байкальско-палеозойскими структурами являются Баренцево-Карская и Западно-Сибирская плиты Евразийского континента и Гиперборейская платформа, расположенная на Северо-Американском континенте. Среди древних складчатых сооружений выделяются байкалиды Тимана и о. Медвежий, северо-восточной Гренландии и

о. Элсмир, а также каледониды Скандинавии, западного Шпицбергена, восточной Гренландии, острова Корнуоллис и северо-западной части архипелага Северная Земля. К более молодым складчатым сооружениям относятся герцинские (Пайхойско-Новоземельская, Иннуитская и Таймыро-Североземельская) и мезозойские (Новосибирско-Чукотская и Северо-Аляскинская) складчатые системы.

При бассейновом анализе арктических регионов авторы опирались на весь спектр имеющихся геолого-геофизических и геохимических данных. Это не только данные геолого-геофизических исследований, но и результаты глубокого бурения, а также материалы о геологическом строении и стратиграфии обрамляющей изучаемые шельфовые бассейны суши. Изучение береговых обнажений играет особо важную роль для стратификации осадочных отложений акваторий в регионах, где отсутствуют глубокие скважины, как, например, российская Восточная Арктика.

На геологической карте показано расположение



обнажений, использованных для стратификации и привязки сейсмических отражающих горизонтов, прослеживаемых в акваториальной части. Используемая геологическая карта Арктики 1:15 000 000 масштаба создана в 2011 г. Геологической службой Канады совместно с ФГБУ ВСЕГЕИ, ФГУП ВНИИОкеангеология, NGU, USGS, SGU, GSC, GEUS, NRCan и рядом других геологических организаций и университетов арктических стран.

## Палеозойские бассейны российской Арктики

Палеозойские бассейны российской Арктики известны в пределах ее западной части и расположены на окраинах древних платформ, Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской или их акваториальных аналогах. К ним относятся, в первую очередь, хорошо изученный Тимано-Печорский бассейн и бортовые зоны Енисей-Хатангского прогиба – Свальбардский и Северо-Карский бассейны. Для всех этих бассейнов характерно сходство строения палеозойского разреза и основных этапов их тектонической перестройки, что позволяет проследить единые тектонические рубежи в их формировании. В восточной части российской Арктики роль палеозойских толщ в формировании нефтегазоносности до сих пор не доказана и является вопросом дискуссионным. Тем не менее в американском секторе палеозойские отложения нефтегазоносны, что подтверждается открытием месторождений на северном склоне Аляски. Для Арктических бассейнов исследователями МГУ была составлена единая схема корреляции разрезов островного обрамления, которая показывает распространение палеозойских комплексов на всей акватории Арктики (Рис. 5, 6, 7). Основные этапы тектонической перестройки большинства бассейнов связаны с позднесилурийско-раннедевонским, позднедевонско-раннекаменноугольным, позднекаменноугольно-раннепермским и позднепермским периодами. Палеозойские отложения западной части российской Арктики вскрыты скважинами в Баренцевом море на прилегающей суше Карского моря. Палеозойскими отложениями сложены архипелаги Новой Земли, Свальбарда, Земли Франца Иосифа, Северной Земли.

Палеозойские отложения восточного сектора принято относить к складчатому основанию или фундаменту. Тем не менее, можно предположить, что палеозойские и мезозойские породы не повсеместно смяты в складки, а лишь там, где они претерпели тектонические деформации на отдельных этапах истории развития бассейна. К таким тектоническим деформациям можно отнести инверсионные, складчато-надвиговые процессы в пределах древних сверхглубоких депрессий, сдвиговые деформации, интрузивную и вулканическую деятельность. Этапы таких деформаций хорошо коррелируются не только в пределах восточного сектора российской Арктики, но и по всей Арктической зоне. Так, например, близкие датировки гранитных интрузий и ортогнейсов на арктическом побережье Чукотки показывают связь магматизма в блоке Арктическая Аляска – Чукотка с Протоуральской орогенцией (Прокопьев и др., 2013). Связь между западной и восточной Арктикой подтверждают многочисленные цирконы в восточной Арктике с Тиманского складчатого пояса и каледонского орогена Скандинавии. Также пред-

полагается, что верхнедевонские-пермские осадочные породы архипелага Северная Земля, о-ва Врангеля и Новосибирских о-ов, вероятно, имели близкий источник обломочного материала. Популяция палеозойских цирконов из верхнекаменноугольных-пермских отложений на о-ве Котельный может быть скоррелирована с позднепалеозойскими магматическими породами, известными на Урале. Полученные возрасты обломочных цирконов из верхнекаменноугольных-нижнепермских песчаников о-ва Котельный тоже очень близки таковым из нижнепермских пород соседнего о-ва Бельковский и триасовых отложений о-ва Врангеля. Уральский ороген также был предположен в качестве главного источника сноса для нижнепермских пород о-ва Бельковский, а Э. Миллер и др. интерпретировали Урал как источник сноса для триасовых обломочных толщ на о-ве Врангеля, Чукотке и Новосибирских о-вах. К-S тест показал высокую вероятность одинакового возрастного распределения, что предполагает схожий источник сноса для пермских обломочных пород Новосибирских о-вов и триасовых отложений о-ва Врангеля. Сходство цирконов в столь отдаленных друг от друга регионах свидетельствует скорее не о близости их расположения в тот или иной период геологической истории, а о дальней транспортировке материала вдоль единой зоны погружения.

Предполагается, что эти арктические регионы, вероятно, являлись частью единого тектонического элемента, куда поступали осадки из одного источника сноса, но не с Сибирской платформы (Прокопьев и др., 2013). Если предположить существование в палеозойское время единой сверхглубокой депрессии в восточной Арктике, то объяснить сходство цирконов можно их транспортировкой вдоль единой системы палеопробегов субширотного простирания.

## Мезозойские бассейны

Мезозойские осадочные бассейны в российской части Арктики закладывались унаследовано на более древних рифейских и палеозойских бассейнах, удваивая мощность осадочного чехла. Формировались они во время заложения впадин Северного Ледовитого океана в условиях обширной пассивной континентальной окраины. Разрез сложен терригенными породами. С триасовым периодом связана первая фаза складчатости на Новой Земле и на Таймыре. В составе мезозойского комплекса прослеживаются триасовый эффузивно-терригенный и юрско-меловой терригенный, часто угленосный комплексы. Среди стратиграфических несогласий регионально выдержанными являются несогласие в кровле верхней перми – подошве триаса, на рубеже среднего-верхнего триаса, в подошве юрского комплекса и на границе нижнего и верхнего мела (предсенноманское несогласие). Внутри комплексов разных бассейнов часто прослеживаются разновозрастные несогласия. В юрском комплексе проявляется несогласие на границе нижней и средней юры (предааленское несогласие) и на рубеже средней и верхней юры (предкелловейское несогласие). В меловом комплексе помимо предсенноманского несогласия прослеживается несогласие на границе неокома и апта-альба.

Все эти стратиграфические реперы отражают структурные перестройки всего региона и непосредственно влияют на распределение нефтегазоносности по комплексам.

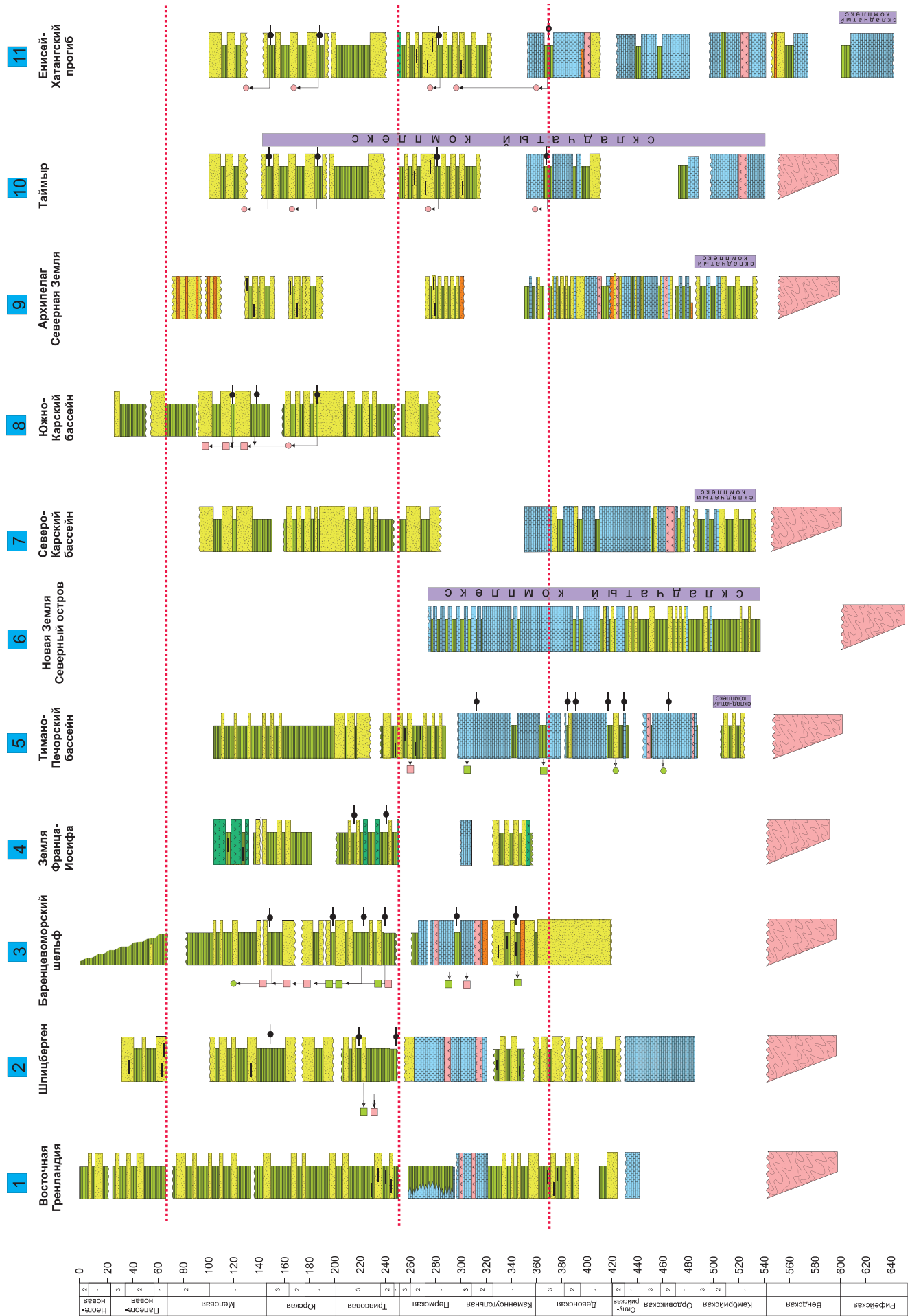


Рис. 5. Схема корреляции разрезов западного сектора Арктики. Положение разрезов см. на рис. 7



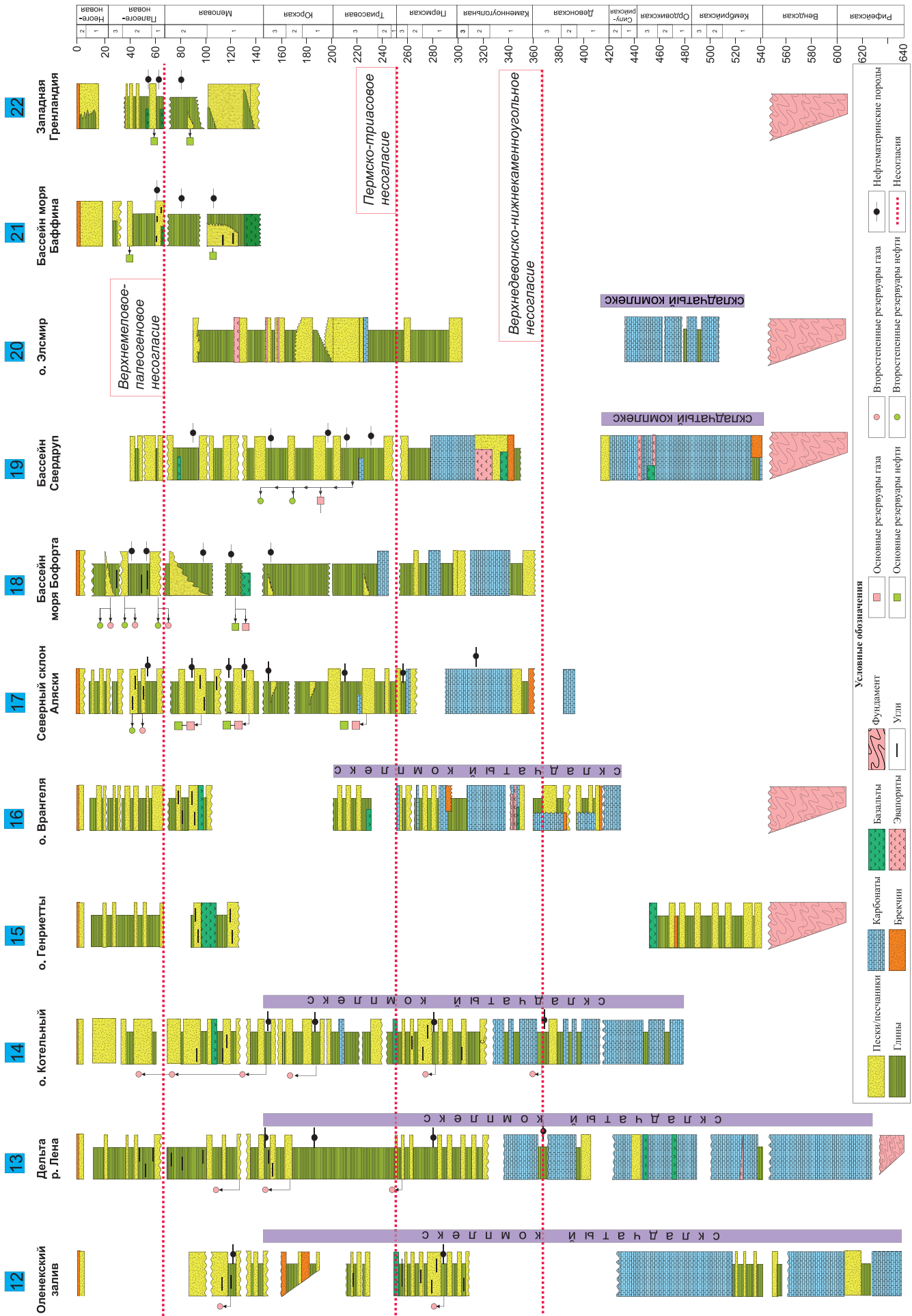


Рис. 6. Схема корреляции разрезов восточного сектора Арктики. Положение разрезов см. на рис. 7

В восточной Арктике с конца юрского в меловой период продолжалось заложение впадин, ориентированных вдоль регионального тектонического пояса хребт Гаккеля – Верхоянская складчатая система. Омоложение впадин происходило по мере продвижения на восток. Эти впадины разбивали жесткие платформенные массивы – Колымо-Омолонский, Де-Лонга, Ломоносовский, и накладывались на древние бассейны палеозойского возраста. Заполнены впадины поздне-юрскими – меловыми угленосными отложениями, перекрытыми впоследствии унаследованными кайнозойскими комплексами. Примером такой впадины на суше может служить Момо-Зырянский осадочный бассейн, где верхнеюрско-меловой разрез осадочного чехла достигает 8-10 км, а строение и состав отложений мезо-кайнозойского комплекса, выявленного на суше, позволяет прогнозировать аналогичный разрез в акваториальной части бассейнов восточной части российской Арктики.

### Кайнозойские бассейны

Палеогеновая эпоха ознаменовалась ослаблением тектонической активности и выравниванием резкорасчлененного складчатого альпийского рельефа. Формируется относительно сглаженная поверхность выравнивания. Западная часть российской Арктики была, видимо, относительно приподнята, а накопившиеся во впадинах кайнозойские терригенные отложения размыты в результате четвертичного оледенения. Восточный сектор российской Арктики был более расчлененным. Территория современной суши была относительно приподнята. Активное осадконакопление происходило лишь во впадинах, связанных с продолжением и новой активизацией процессов вдоль Срединно-Арктического хребта (Grantz, May, 1987).

В разрезе кайнозойского комплекса выделяются региональные реперы, связанные со структурными перестройками всего региона. Они прослеживаются на окраинах Баренцевоморского шельфа, в бассейнах моря Лаптевых, в

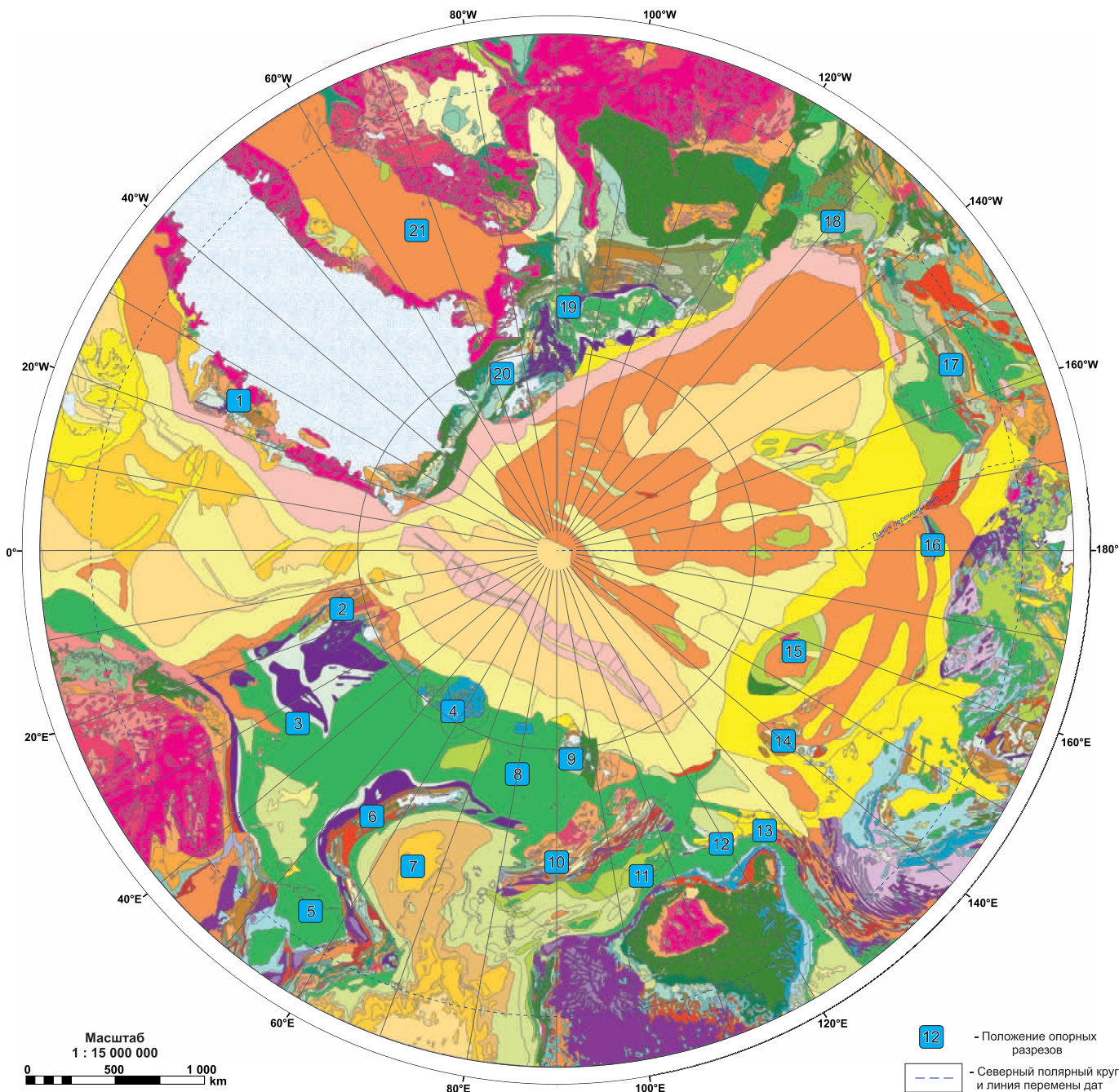


Рис. 7. Положение опорных разрезов Арктики. Геологическая карта составлена ФГБУ ВСЕГЕИ 2011



Чукотском море, а стратиграфически по скважинам привязаны лишь в западном норвежском секторе Баренцева моря и на Аляске. Эти реперы фиксируют завершение стадии рифтогенеза в конце олигоцена, миоценовый пострифтовый комплекс и инверсию в конце миоцена – в плиоцене. В это время сформировалась современная структура восточной части российской Арктики, когда горстовые инверсионно-надвиговые поднятия Врангелевско-Геральдской и Центрально-Восточно-Сибирской складчатой зоны, а также обрамляющие их субширотные впадины Восточно-Сибирского и Чукотского морей (Новосибирский прогиб, Северо-Чукотская и Южно-Чукотская впадины) были разбиты в позднем мелу – палеогене субмеридиональными грабенами за счет формирования Арктической зоны рифтогенеза. В результате, образовались кайнозойские структуры, грабены и горсты, которые наложены на более древние субширотные линеаменты.

### Нефтегазоматеринские толщи бассейнов Арктического шельфа

Угледородный потенциал нефтегазоносных бассейнов Арктического шельфа чрезвычайно велик за счет значительного количества нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), выделяемых здесь в широком стратиграфическом интервале от миоцена до раннего рифея (Табл. 1, Рис. 8). Наиболее молодые кайнозойские НГМТ развиты в бассейнах восточной части Российского шельфа и Канады. Так, в бассейне моря Баффина потенциально газопроизводящей толщей являются прослой углистых аргиллитов с III типом керогена, однако степень зрелости органического вещества (ОВ) данных отложений слишком мала для начала обширных процессов генерации углеводородных флюидов (УВ) (градация катагенеза ПК<sub>3</sub>).

Палеогеновые НГМТ характеризуются терригенным составом и преимущественно гумусовым типом ОВ (III тип). В Северо-Чукотском НГБ и бассейне моря Бофорта прослеживается формация Richards, сложенная углистыми аргиллитами с прослоями углей, накапливающимися на дельтовом побережье. Дельта в бассейне Бофорта-Маккензи – основной поставщик материала с гумусовой органикой для этих бассейнов, она более удалена от Северо-Чукотского бассейна, поэтому здесь исходные содержания органики (ТОС исх) составляют 4,5%, а в палеогеновых НГМТ моря Бофорта (формации Richards, Taglu, Aklak) достигают 8-9%. Углистые аргиллиты моря Баффина и Восточно-Сибирского моря также имеют III тип ОВ и исходный ТОС ≈ 4-4,4%. Стоит отметить, что в бассейне моря Лаптевых помимо углистых аргиллитов в процессе образования углеводородных флюидов участвует и эоценовая свита Azolla, сложенная глинисто-кремнистыми породами с преимущественно сапропелевым типом ОВ и содержанием ТОС ≈ 5%. В конце палеогена – начале миоцена палеогеновые НГМТ начали генерацию углеводородов и сейчас находятся в начале главной зоны нефтеобразования (ГЗН) (градации катагенеза МК<sub>1,2</sub>), кроме бассейна Восточно-Сибирского моря, где процессы генерации УВ выражены слабо (ПК<sub>3</sub>).

Мезозойские НГМТ имеют преимущественно терригенный состав. Меловые толщи западной части российского Арктического шельфа (Южно-Карский НГБ, бассейны моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря) сложены,

в основном, углистыми аргиллитами с прослоями углей (III тип). Содержание исходного ТОС увеличивается здесь с запада на восток с 2 до 20% пропорционально увеличению мощности углистых прослоев. Лишь глинистые отложения сеноманского возраста в Карском море имеют (по данным пиролиза), сапропелевый тип ОВ (II) и ТОС ≈ 5,5%. Восточнее в Северо-Чукотском бассейне, а также в бассейнах островов Свердруп и морей Бофорта и Баффина меловые НГМТ характеризуются глинистым составом со смешанным сапропелево-гумусовым типом ОВ (II-III) с содержанием органического углерода от 3 до 12%. Степень зрелости ОВ меловых НГМТ соответствует зоне «нефтяного окна» (начало генерации в конце мела), а в молодых бассейнах морей Бофорта и Баффина некоторые НГМТ уже с конца эоценового времени генерируют газовые УВ (МК<sub>3,5</sub>).

Юрские НГМТ сложены глинистыми отложениями с различным количеством и качеством ОВ. В бассейнах Баренцева и Карского морей глинистые НГМТ имеют II тип ОВ и исходный ТОС 10-15% в верхнеюрских толщах, являющихся возрастным аналогом баженовской свиты Западной Сибири, и около 3% в ниже-среднеюрских отложениях. В остальных бассейнах Арктического шельфа юрские глинистые толщи имеют II-III тип ОВ и исходный ТОС 1-5%. В бассейнах Баренцева моря и Енисей-Хатангского залива юрские НГМТ находятся на низких градациях катагенеза (ПК<sub>3</sub>-МК<sub>1</sub>). В бассейнах островов Свердруп и моря Лаптевых эти отложения находятся в «нефтяном окне» и генерируют нефть с начала мелового времени, а в Южно-Карском, Северо-Чукотском бассейнах и НГБ Восточно-Сибирского моря и моря Бофорта юрские НГМТ вошли в главную зону газообразования (ГЗГ). Стоит отметить, что верхнеюрские глинистые НГМТ выделяются во всех бассейнах Арктического шельфа (кроме бассейна моря Баффина).

Триасовые НГМТ представлены преимущественно терригенными глинистыми породами. В бассейне Баренцева моря наилучшим генерационным потенциалом обладают аргиллиты среднетриасового возраста со II типом ОВ и исходным ТОС до 12%. Генерация УВ данной НГМТ началось в ранне-среднеюрское время, а её современная степень зрелости ОВ соответствует градации катагенеза МК<sub>2</sub>. В бассейнах Енисей-Хатангского залива, островов Свердруп, моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря триасовые глинистые НГМТ имеют II-III тип ОВ и исходный ТОС от 4 до 8%. В разных частях бассейна данные отложения генерируют как жидкие, так и газообразные УВ.

В ряде бассейнов Арктического шельфа выделяется палеозойский осадочный чехол с «работающими» НГМТ различного состава.

В бассейнах Баренцева моря и моря Лаптевых генерацию УВ осуществляют верхнепермские НГМТ глинистого и углистого состава соответственно, с III типом ОВ и исходным ТОС до 2%.

Терригенные ниже-среднепермские НГМТ глинистого состава выделяются в бассейнах Енисей-Хатангского залива и моря Лаптевых (тустахская, ниже- и верхнекожевниковская свиты) со смешанным типом ОВ (II-III), исходным ТОС ≈ 2,5-4,5%. Глинистые известняки среднепермского возраста со II типом ОВ и исходным ТОС 4,5% являются НМТ в бассейне Восточно-Сибирского моря.

Нефтегазовый бассейн (НГБ) / Нефтегазотермическая порода (НГМП)	бассейн Баренцева море	Южно-Карский бассейн	Енисей-Хаганский бассейн	бассейн моря Лаптевых	бассейн Восточно-Сибирского моря	Северо-Чукотский бассейн	бассейн моря Бофорта	бассейн Свердруп	бассейн моря Баффина
	С Р Т J K KZ	J K1 K2 P NQ	R3-V C-S D C P T J K KZ	C-S D C P T J K KZ	T J K1 K2 P N	J K1 K2 P NQ	N-Q P K1 K2 P N	T J K1 K2 P N	K1 K2 P NQ
Многочленная (N1)									III / 5 / 250 / ПК3
Олигоценовая (P3)						Richards fm III / 4.5 / 300 / МК1	Richards fm III / 9 / 200 / МК1		
Эоценовая (P2)				Azala fm II-III / 5 / 400 / МК1	III / 4.4 / 300 / ПК3		Tagata fm III / 8 / 250 / МК1		
Палеоценовая (P1)				III / 12 / 300 / МК1			Aklak fm III / 8 / 200 / МК2		III / 4 / 200 / МК1
Верхнемеловая (K2)		* Селюкская (K2s) II / 5.45 / 435 / МК1		III / 12 / 250 / МК2		Schae fm II-III / 12 / 350 / МК2-3	Fish River fm III / 5 / 350 / МК3	Kangak fm II / 3 / 450 / ПК3	II-III / 8 / 350 / МК3
Нижнемеловая (K1)		* III / 2 / 220 / МК1-3		III / 8 / 260 / МК2	III / 11 / 250 / МК2-3	Pebble Shade fm II-III / 5 / 400 / МК3	Arctic Red fm II / 3 / 500 / МК4		III / 8 / 200 / МК3
Верхнеюрская (J3)	* Аналог бажени леднической II / 15 / 600 / ПК3	* Аналог бажени леднической II / 11 / 550 / МК3-5		Яноватинская II-III / 2 / 350 / МК2-3	III / 11 / 250 / МК3-5	Kingsak fm II-III / 5 / 400 / МК4	Hasky fm III / 4 / 250 / МК5	Ringers fm II / 3 / 400 / МК2	III / 8 / 200 / МК4-5
Среднеюрская (J2)		* Китерботская, II / 3.5 / 400 / МК5-АК1						Jameson Bay fm II-III / 3 / 400 / МК3	
Нижнеюрская (J1)	* II-III / 9 / 450 / МК1		II-III / 2 / 350 / ПК3	II-III / 4 / 380 / МК2-4					
Триасовая (T)	* Среднетриасовая II / 12 / 400 / МК2		Чекановская (T1-2) II-III / 6 / 350 / МК1	Чекановская (T1-2) II-III / 8 / 350 / МК4-5	II-III / 5 / 350 / АК1-2	Shublik fm II / 8 / 470 / МК5		Murray Harbour fm II-III / 4 / 450 / МК3-АК1	
Верхнепермская (P3)	III / 1.5 / 200 / МК3			Мисайльская III / 2 / 150 / МК5-АК1				Haven fm II / 4 / 500 / АК1-2	
Среднепермская (P2)			* Верхнекемунитовская (P2k) II-III / 4.5 / 410 / МК2-4	Верхнекемунитовская (P2k) II-III / 2.4 / 350 / МК5-АК1	II / 4.5 / 450 / АК2-3				
Нижнепермская (P1)	Ассельско-селюкская (P1as-s) II / 4 / 450 / МК3-4		* Нижнекемунитовская (P1s-s) II-III / 4.5 / 400 / МК3-5	Нижнекемунитовская (P1s-s) (P1s-b) тунгусская (P1s-s) II-III / 3.7 / 320 / АК1-2					
Верхнекемунитовская (С3)						Lisburne fm III / 5 / 200 / АК1			
Среднекемунитовская (С2)									
Нижнекемунитовская (С1)	Видейская (С1v) II-III / 5 / 450 / МК4		Доминская II / 7 / 610 / МК5-АК1	Аналог кубачки II-III / 15 / 500 / АК3	I-II / 4 / 550 / АК3			Emma Fiord fm II / 10 / 500 / АК2-3	
Верхнедевонская (D3)	* Доминская I-II / 7 / 600 / АК1		II / 12 / 550 / АК1-2	Хитыветинская I-II / 2 / 500 / АК3					
Среднекемунитовская (Є1-2)				Дебединская I-II / 2.6 / 500 / АК3					
Велдская (V)									
Верхнерифейско-велдская (R3-V)			Усть-тавинская II / 4 / 450 / АК2-3						
Нижнерифейская (R1u-i)			Мурунская II / 2 / 420 / АК2-3						
Нижнерифейская (R1mk)									

**Условные обозначения:** - характеристика НГМП; - Глины, ардилиты; - Угли, углистые ардилиты; - Глинисто-карбонатные и карбонатно-глинистые породы; - Карбонатные отложения (битуминозные известняки)  
 II - тип ОВ; 7 - исходное содержание ТОС (%); 610 - исходный водородный индекс (НД, мг УВ / г ТОС); МК5 - зрелость ОВ на современном этапе в бассейне (в градусах катагенеза); - Время «работы» (генерации УВ) НГМП в очаге бассейна  
 \* - по данным геохимических исследований кафедры Геологии и геохимии горючих ископаемых

Табл. 1. Потенциальные нефтегазоматеринские толщи Арктики (по данным Кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ: Бакай и др., 2010, 2016; Большакова, 2008; Галушкин, 2007; Кирюхина, 2013; Кирюхина, 2012, 2015; Норина, 2014; Ульянов и др., 2009, 2011; а также по опубликованным материалам: Болдушевская и др., 2012; Бондарев, 2013; Ботнева и др., 1995; Ким и др., 2007, 2016; Костырева и др., 2015; Малышев и др., 2010; Парфенова и др., 2010; Полякова и др., 2013; Пронкин и др., 2013; Ронкина, 1984; Сметанникова и др., 2013; Wojewsen-Koefoed et al., 1999; Chen et al., 2007; Davis et al., 1998; Dixon et al., 2009; Henriksen et al., 2009; Hutton et al., 2012; Leith et al., 1992; Peters et al., 2006)



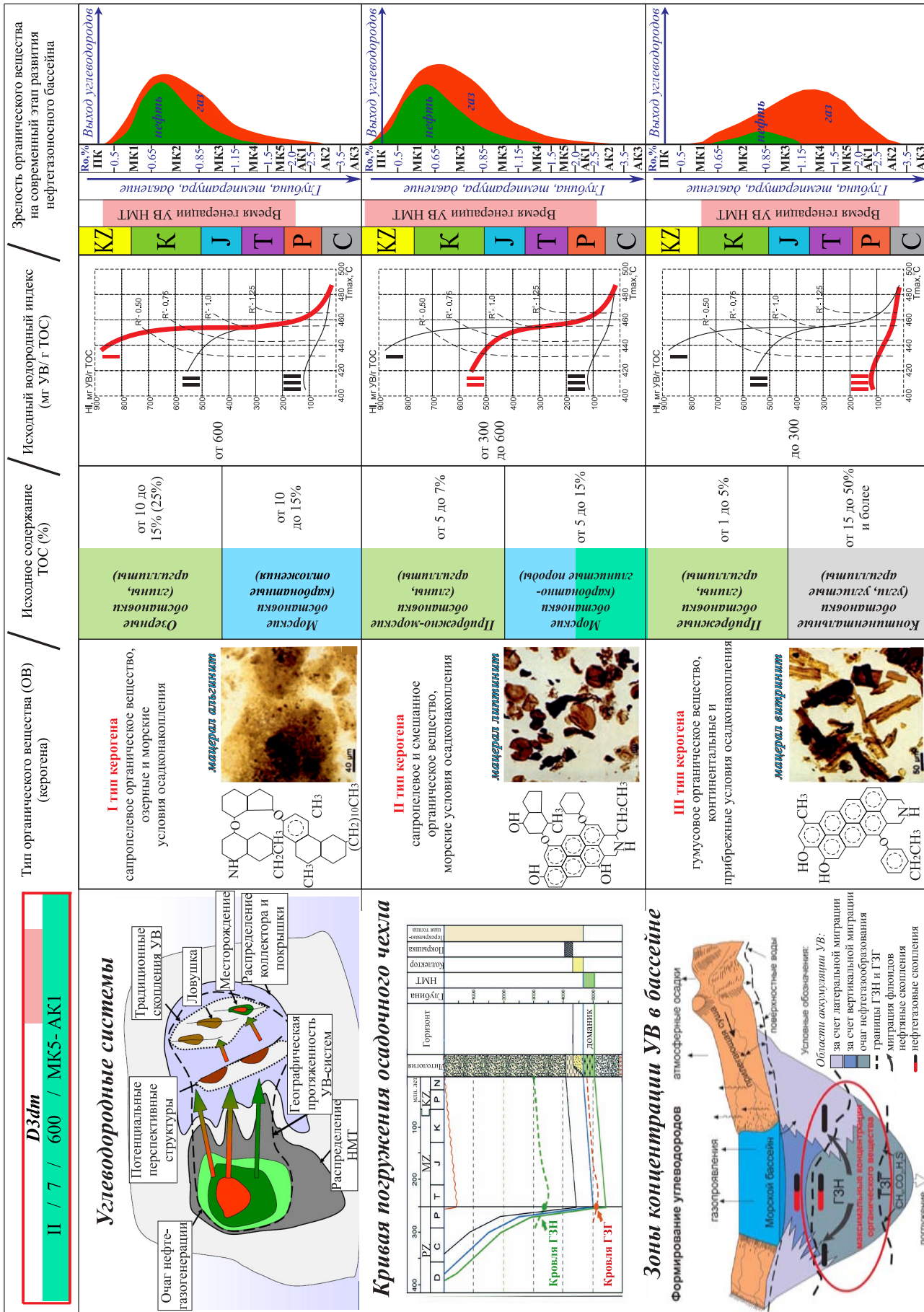


Рис. 8. Характеристика основных геохимических показателей нефтегазоматеринских толщ углеводородных систем (по Баженова и др., 2000; Ступакова и др., 2015; Тиссо, Вельте, 1981; Sasleux, 2009; Magool, Dow, 1994)

Аналогичные отложения раннепермского возраста генерируют углеводородные флюиды и в бассейне Баренцева моря. С запада на восток степень зрелости ОБ пермских НГМТ возрастает.

В Северо-Чукотском бассейне выделяется глинистая каменноугольная формация с гумусовым типом ОБ (III) и исходным ТОС 5%. В разных частях бассейна степень зрелости данной НГМТ изменяется от МКЗ до АК1. Генерацию УВ формация Lisburne начала в среднеюрское время и закончила в конце палеогена. В соседнем бассейне Восточно-Сибирского моря в отложениях среднекаменноугольного возраста встречается глинистая НМТ с ныне сильно преобразованным ОБ (АК2-3) (начало генерации соответствует раннему триасу, а окончание началу раннего мела). В бассейнах островов Свердруп и Баренцева моря известны глинисто-карбонатные сланцевые толщи раннекаменноугольного возраста. В бассейне Свердруп эти потенциальные нефтематеринские породы слагают формацию EmmaFiord с керогеном II типа, исходным ТОС 10% и зрелостью на градации АК2 (начало генерации в поздней перми, конец генерации – начало юры). В бассейне Баренцева моря визейская НГМТ со II-III типом ОБ генерирует газовые УВ (МК4) (реализация потенциала началась в среднетриасовое время).

В нескольких исследуемых бассейнах (бассейны Баренцева моря, Енисей-Хатангского залива и моря Лаптевых) встречаются аналоги доманиковой НМТ Тимано-Печорского бассейна и Печорского моря. Эти позднедевонские НМТ сложены битуминозными глинисто-карбонатными породами со II типом ОБ и исходным ТОС до 7%. Аналоги доманикового горизонта находятся в этих бассейнах на завершающей стадии газообразования (МК5-АК1). Предполагается, что генерация УВ данной НМТ началась в конце каменноугольного времени, а завершилась в меловое время. Также в бассейнах Енисей-Хатангского залива и моря Лаптевых предполагается наличие аналога куонамской свиты Восточной Сибири: ранне-среднекембрийских глинисто-карбонатных пород со II типом ОБ и исходным ТОС 12-15%. Данные НМТ здесь находятся в зоне апокатагенеза с триасового времени.

Среди отложений позднепротерозойского возраста в бассейне моря Лаптевых выделяются вендская хатыспытская НМТ карбонатного состава и рифейско-вендская дебенгдинская свита глинистого состава. Данные НМТ имеют I-II тип ОБ и исходный ТОС 2-2,5% (степень зрелости соответствует градации АК4). Наконец, в Енисей-Хатангском бассейне выделяются наиболее древние НМТ раннего рифея, представленные карбонатной устьильинской свитой (ТОС исх 4%) и глинистой мукунской свитой (ТОС исх 2%). Данные НМТ характеризуются II типом ОБ и высокой степенью зрелости ОБ (АК2-3).

## Заключение

Бассейны Арктики многообразны по своему строению и времени активного формирования осадочных толщ. На платформах и платформенных массивах сохранились палеозойские бассейны. В глубоких впадинах они оказались погребенными под мощные толщи мезо-кайнозойских отложений, сформировавших более молодые осадочные бассейны. На всех этапах развития бассейнов закладывались потенциальные нефтегазоматеринские толщи,

которые генерировали углеводороды. Особенности тектонического строения бассейнов и характера миграции углеводородов позволяют сделать прогноз поиска новых скоплений нефти и газа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размыва. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В мезозойских бассейнах западного сектора российской Арктики и в кайнозойских бассейнах восточного сектора российской Арктики поиск углеводородов следует вести на начальном этапе на крупных антиклинальных поднятиях.

## Благодарности

Исследования Арктики и выбор стратегии поисково-разведочных работ на нефть и газ невозможны без результатов совместного многолетнего труда ведущих институтов, геофизических компаний, высших учебных заведений, крупных нефтяных компаний, работающих на шельфе, и огромных творческих успехов ведущих специалистов, занимающихся проблемами поиска и разведки месторождений нефти и газа в акватории арктического шельфа. Все они, в той или иной мере, дополняют друг друга, показывают пути дальнейшего развития и являются той основой, на которой строятся современные представления о перспективах развития нефтегазовой отрасли в Арктике. Трудно представить поиск новых месторождений нефти и газа без выдающихся исследований, проведенных российскими геофизическими компаниями СМНГ, МАГЭ, ДМНГ, Севморгео, ведущими российскими институтами, занимающимися геологией Арктики ВНИИОкеангеология, ВСЕГЕИ, ВНИГРИ, работами компаний ПАО «НК»Роснефть и ПАО «Газпром». Большой вклад в развитие понимания арктических бассейнов внесло и международное сотрудничество российских и норвежских университетов, силами молодых специалистов которых сделано много интересных выводов и прогнозов.

## Литература

- Баженов О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М: Изд. МГУ. 2000.
- Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В. Литолого-геохимическая характеристика пермского нефтегазоносного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*. 2016. № 1. С. 71-81.
- Бакай Е.А., Фадеева Н.П. Потенциальные источники углеводородов западных склонов Анабарской антеклизы. *Сб. тезисов докладов XII Международной научно-практической конференции «Геомодель»*. 2010.
- Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2012. № 4. С. 26-33.
- Большакова М.А. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности Штокмановско-Лунинской мегаседловины. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ. 2008.
- Бондарев А.В. Прогнозирование нефтегазоносности меловых и юрских отложений Большехетской впадины на основе моделирования геотермобарических и геохимических условий формирования



углеводородных скоплений. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2013. 155 с.

Ботнева Т.А., Фролов С.В. Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов. *Геология нефти и газа*. 1995. № 5. С. 36-41.

Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности. *Геология нефти и газа*. 2007. №2

Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонов Л.Я. Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование восточно-арктического шельфа России. *Геология нефти и газа*. 2016. №1. С. 2-15

Кирихина Н.М. Нефтегазогенерационный потенциал юрских отложений шельфа Баренцева моря. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ. 2013.

Кирихина Т. А., Большакова М. А., Ступакова А. В., Кирихина Н.М., Норина Д.А. Триасовые нефтематеринские отложения Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*. 2012. № 3.

Кирихина Т. А., Сулова А. А., Норина Д. А., Майер Н.М., Пронина Н.В., Мордасова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. *Георесурсы*. 2015. № 2(61). С. 13-26.

Костырева Е.А., Николенко О.Д., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. Литология и органическая геохимия нижнепермских нефтегазоносных отложений полуострова Юрьюнг-Тумус. *Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири*: Материалы 2-й науч.-практ. конф. 2015. Т. 2. С. 60-62.

Мальшев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики. *Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть»*. 2010. №1. С.20-28.

Норина Д.А. Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ. 2014.

Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы). *Геология и геофизика*. 2010. Т. 51. № 3. С. 353-363.

Полякова И.Д., Боговяленский В.И., Данилина А.Н. Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования. *Арктика: экология и экономика*. 2013. №1(9) С. 46-59.

Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Прогноз нефтегазоносности Лаптевского шельфа. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2015. Т. 10. № 1. [https://doi.org/10.17353/2070-5379/9\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2015)

Прокопьев А.В., Ершова В.Б., Миллер Э.Л. и др. Раннекаменноугольная палеогеография северной части Верхоянской пассивной окраины по данным U-Pb датирования обломочных цирконов: роль продуктов размыва Центрально-Азиатского и Таймыро-Североземельского складчатых поясов. *Геология и геофизика*. 2013. Т. 54. № 10. С. 1530-1542.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива. *Offshore [Russia]. Мировые тренды и технологии морской нефтегазодобычи*. 2013. № 1. С. 18-22.

Ронкина З.З. Меловой период. В кн.: *Геологическое строение СССР и закономерности размещения полезных ископаемых. Моря Советской Арктики*. Л: Недра, Ленингр.отд. 1984. Т.9. С.164-175.

Сметаникова Л.И., Гриненко В.С., Маланин Ю.А., Прокопьев А.В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Сер. Анабаро-Виллойская. Лист R-51 – Джарджан. Объяснительная записка. СПб: ВСЕГЕИ. 2013. 397 с.

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*. 2015. № 2 (61). С. 77-86.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М: Мир. 1981.

Ульянов Г.В. Геолого-геохимические предпосылки газонефтеносности юрских отложений Южно-Карской впадины. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ. 2011.

Ульянов Г.В., Кирихина Т.А., Ступакова А.В. Углеводородные системы Карского моря. *Сб. тезисов докладов международной конференции CIS RAO-Offshore*. 2009. № 2. С. 266-266.

Bojesen-Koefoed, J.A., Christiansen, F.G., Nytoft, H.P. & Pedersen, A.K. Oil seepage onshore West Greenland: evidence of multiple source rocks and oil mixing. In: Fleet, A.J. & Boldy, S.A.R. (eds): *Petroleum geology of Northwest Europe: Proc. 5th conf.* London: Geological Society. 1999. Pp. 305-314.

Chen, Y., Pane, A., Schupbach, T. Cutoff and aubergine mutations result in retrotransposon upregulation and checkpoint activation in Drosophila. *Curr. Biol*. 2007. 17(7). Pp. 637-642.

Davis T.L., Kwong K.K., Weisskoff R.M., Rosen B.R. Calibrated functional MRI: mapping the dynamics of oxidative metabolism. *Proc Natl Acad Sci USA*. 1998. 95. Pp. 1834-1839.

Dixon, J., Dietrich, J.R., and McNeil, D.H. Upper Cretaceous to Pleistocene sequence stratigraphy of the Beaufort-Mackenzie and Banks Island areas, Northwest Canada. *Geological Survey of Canada*. 1992.

Grantz A. and May S.D. Regional Geology and Petroleum Potential of the United States Chukchi Shelf North of Point Hope. In: *Geology and Resource Potential of the Continental Margin of Western North America and Adjacent Ocean Basins - Beaufort Sea to Baja California*. D.W. Scholl, A. Grantz, and J.G. Vedder. eds. *Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources. Earth Science Series 6*. 1987. Pp. 37-58.

He M., Moldovan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., and Peters K.E. Oil families and their inferred source rocks in the Barents Sea and northern Timan-Pechora Basin, Russia. *AAPG Bulletin*. 2012. V. 96/6. Pp. 1121-1146.

Henriksen N., Higgins A.K., Feiko Kalsbeek and T. Christopher R. Pulvertaft Greenland from Archaean to Quaternary. *Descriptive text to the 1995 Geological map of Greenland*. 1:2 500 000. 2nd edition. 2009.

Hutton S.F., Scott J.W., Schuster D.J. Recessive resistance to tomato yellow leaf curl virus from the tomato cultivar tyking is located in the same region as Ty-5 on chromosome 4. *HortScience*. 2012. 47. Pp. 324-327.

Leith, T.L., Weiss, H.M., Mørk, A., Århus, N., Elvebakk, G., Embry, A.F., Brooks, P.W., Stewart, K.R., Pchelina, T.M., Bro, E.G., Verba, M.L., Danyushevskaya, A., Borisov, A.V. Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. In: Vorren, T.O. et al. (Eds.) *Arctic Geology and Petroleum Potential*. Norwegian Petroleum Society Special Publication 2, Elsevier, Amsterdam. 1992. Pp. 1-25

Magoon, L.B., and Dow W.G. The petroleum system. *The Petroleum System – From Source to Trap: AAPG Memoir 60*. 1994. Pp. 3-24.

Peters, E., Lipkus, I., & Diefenbach, M.A. The functions of affect in health communications and in the construction of health preferences. *Journal of Communication*. 2006. 56. Pp. 140-162.

Sacleux Michel, Tumskey V., Chuvilin E., Gavrilov A. et al. Gas hydrate stability zone within barents sea shelf and its evolution during late Cenozoic. *Proc. 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014)*. Beijing, China. 2009. Pp. 1-10.

## Сведения об авторах

**Антонина Васильевна Ступакова** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1  
Тел: +7(495)939 55 76, e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

**Анна Анатольевна Сулова** – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

**Мария Александровна Большакова** – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

**Роман Сергеевич Сауткин** – кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

**Ирина Алексеевна Санникова** – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 01.04.2017;  
Принята к публикации 15.04.2017;  
Опубликована 20.05.2017

## Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region

A.V. Stupakova, A.A. Suslova, M.A. Bolshakova, R.S. Sautkin, I.A. Sannikova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

**Abstract.** Deep trough lie at the base of the sedimentary basins of the Arctic, which for a long geological time remained the epicenter of the immersion and the area of accumulation of large sedimentation strata, often exceeding 10-15 kilometers. Deep troughs extend long distances from the basin to the basin. In their limits, the deposition occurred of both the ancient Paleozoic basins and the younger Meso-Cenozoic basins. The main sedimentary material was transported along the immersion areas; centers of oil and gas generation were formed. The width of such trough is 100-200 km, and the length reaches 1000 km or more. Deep faults along the troughs often exhibited shear deformations, and at the boundary of the restructuring from one basin to another, fold-thrust deformations occurred. As a result, under the young sedimentary cover, more ancient fold-thrust structures are traced, stretched often along the axis of deflection. At all stages of basin development, potential oil and gas deposits were built, which generated hydrocarbons. The features of the tectonic structure of the basins and the nature of hydrocarbons migration make it possible to forecast the search for new accumulations of oil and gas. In the Paleozoic basins, the search should focus on border structures, stratigraphically and tectonically limited traps associated with stratigraphic non-conformities and the emergence of ancient rocks beneath the erosion surface. In the Mesozoic basins, the traps are often associated with strata filling the terrigenous sediments, where lithological traps are widespread both in various debris cones, and in the areas of Mesozoic rocks adjacent to older sediments. In the Cenozoic basins of the eastern sector of the Russian Arctic region, the search for hydrocarbons should be conducted at large anticlinal uplifts.

**Keywords:** deep trough, extensional depression, Western Arctic, Eastern Arctic, Palaeozoic basin, Mesozoic basin, Tertiary basin, oil and gas source rocks, hydrocarbon generation

**For citation:** Stupakova A.V., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Sannikova I.A. Basin analysis for the search of large and unique fields in the Arctic region. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special issue. Part 1. Pp. 19-35. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.4>

### References

- Bakai E.A., Fadeeva N.P. Potential sources of hydrocarbons from the western slopes of Anabar anticline. *Sb. tezisev dokladov XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Geomodel»* [XII International Scientific and Practical Conference «Geomodel»: Abstracts]. 2010. (In Russ.)
- Bakai E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. Permian petroleum system of Lena-Anabar trough – lithological-geochemical studies (at an example of well Ust'-olenek 2370). *Moscow University Geology Bulletin*. 2016. No. 1. Pp. 71-81. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiya i geokhimiya nefiti i gaza* [Geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow: Moscow State University Publ. 2000. (In Russ.)
- Bojesen-Koefoed, J.A., Christiansen, F.G., Nytoft, H.P. & Pedersen, A.K. Oil seepage onshore West Greenland: evidence of multiple source rocks and oil mixing. In: Fleet, A.J. & Boldy, S.A.R. (eds): *Petroleum geology of Northwest Europe: Proc. 5th conf.* London: Geological Society. 1999. Pp. 305-314.
- Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P. Oil and gas source sequences of the Paleozoic section of the Western Taimyr and correlation links: the organic matter of the rocks – naphthydes. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri* [Geology and mineral resources of Siberia]. 2012. No. 4. Pp. 26-33. (In Russ.)
- Bolshakova M.A. Geological and geochemical conditions for formation of oil and gas content of the Shtokman-Lunin mega delta. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: Moscow State University. 2008. (In Russ.)
- Bondarev A.V. Forecasting of oil and gas content of Cretaceous and Jurassic deposits of the Bolshekhetskaya basin on the basis of modeling of geothermobaric and geochemical conditions of formation of hydrocarbon accumulations. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: RGU im I.M.Gubkina. 2013. 155 p. (In Russ.)
- Botneva T.A., Frolov S.V. Conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in the sedimentary cover of the Yenisei-Lena system of deflections. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 1995. No. 5. Pp. 36-41. (In Russ.)
- Chen, Y., Pane, A., Schubach, T. Cutoff and aubergine mutations result in retrotransposon upregulation and checkpoint activation in *Drosophila*. *Curr. Biol*. 2007. 17(7). Pp. 637-642.
- Davis T.L., Kwong K.K., Weisskoff R.M., Rosen B.R. Calibrated functional MRI: mapping the dynamics of oxidative metabolism. *Proc Natl Acad Sci USA*. 1998. 95. Pp. 1834-1839.
- Dixon, J., Dietrich, J.R., and McNeil, D.H. Upper Cretaceous to Pleistocene sequence stratigraphy of the Beaufort-Mackenzie and Banks Island areas, Northwest Canada. *Geological Survey of Canada*. 1992.
- Grantz A. and May S.D. Regional Geology and Petroleum Potential of the United States Chukchi Shelf North of Point Hope. In: *Geology and Resource Potential of the Continental Margin of Western North America and Adjacent Ocean Basins - Beaufort Sea to Baja California*. D.W. Scholl, A. Grantz, and J.G. Vedder. eds. *Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources*. Earth Science Series 6. 1987. Pp. 37-58.
- He M., Moldowan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., and Peters K.E. Oil families and their inferred source rocks in the Barents Sea and northern Timan-Pechora Basin, Russia. *AAPG Bulletin*. 2012. V. 96/6. Pp. 1121-1146.
- Henriksen N., Higgins A.K., Feiko Kalsbeek and T. Christopher R. Pulvertaft Greenland from Archaean to Quaternary. *Descriptive text to the 1995 Geological map of Greenland*. 1:2 500 000. 2nd edition. 2009.
- Hutton S.F., Scott J.W., Schuster D.J. Recessive resistance to tomato yellow leaf curl virus from the tomato cultivar tyking is located in the same region as Ty-5 on chromosome 4. *HortScience*. 2012. 47. Pp. 324-327.
- Kim B.I., Evdokimova N.K., Kharitonova L.Ya. Structure, oil and gas potential and petroleum geological zoning of the Eastern Arctic shelf of Russia. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2016. No.1. Pp. 2-15. (In Russ.)
- Kim B.I., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I., Yashin D.S. Oil fields geological zoning of the shelf of the Eastern Arctic seas of Russia and oil and gas potential prospects. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2007. No. 2. (In Russ.)
- Kiryukhina N.M. Oil and Gas Generation Potential of Jurassic Deposits of the Barents Sea Shelf. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: Moscow State University. 2013. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Bol'shakova M. A., Stupakova A. V., Kiryukhina N.M., Norina D.A. Triassic petroleum deposits of the Barents Sea oil and gas basin. *Geologiya nefiti i gaza = The geology of oil and gas*. 2012. No. 3. (In Russ.)
- Kostyreva E.A., Nikolenko O.D., Vakulenko L.G., Yan P.A. Lithology and organic geochemistry of the Lower Permian oil and gas bearing deposits of the Yuryung-Tumus peninsula. *Geologiya, geofizika i mineral'noe syr'e Sibiri: Materialy 2-i nauch.-prakt. konf.* [Geology, geophysics and mineral raw materials of Siberia: Proc. II Sci.-pract. conf.]. V. 2. 2015. Pp. 60-62. (In Russ.)
- Leith, T.L., Weiss, H.M., Mørk, A., Århus, N., Elvebakk, G., Embry, A.F., Brooks, P.W., Stewart, K.R., Pchelina, T.M., Bro, E.G., Verba, M.L., Danyushevskaya, A., Borisov, A.V. Mesozoic hydrocarbon source-rocks of the Arctic region. In: Vorren, T.O. et al. (Eds.) *Arctic Geology and Petroleum Potential*. Norwegian Petroleum Society Special Publication 2, Elsevier, Amsterdam. 1992. Pp. 1-25



Magoon, L.B., and Dow W.G. The petroleum system. *The Petroleum System – From Source to Trap: AAPG Memoir 60*. 1994. Pp. 3-24.

Malyshev H.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Assessment of oil and gas potential prospects of the sedimentary basins of the Eastern Arctic. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK «Rosneft'»*. 2010. No.1. Pp. 20-28. (In Russ.)

Norina D.A. The structure and oil and gas potential of the Permian-Triassic terrigenous deposits of the Barents Sea shelf. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: Moscow State University. 2014. (In Russ.)

Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Borisova L.S., Melenevskii V.N. Kerogen of the Cuonam Formation of the Cambrian (northeast of the Siberian Platform). *Geologiya i geofizika = Geology and geophysics*. 2010. V. 51. No. 3. Pp. 353-363. (In Russ.)

Peters, E., Lipkus, I., & Diefenbach, M.A. The functions of affect in health communications and in the construction of health preferences. *Journal of Communication*. 2006. 56. Pp. 140-162.

Polyakova I.D., Bogoyavlenskii V.I., Danilina A.N. Characteristics of oil and gas reservoirs of the Arctic, paleogeographic and geodynamic aspects of its formation. *Arktika: ekologiya i ekonomika* [Arctic: Ecology and Economy]. 2013. No.1(9). Pp. 46-59. (In Russ.)

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. Forecast of oil and gas content of the Laptev shelf. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015. V.10. No.1. [https://doi.org/10.17353/2070-5379/9\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2015) (In Russ.)

Prokop'ev A.V., Ershova V.B., Miller E.L. et al. Early Carboniferous paleogeography of the northern part of the Verkhoyansk passive margin according to the U-Pb dating of detrital zircons: the role of the erosion products of the Central Asian and Taimyr-Severozemelsky folded belts. *Geologiya i geofizika = Geology and geophysics*. 2013. V. 54. No. 10. Pp. 1530-1542. (In Russ.)

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumskii B.V. Prospects of the oil and gas potential of the Khatanga Bay. *Offshore* [Russia]. *Mirovye trendy i tekhnologii morskoi neftegazodobychi* [World trends and technologies for offshore oil and gas production]. 2013. No. 1. Pp. 18-22. (In Russ.)

Ronkina Z.Z. Cretaceous period. V kn.: *Geologicheskoe stroenie SSSR i zakonmernosti razmeshcheniya poleznykh iskopaemykh. Morya Sovetskoi Arktiki* [In book: The geological structure of the USSR and regularities of the accumulation of natural resources. The seas of the Soviet Arctic]. Leningrad: Nedra. 1984. V. 9. Pp. 164-175. (In Russ.)

Sacleux Michel, Tumskey V., Chuvilin E., Gavrilov A. et al. Gas hydrate stability zone within barents sea shelf and its evolution during late Cenozoic. *Proc. 8th International Conference on Gas Hydrates (ICGH8-2014)*. Beijing, China. 2009. Pp. 1-10.

Smetannikova L. I., Grinenko V. S., Malanin Yu. A., Prokop'ev A.V. et al. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Seriya Anabaro-Vilyuiskaya. List R-51 – Dzhardzhan [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). Series Anabaro-Vilyuiskaya. Sheet R-51 – Jarjan]. St.Petersburg: VSEGEI. 2013. 397 p. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*. 2015. No. 2(61). Pp. 77-86. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Kiryukhina T.A., Suslova A.A., Norina D.A., Mayer N.M., Pronina N.V., Mordasova A.V. Oil and gas prospects in the Mesozoic section of the Barents Sea basin. *Georesursy = Georesources*. 2015. No. 2(61). Pp. 13-27. (In Russ.)

Tisso B., Vel'te D. Obrazovanie i rasprostranenie nef'ti [Formation and distribution of oil]. Moscow: Mir. 1981. (In Russ.)

Ul'yanov G.V. Geological and geochemical preconditions for gas-oil content of Jurassic deposits of the South Kara basin. *Diss. kand. geol.-min. nauk* [Cand. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: Moscow State University. 2011. (In Russ.)

Ul'yanov G.V., Kiryukhina T.A., Stupakova A.V. Hydrocarbon systems of the Kara Sea. Sb. tezisov dokladov mezhdunarodnoi konferentsii CIS RAO-Offshore [International conference CIS RAO-Offshore: Abstracts]. 2009. No. 2. Pp. 266-266.

### About the Authors

*Antonina V. Stoupakova* – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1  
Phone: +7(495)939 55 76  
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru

*Anna A. Suslova* – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

*Maria A. Bolshakova* – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

*Roman S. Sautkin* – PhD in Geology and Mineralogy, Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

*Irina A. Sannikova* – PhD student of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

*Manuscript received 1 April 2017;*

*Accepted 15 April 2017;*

*Published 20 May 2017*