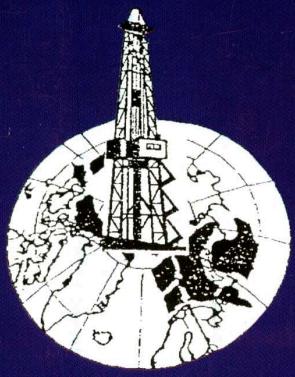
К.А.Клещёв, В.С.Шеин

ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИКИ



Москва 2008

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ (ВНИГНИ)

К.А.Клещев, В.С.Шеин

ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИКИ

Москва • 2008

УДК 551.3+55.553.98(-922)
ББК 26.343.1
К 48

Клещев К.А., Шеин В.С. Геодинамическая эволюция и перспективы нефтегазоносности Арктики. – М.: ВНИГНИ, 2008. – 103 с., илл. 24. – ISBN 978-5-900941-23-3.

Рассмотрена история геологического развития Арктики в рифее-кайнозое, выделены основные плитотектонические структуры, осуществлено нефтегазогеологическое районирование по геодинамическим критериям, выделены типы нефтегазоносных, потенциально нефтегазоносных, возможно нефтегазоносных бассейнов, рассмотрены условия их формирования, приведена геологическая и нефтегазопромысловая характеристики выявленных месторождений Арктики, дана качественная оценка перспектив нефтегазоносности региона. Предполагается, что в пределах акваторий российского сектора Арктики могут быть обнаружены новые крупные месторождения газа и нефти, в первую очередь в пределах Карского, Чукотского, Восточно-Сибирского и Баренцевого морей.

Работа предназначена для геологов и геофизиков, изучающих геологию и нефтегазоносность России, а также для студентов старших курсов институтов геологического профиля.

UDC 551.3+55.553.98 (-922)
BBK 26.343.1
K 48

Kleshchev K.A., Shein V.S. Geodynamic evolution and Prospects of oil-gas-potential of arctic aqvatories. – M.: VNIGNI, 2008. – 103 pp ., ill. 24. – ISBN 9278-5-900941-23-3.

Geological evolution of Arctic in Rifean-Cenozoic was examined, main plate-tectonic structures were picked up, oil-gas-geological division was carried out on the base of plate tectonics, types of oil-gas-prone, potentially oil-gas-prone and probably oil-gas-prone basins were picked up, conditions of its formation were examined, geological and oil-gas-produces characteristics of revealed fields of Arctic were listed, quality estimation of oil-gas prospective of the region was adduced. It is supposed that in the limits of aquatories of Russian section of Arctic new large fields of gas and oil can be discovered, in the first place within the limits of the Kara Sea, the Chukotsk Sea, the East-Siberia Sea and the Bering Sea.

The work is intended for geologists and geophysicists engaged in studying of geology and oil-gas-bearing of Russia as well as graduates of higher schools of geological sciences.

ISBN 978-5-900941-23-3

© К.А. Клещев, В.С. Шеин, 2008

© Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), 2008

ВВЕДЕНИЕ

Начиная с 60-х годов прошлого столетия Министерство геологии, а ныне Министерство природных ресурсов РФ, проводит геолого-геофизические исследования на акваториях континентального шельфа с целью изучения геологического строения земной коры, ее эволюции, прогноза и поисков полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. Геологическое изучение арктических акваторий выполняется государственными предприятиями и частными компаниями в соответствии с положениями "Морской доктрины Российской Федерации на период до 2020 г.", на базе федеральных и отраслевых программ. Во Всероссийском научно-исследовательском геологическом нефтяном институте обобщаются геолого-геофизические, геохимические данные, материалы бурения; разрабатываются модели геологического строения осадочных бассейнов; осуществляется оценка перспектив нефтегазоносности арктических акваторий и прилегающей суши. При этом используется геодинамический анализ нефтегазоносных областей, позволяющий осуществлять прогноз нефтегазоносности с большей достоверностью по сравнению с традиционными подходами.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. предусматривает увеличение добычи нефти по оптимистическому варианту до 520 млн т, газа – до 730 млрд м^3. Для этого планируется до 2020 г. прирастить 7,5-10,0 млн т нефти и 10,5 трлн м^3 газа. Эту задачу можно выполнить путем освоения новых нефтегазоносных регионов и в первую очередь – арктических акваторий.

1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ

В пределах российского сектора арктических акваторий в Баренцевоморском, Тимано-Печорском, Западно-Сибирском бассейнах выявлено 22 месторождения нефти и газа. Промышленные и предварительно оцененные запасы нефти составляют 652 млн т, га-

за – около 6 трлн м^3. Пробурено около 460 тыс. м скважин, что составляет 0,27% от объема глубокого бурения России. Среди пробуренных скважин несколько параметрических глубиной от 2236 до 4741 м на островах Свердруп, Белый, Колгуев, Франца Иосифа. Поисковое бурение осуществлялось в пределах Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей. Основные объемы геофизических работ выполнены в Охотском, Баренцевом, Карском, в меньшей мере – в море Лаптевых, Восточно-Сибирском, Беринговом. Плотность покрытия сейсмопрофилями в среднем составляет 0,24 км/км^2.

Плотность сейсморазведки в восточно-арктических морях наиболее низкая – 0,04 км/км^2, здесь нет пробуренных скважин. В Беринговом море пробурена одна скважина, плотность сейсморазведки 0,09 км/км^2, в Карском – 13 скважин, плотность сейсморазведки 0,09 км/км^2, в Баренцевом – 52 скважины, плотность сейсмопрофилей 0,31 км/км^2. Наиболее изученным является шельф Баренцева и Печорского морей; здесь открыто 11 месторождений, в том числе четыре нефтяных (Приразломное, Варандей-море, Медынское-море, Долгинское), одно нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское), три газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое), три газовых (Северо-Кильдинское, Мурманское, Лудловское). В пределах шельфа Карского моря (в том числе в Тазовской и Обской губах) – обнаружено 11 месторождений, в том числе два нефтегазоконденсатных (Салекапское, Юрхаровское), четыре газоконденсатных (Ленинградское, Чугорьяхское, Северо-Каменномысское, Русановское), пять газовых (Антипаютинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Каменномысское-море, Обское).

Начальные суммарные ресурсы (НСР) континентального шельфа России по состоянию на 01.012007 г. оцениваются в 93042, 36 млн. т.у.т. из которых 80% свободный газ, 15% - нефть, 3% - конденсат, и 2% - растворенный газ. НСР арктических акваторий оценены в 79166,86 млн. т.у.т., что составляет 85% от общероссийских. В пределах Баренцевого моря сосредоточено 24538,9 млн. т.у.т., в Карском – 34312,4 млн. т.у.т. в губах и заливах Карского моря – 2011,96 млн. т.у.т., в море Лаптевых – 3260,0 млн. т.у.т., в Восточно-Сибирском – 5583,0 млн. т.у.т., в Чукотском – 335,0 млн. т.у.т., в Беринговом – 1075,0 млн. т.у.т.

Перспективные и прогнозные ресурсы УВ шельфа России составляют в сумме 91,6% НСР. При этом около 70% аккумулируются в пределах Карского (44,4%), Баренцева и Печорского (25,6%) морей. Доля нефти и конденсата в общем объеме ресурсов около 10%.

Перспективные ресурсы (категория C_3) являются преобладающими (90% ресурсов) (Ю.Н. Григоренко и др., 2006).

В нераспределенном фонде недр шельфа России числится 91% его начальных суммарных ресурсов УВ. Их освоение (на 01.07.2008 г.) осуществляется 32 недропользователями, которые владеют 53 лицензиями. В морях Арктики 7 недропользователей проводят работы по 16 лицензиям, 9 из которых на нефтегазопоисковые (НП), 1 – на нефтегазоразведочные (НР) и 6 – на нефтегазодобычу (НЭ).

В 2003-2007 гг. основные объемы геологоразведочных работ были выполнены в пределах мелководных зон Енисейского залива, Обской, Байдарацкой, Гыданской губ Карского моря, Хатангского залива моря Лаптевых. Буровые работы в небольших объемах проводились в заливах и губах Карского моря. Добыча углеводородов проводилась лишь в одном месторождении (Юрхаровском).

Зарубежные нефтегазоносные бассейны арктических акваторий и прилегающей суши (Северо-Аляскинский, Маккензи, Свердруп и др.) изучены значительно лучше российских. Здесь обнаружено несколько десятков месторождений нефти и газа, в том числе крупных по запасам, например, Прадхо-Бей и др.

По данным Геологической службы США (2008), в Арктике сконцентрировано 13% еще не открытых мировых запасов нефти и 30% запасов газа. Неразведанные запасы по данным упомянутых исследований составляют 56 млрд т нефти и газа в нефтяном эквиваленте. Запасы открытых месторождений углеводородов региона составляют 32,6 млрд т, т.е. величина разведанных и неразведанных запасов равна 88,6 млрд т в нефтяном эквиваленте. Следует подчеркнуть, что в связи с недостаточной изученностью оценки, выполненные разными организациями сильно расходятся. Так, по данным консалтинговой компании Wood Mackenzie, неразведанные запасы Арктики в 2006 г. оценены в 22,6 млрд т нефти и газа в нефтяном эквиваленте, а разведанные – в 31,7 млрд т, т.е. суммарные разведанные и неразведанные запасы углеводородов составляют 54,1 млрд т в нефтяном эквиваленте. По данным Геологической службы США наибольшие суммарные запасы углеводородов (20 млрд т в нефтяном эквиваленте) сконцентрированы в Западно-Сибирском бассейне. За ним следует арктические бассейны Аляски (Аляскинско-Чукотский и Восточно-Арктический). Здесь сосредоточено около 4,0 млрд т разведанных и неразведанных запасов нефти, 6,1 трлн $м^3$ газа и 0,7 млрд т газоконденсата, а в пределах Баренцевоморского бассейна соответственно 1 млрд т, 9,0 трлн $м^3$ и 0,2 млрд т.

Вопросам геологии и нефтегазоносности арктических акваторий посвящено значительное количество работ. Большой вклад в изучение геологии и нефтегазоносности Арктики внесли специалисты ВНИИокеанологии, ВНИГРИ, ВИРГ-Рудгеофизики, "Севморгео", "Арктикморнефтегазразведки", РАО "Газпром", ЗАО "Синтезнефтегаз", "Союзморгео", "Севморнефтегеофизики", РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина и др. Среди публикаций следует упомянуть капитальные труды [1, 2, 5, 7], а также работы С.В. Аплонова, Н.А.Богданова, Ю.К.Бурлина, М.Л.Вербы, И.Ю.Виноградова, В.П.Гаврилова, И.Ф.Глумова, И.С.Грамберга, Ю.Н.Григоренко, А.Н.Дмитриевского, С.С.Драчева, Е.В.Захарова, Л.П.Зоненшайна, В.А.Игнатовой, В.Д.Каминского, Б.И.Кима, О.В.Ивановой, К.А.Клещева, М.К.Косько, К.Н.Кравченко, Д.В.Лазуркина, М.Г.Леонова, И.М.Мирчинка, А.Н.Обухова, И.Н.Пешковой, Ю.Н.Погребицкого, Ю.В.Рослова, Б.В.Сенина, О.И.Супруненко, С.И.Федорова, Ю.Ф.Федоровского, Э.В.Шипилова, В.Е.Хаина, В.А.Холодилова, В.С.Шеина, К.В.Шервурда и др. Свой вариант геологического строения, геодинамической эволюции, нефтегазогеологического районирования региона предлагают и авторы настоящей работы.

2. ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ И ОСНОВНЫЕ СТРУКТУРЫ РЕГИОНА

Выяснение геодинамической эволюции позволяет в первом приближении разработать плитотектонические модели нефтегазоносных регионов; установить стратиграфический диапазон слагающих их тектонических комплексов (осадочного чехла, складчатого основания, фундамента, переходного комплекса); осуществить плитотектоническое, нефтегазогеологическое районирование. Для решения этой задачи авторами изучены литолого-стратиграфические разрезы, магматизм, выполнены палеогеодинамические реконструкции плит Арктики на конец среднего рифея, на начало венда, на конец среднего кембрия, на начало ордовика, середину ордовика, на начало раннего девона, позднего девона, на середину раннего карбона, на начало ранней перми, поздней перми, триаса, позднего триаса, на середину юры, на конец юры, конец баррема, на начало апта, на конец сеномана, на конец кампана, на начало палеогена. Указанные реконструкции позволили установить, что основные структуры, тектонические комплексы и связанные с ними нефтегазоносные и по-

тенциально нефтегазоносные бассейны (ПНГБ) арктических акваторий и прилегающей суши сформировались в *рифейско-раннекембрийский, среднекембрийско-раннедевонский, среднедевонско-триасовый, юрско-раннемеловой, поздний мел-кайнозойский этапы геодинамической эволюции.*

Главными структурами, определяющими строение разных регионов Арктики являлись: Северо-Американский, Восточно-Европейский, Сибирский палеоконтиненты (рис. 1). От них откалывались микроконтиненты, в последующем они соединялись, образуя палеомезоконтиненты (молодые платформы) разного возраста. Например, Западно-Сибирский (в конце среднего рифея и в конце палеозоя-триаса), Баренцевский (в конце рифея-начале венда), Арктический (в позднем рифее, палеозое, перед аптом, в конце позднего мела-кайнозоя), т.е. палеоконтиненты, палеомезоконтиненты в процессе геодинамической эволюции и накопления осадочного чехла постоянно преобразовывались. Часть их превращалась в складчатые пояса, образуя складчатое основание, либо переходный тектонический комплекс нефтегазоносных бассейнов. Палеоконтиненты и палеомезоконтиненты, начиная с рифея, разделялись в разное время Доуральским, Палеоазиатским, Япетусским, Уральским, Панталасским, Южно-Анюйским, Северным Ледовитым океанами.

Наиболее частым преобразованиям (деструкции, коллизии) подверглась Гиперборейская платформа (по Н.С. Шатскому), или Арктида, выделенная Л.П. Зоненшайном, в результате палеогеодинамических реконструкций плит [2]. Эти реконструкции, а также построения В.Е. Хаина [5], В.П. Гаврилова [1] и др., учтены авторами данной работы при анализе истории геологического развития Арктического региона. Строение, возраст осадочного чехла и подстилающих его тектонических комплексов (переходного, складчатого основания, фундамента) здесь более разнообразны и сложны по сравнению с Сибирским, Восточно-Европейским и Северо-Американским палеоконтинентами. При этом разные районы Арктиды подвергались преобразованиям в разное время. Например, байкальская складчатость проявилась в пределах Центрального Таймыра, в Притиманье. В начале палеозоя началось накопление осадочного чехла на Новой Земле, на востоке Чукотки, Аляске, в Тимано-Печорском, Баренцевском, Уральском, Пай-Хойском регионах. Однако уже в начале ордовика этот эпибайкальский палеомезоконтинент подвергся частичному раздроблению, приведшему к появлению здесь Доуральского океана. В конце силура-девоне некоторые районы Арктики (Шпицберген, Восточная, Северная Гренландия) были охвачены ка-

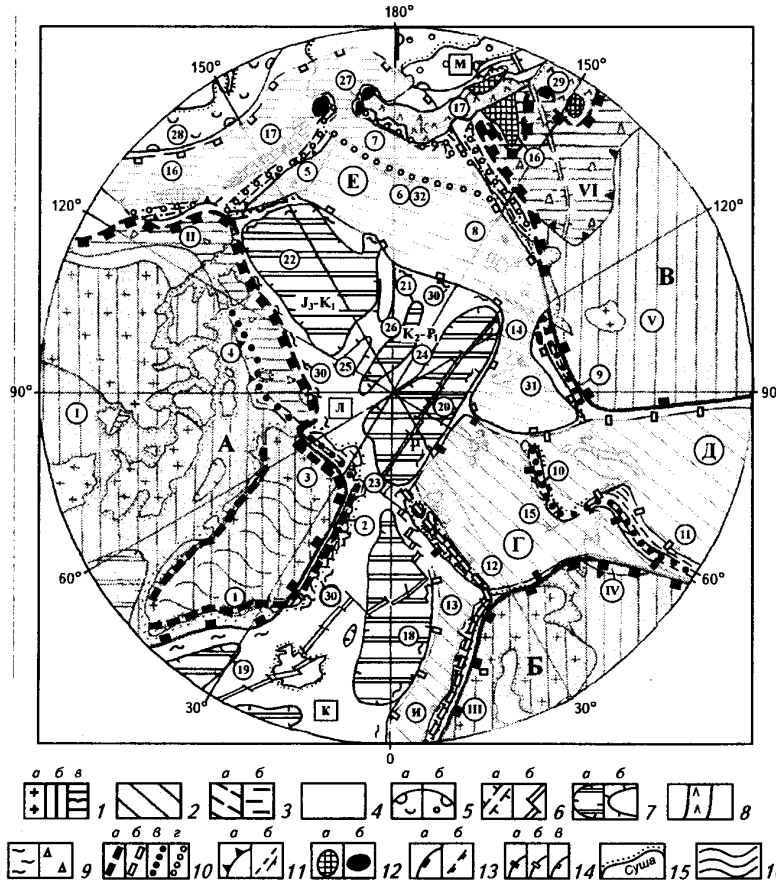


Рис. 1. Основные плитотектонические структуры арктических акваторий и прилегающей суши

1-3 – крупнейшие структуры: *1* – крупные палеоконтиненты (древние платформы) с архейско-протерозойским кристаллическим фундаментом: выступы фундамента (а), фундамент, перекрытый осадочным чехлом (б), преобразованные части палеоконтинентов последующими (после накопления чехла) плитотектоническими процессами – складчатостью, вулканизмом, надвигами и др. (в); *2* – блоки (микроконтиненты), отклонившиеся от крупных палеоконтинентов и объединенные в рифее-палеозое в мезоконтиненты (молодые эпирифейские и эпипалеозойские платформы) с древним кристаллическим фундаментом в пределах микроконтинентов, складчатым основанием и переходным комплексом в межблоковых зонах; *3* – блоки (микроконтиненты), отколовшиеся от палеоконтинентов и объединенные в последующем (ранний мел) в мезоконтиненты (молодые эпираннемеловые платформы с кристаллическим фундаментом в пределах микроконтинентов, складчатым основанием, переходным комплексом в межблоковых зонах: эпираннемеловая часть платформы (а), эпираннемеловая часть платформы, преобразованная поздний мел-кайнозойской складчатостью (б); *4* – современные океаны, окраинные моря; *5-10* – крупные структуры:

5 – область схождения литосферных плит и причленения к окраинам континента островных дуг, террейнов континентальных блоков и др.: с юрского времени (а), с мелового времени (б); *6* – рифты: континентальные (а), океанические, оси спрединговых центров, индекс – их возраст (б); *7* – наиболее глубокие (более 2 км) части океанических котловин (а), океанические поднятия, хребты (б); *8* – вулканогенные пояса активных континентальных окраин (индекс – их возраст); *9* – пассивные континентальные окраины: а – поздний мел – кайнозойские, б – древние, деформированные; *10* – орогены столкновения плит (складчатые пояса разного возраста): гренвильские, байкальские (а), каледонские (б), герцинские (в), мезозойские и кайнозойские (г); *11* – разломы: а – фронтальные зоны складчатости, надвиги, б – крупные сдвиги; *12* – древние массивы: террейны, палеомикроконтиненты (а), древние массивы, остатки континента Арктида на поверхности (б); *13-14* – границы: *13* – палеоконтинентов: малоизмененных последующими плитотектоническими процессами (а), переработанных последующими тектоническими процессами (б), *14* – палеомезоконтинентов: рифей-раннедевонских – Баренция (а), палеозойских – Западно-Сибирского, Норвежского (б), – раннемеловых – Арктида (в); *15* – суши и моря; *16* – области многолетней мерзлоты Гренландии.

Крупные палеоконтиненты (древние платформы): А – Северо-Американский, Б – Восточно-Европейский, В – Сибирский. *Палеомезоконтиненты* (буквы в кружках): Г – Баренция, Д – Западно-Сибирский, Е – Арктида, И – Норвежский. *Наиболее глубокие части современных океанов* (буквы в квадратах): К – Атлантического, Л – Северного Ледовитого, М – Тихого. *Плитотектонические структуры в пределах палеоконтинентов, мезоконтинентов и современных океанов* (римские цифры в кружках): I – Внутренняя часть (рифты, пассивные окраины и др.) Северо-Американского палеоконтинента, II – часть Северо-Американского палеоконтинента (пассивные окраины и др.), преобразованная последующими плитотектоническими процессами, III – внутренняя часть Восточно-Европейского палеоконтинента, IV – внешняя часть Восточно-Европейского палеоконтинента, преобразованная последующими плитотектоническими процессами, V – внутренняя часть Сибирского палеоконтинента, VI – внешняя часть Сибирского палеоконтинента, преобразованная последующими плитотектоническими процессами. *Орогены столкновения плит – складчатые пояса* (арабские цифры в кружках): 1 – Южно-Гренландский (раннепротерозойский), 2 – Восточно-Гренландский (среднепротерозойский), 3 – Северо-Гренландский (среднепротерозойский), 4 – Иннуитский (палеозойский), 5 – Брукса (поздний мел – палеогеновый), 6 – Врангеля (поздний мел-палеогеновый), 7 – Чукотский (предоксфордский, повторные деформации в раннем мелу), 8 – Южно-Анюйский (раннемеловой), 9 – Южно-Таймырский (поздний палеозой-триасовый), 10 – Новоземельский (среднепалеозойско-триасовый), 11 – Уральский (позднепалеозойско-триасовый), 12 – Шпицбергенский (среднепалеозойский), 13 – Скандинавский (среднепалеозойский); 14-15 – *крупные сдвиги* (14 – Хатангский, поздний мел-палеогеновый, 15 – Пайхойский, позднепалеозойский); 16-17 – *террейны*: 16 – Омолонский, 17 – Охотский; 18-22 – *глубоководные котловины* современных океанов и время их раскрытия: 18 – Норвежская (K_2-P_1), 19 – Лофотеновская (K_2-P_1), 20 – Евразийская (P_1), 21 – Макарова (K_2-P_1), 22 – Амеразийская (J_3-K_1); 23-26 – *океанические хребты*: 23 – Гаккеля, 24 – Ломоносова, 25 – Альфа, 26 – Менделеева; 27-29 – *активные окраины* Евразии и Северной Америки: 27 – Евразиатская, 28 – Северо-Американская, 29 – Охотско-Чукотская (вулканический пояс); 30 – поздний мел – современные пассивные континентальные окраины; 31-32 – некоторые микроконтиненты: 31 – Карский, 32 – Чукотский

ледонским орогенезом. Другие регионы Арктики (Новая Земля, Пай-Хой, Восточно-Баренцевский прогиб, Северное Верхоянье, Новосибирский архипелаг), напротив, начиная со среднего девона, подверглись рифтогенезу. Большая часть Арктики в виде эпикаледонской платформы существовала до середины мезозоя. Исключением являлись Южный Таймыр, Урал, Пай-Хой, Новая Земля, где в позднем палеозое отмечался орогенный режим. В это же время Восточно-Европейский и Сибирский палеоконтинеты и находящиеся между ними палеомикроконтиненты, островные дуги, объединились, образовав складчатое основание Западной Сибири. Начиная с поздней перми до середины юры, Южно-Карская впадина, Баренцево-морский район, Новая Земля, центр Западной Сибири интенсивно погружались, заполняясь обломочным материалом, поступившим в результате размыва Уральского орогена. В начале юры Новая Земля, Пай-Хой подверглись деформациям, воздыманию и размыву. В восточной части арктических акваторий в юре-начале мела океаническая кора Южно-Анюйского океана активно поглощалась; формировались островные дуги, Арктида сближалась с Сибирским палеоконтинентом; к началу альба они столкнулись, образовав складчатые доальбские комплексы. Одновременно (с готерива до середины мела) раскрывалась Канадская впадина. Несколько позже (с позиции мела) формируются рифты в пределах моря Лаптевых, раскрывается Евразийский (палеоцен) бассейн, а на юге Чукотского моря подвергается деформациям Новосибирско-Чукотский бассейн. Такова последовательность формирования основных структур арктических акваторий и прилегающей суши. Иными словами формирование разных частей арктического региона России происходило по-разному. В целом здесь можно выделить четыре района: западный (Баренцево, Печорское, Белое, Карское, Норвежское моря), центральный (море Лаптевых, Северный Ледовитый океан), восточный (Восточно-Сибирское, Чукотское моря, котловина Макарова) и Дальневосточный (Берингово море).

В образовании бассейнов западной части Арктического региона решающая роль принадлежала перемещениям Восточно-Европейского (ВЕК), Северо-Американского (САК) палеоконтинентов, палеомезоконтинентов Баренция и Арктида, а восточной части – дрейфу Сибирского (СК), Северо-Американского палеоконтинентов и палеомезоконтинента Арктида (см. рис. 1). Промежуточное положение занимают центральные районы Арктики (море Лаптевых и Евразийский океанический бассейн). Осадочный чехол западной части Арктического региона охватывает разрез от палеозоя до кайнозоя

(возможно, и рифея), восточной части – в основном мезозоя и кайнозоя, а центральной – верхнего мела и кайнозоя. Ниже осадочного чехла в этих районах залегают различные тектонические комплексы: кристаллический, океанический фундаменты, складчатое основание, переходный. В западной части Арктики в основании большинства НГБ залегает кристаллический фундамент, в восточной части осадочный чехол чаще всего подстилается складчатым основанием, в центральной и северной – океаническим фундаментом и складчатым основанием, в Дальневосточном – складчатым основанием.

На основе имеющихся разрезов обнажений, данных бурения, палеогеодинамических реконструкций рассмотрим подробнее эволюцию возникновения и преобразования основных структур арктических акваторий и прилегающей суши.

Рифейско-раннекембрийский этап. Докембрийский кристаллический фундамент палеоконтинента Арктида известен на востоке Чукотки и на островах Большой Ляховский, Врангеля. На востоке Чукотки преобладают метаморфические толщи карбонатных и глиноземистых пород, метаморфизм которых достигает амфиболитовой фации. Их абсолютный возраст составляет 1570-1680 млн лет (М.С. Марков, 1980). На о. Большой Ляховский известны амфиболиты, кристаллические сланцы, на которых залегают палеозойские метаморфизованные породы. На о. Врангеля к докембрийским разрезам относятся кристаллические сланцы, амфиболиты, зеленые сланцы, которые перекрыты рифей-вендскими конгломератами.

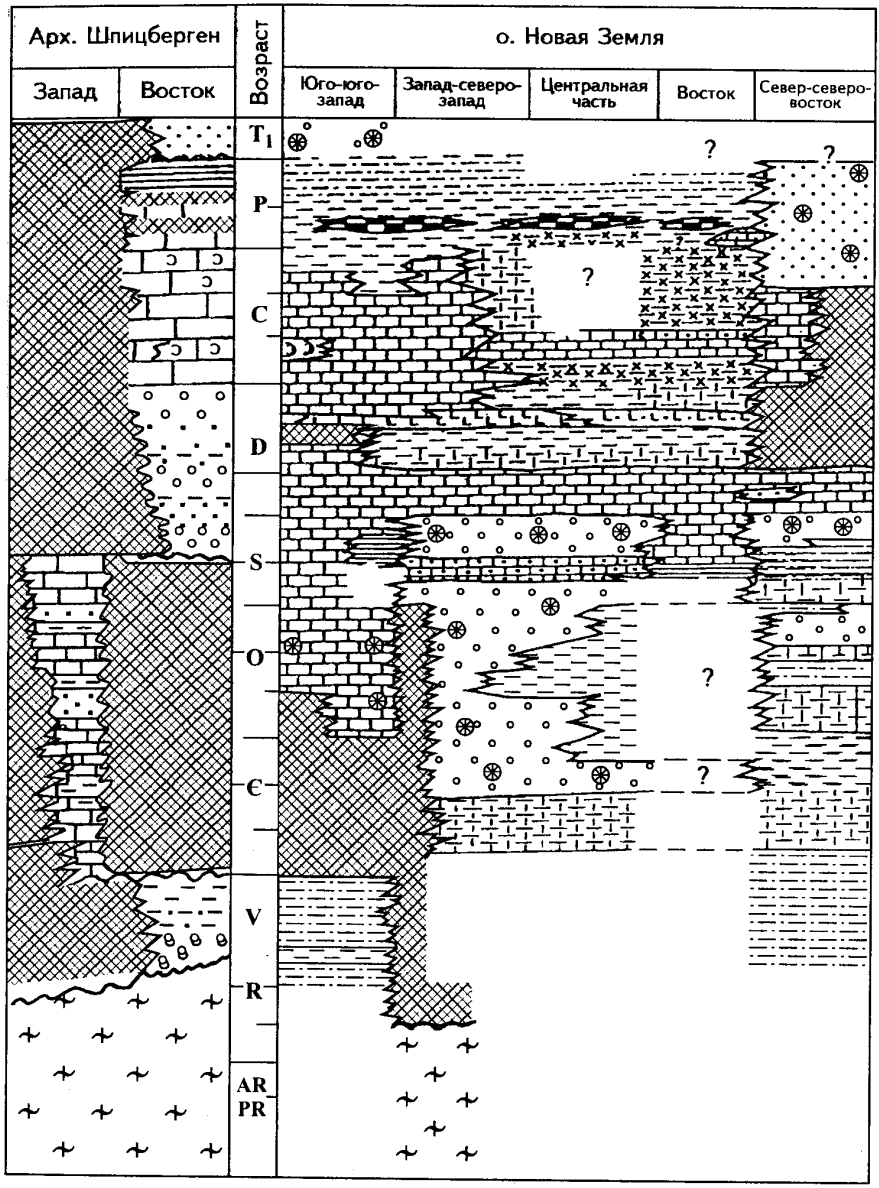
На Таймыре сильно метаморфизованные архейские и протерозойские породы образуют три зоны: Северо-Таймырскую, включая острова Северной Земли, Центрально-Таймырскую и Южно-Таймырскую, в которых развиты разрезы докембрия и палеозоя. Данные блоки, судя по различиям разрезов рифея-палеозоя, в это время развивались обособлено друг от друга, объединившись в единый блок лишь в конце палеозоя-триаса [2]. Разрез Северо-Таймырской зоны состоит из выступов раннедокембрийского фундамента; складчатых верхнедокембрийских и нижнекембрийских пород флишевого состава; относительно слабо деформированных ордовикско-девонских осадочных отложений, распространенных только на северо-западе Северной Земли (острова: Комсомолец, Пионер, Октябрьской Революции). Раннедокембрийский фундамент Северо-Таймырской зоны представлен амфиболитами, гранатовыми плагиогнейсами, возраст которых от 2200 до 2400 млн лет. На раннедокембрийском фундаменте Северо-Таймырской зоны залегает рифей-кембрийская флишевая толща (песчаники, алевролиты, глинистые слан-

цы, граувакки) континентального склона и подножья. Ордовикские мелководные отложения перекрывают кембрий с угловым несогласием. На них залегают шельфовые известняки, гипсы, песчаники силура, которые сменяются, начиная с верхов силура до верхнего девона, мощными (2,5-3 км) континентальными породами, смятыми в линейные складки. Эти складки перекрыты каменноугольными обломочными отложениями, деформации которых значительно слабее подстилающих. Разрезы фундамента Центрально-Таймырской зоны состоят из плагиогнейсов, амфиболитов нижнего протерозоя, прорванных гранитогнейсами, возраст которых 1000-11500 млн лет (В.В. Беззубов, 1981). На них залегают вулканогенно-сланцевые породы рифейской островной дуги, офиолиты, флиш, а также сланцы нижнего и среднего палеозоя. Южно-Таймырская зона докембрийских пород перекрыта ордовикско-юрскими интенсивно деформированными осадочными породами пассивной окраины Сибирского палеоконтинента.

Наиболее древние породы на о. Новая Земля обнаружены на северо-западе (рис. 2). Здесь обнажаются мраморы, кристаллические сланцы с амфиболитами, пронизанные гранитоидами, и метаморфизованные в условиях эпидот-амфиболитовой фации [4]. Большая часть метаморфических пород относится к парапородам, меньшая (амфиболиты) – к ортопородам. Возраст наиболее древних пород о. Новая Земля на основании изотопных датировок и общегеологических соображений устанавливается как досреднерифейский. Средний рифей на Новой Земле – не известен. Верхнерифейско-вендские отложения представлены метатерригенными толщами,

Рис. 2. **Формации рифей-нижнетриасовых разрезов о. Новая Земля и архипелага Шпицберген** (*по материалам* [4, 7])

1-8 – формации пассивноокраинного и рифтового типов осадконакопления: *1* – флишоидная средних глубин, *2-6* – глубоководные: *2* – глинистая, *3* – карбонатно-глинистая, *4* – карбонатно-кремнисто-глинистая, *5* – кремнисто-глинистая, *6* – известняковая (а) и песчано-известняковая (б); *7* – молассовые мелководные прибрежно-морские формации: *8-10* – платформенные формации: *8* – карбонатная и терригенно-карбонатная мелководная, *9* – песчано-глинистая мелководная, *10* – терригенная карбонатно-терригенная мелководная прибрежно-морская; *11* – метаморфические формации комплекса основания: мраморы, кристаллические сланцы с амфиболитами, гнейсы и др.; *12* – формации: терригенно-вулканогенная (а) и вулканогенно-терригенная (б); *13-15* – отложения: *13* – марганценосные, *14* – гипсоносные, *15* – пестроцветные; *16* – отсутствие отложений


Арх. Шпицберген
Запад
Восток
Возраст
о. Новая Земля
Юго-юго-запад
Запад-северо-запад
Центральная часть
Восток
Север-северо-восток
T1
P
C
D
S
O
Є
V
R
AR
PR
?
а б
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16

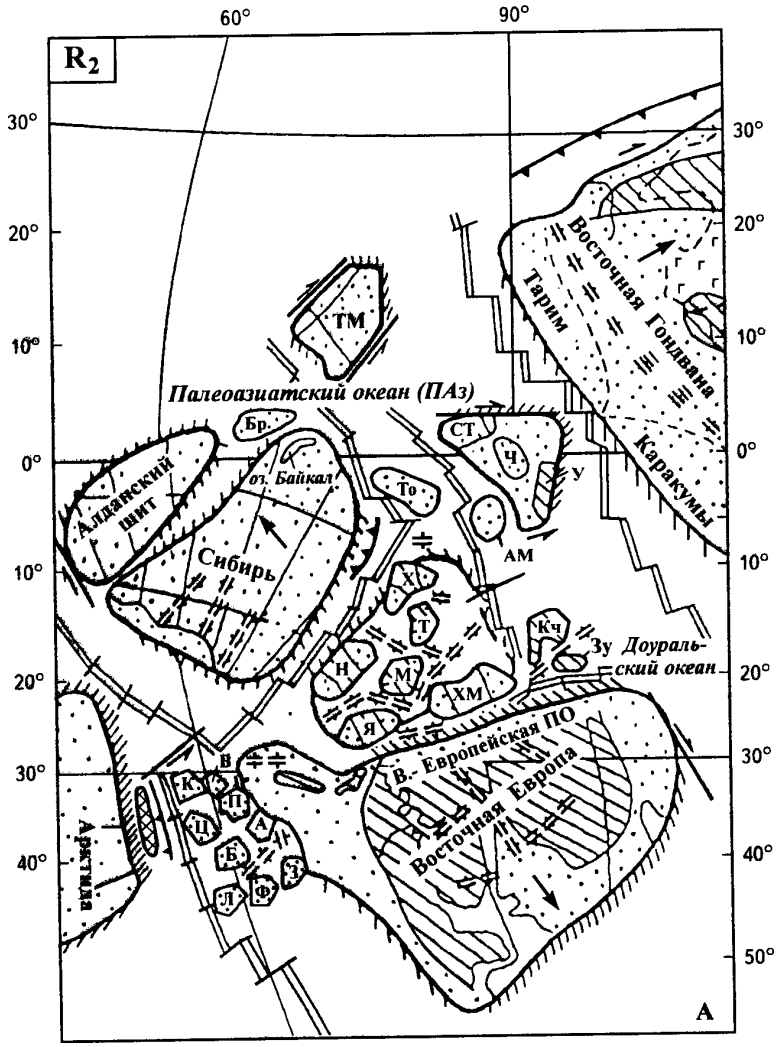
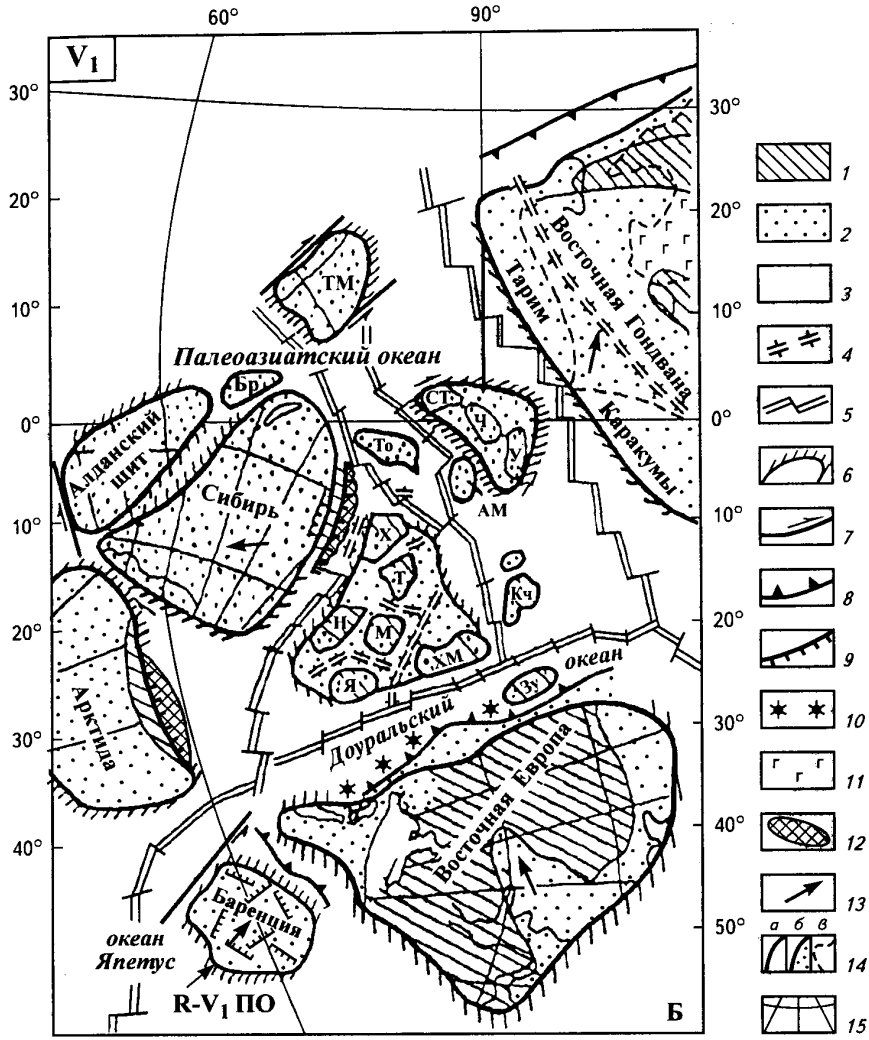


Рис. 3. **Палеогеодинамические реконструкции плит** (*по материалам Л.П. Зоненшайна, В.Е. Хаина, С.В. Аплонова,*

А – на конец среднего рифея; *1* – суша; *2* – мелководные моря; *3* – океанические бассейны; *4* – континентальные рифты; *5* – океанические рифты (оси спрединга); *6* – пассивные (ПО) и трансформные (ТО) континентальные палеоокраины; *7* – трансформные разломы; *8* – зоны субдукции; *9* – орогены и швы столкновения плит; *10* – известково-щелочной вулканизм островных дуг и активных континентальных окраин; *11* – траппы, *12* – островные дуги; *13* – направление движения плит; *14* – границы палеоконтинентов, палеомикроконтинентов (а), суши и моря в пределах континентов (б), различных блоков, контуры проявления траппов (в); 15 – палеоширoты палеоконтинентов.



России и сопредельных стран
В.П. Гаврилова, С.С. Драчева, Е.А. Кораго и др.)

Б – на начало венда

Докембрийские микроконтиненты и другие массивы, крупные чужеродные блоки: А – Адмиралтейства, АМ – Атасу-Моитинский, Б – Баренцевский, Бр – Баргузинский, В – Визе, З – Большеземельский, Зу – Зауральский, К – Карский, Кч – Кокчетавский, Л – Лоппа, М – Межовский (Нюрольский), Н – Нядояхский, СТ – Северо-Тянь-Шаньский, Т – Усть-Тымский, То – Томский, ТМ – Тувино-Монгольский, У – Улытауский, Ф – Федынского, Х – Верхнехетский, ХМ – Ханты-Мансийский, Ц – Центрально-Таймырский, Ч – Чуйский, Я – Ямальский

которые перекрыты здесь глубоководными глинистыми сланцами, известняками нижнего-среднего кембрия (на севере), а на юге – мелководными карбонатами нижнего ордовика (см. рис. 2). На островах Шпицбергена докембрийские породы представлены гнейсами, кристаллическими сланцами нижнего-среднего рифея, мощностью 3,5-8,5 км, которые перекрыты конгломератами и хлорит-серицитовыми сланцами верхнего рифея-венда мощностью более 2,0 км. Изотопные датировки метаморфических пород и гранитов на северо-востоке архипелага Шпицбергена от 950 до 1050 млн лет, на Новой Земле – 1,3-1,5 млрд лет, т.е. соотношение возраста фундамента и чехла упомянутых регионов вполне сопоставимо.

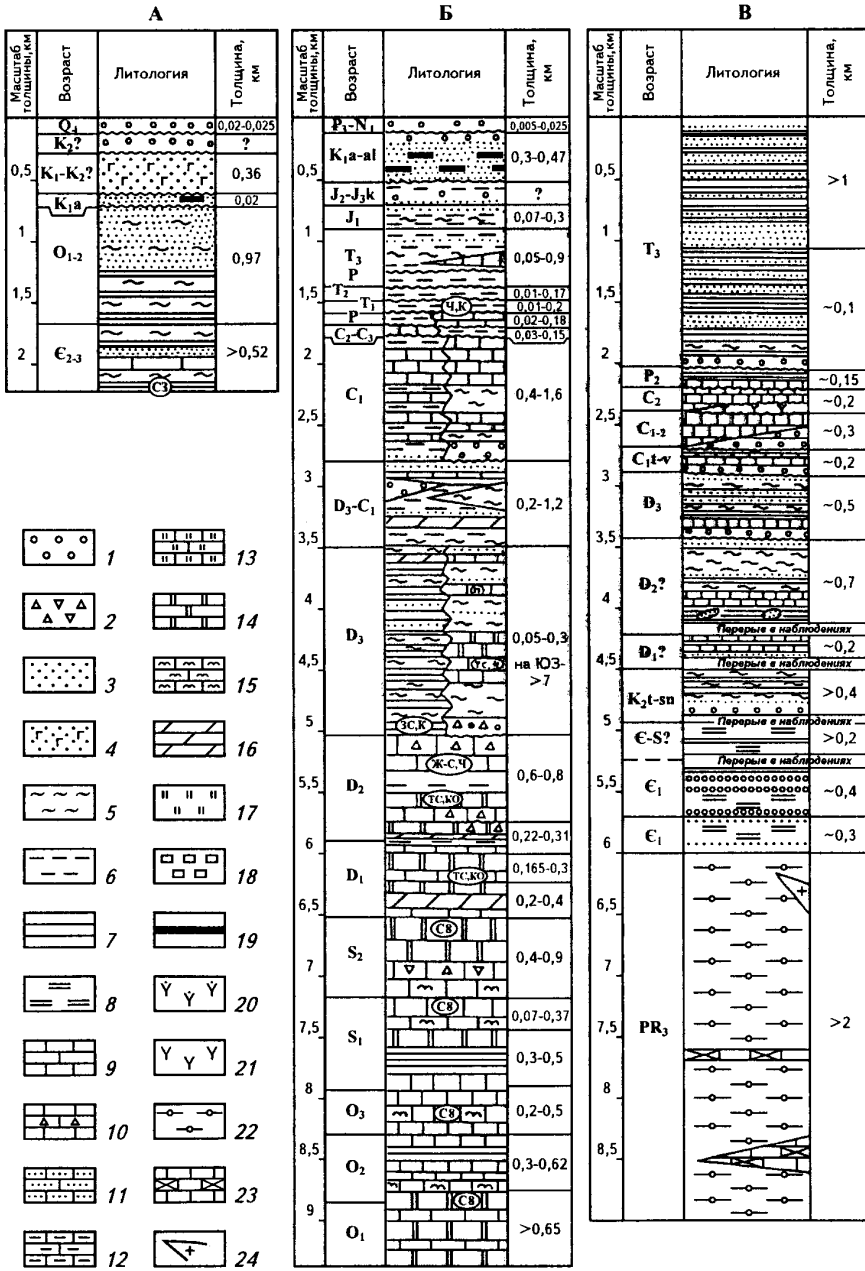
На основе приведенных разрезов, палеогеодинамических реконструкций автор [5] предполагает, что в конце раннего протерозоя существовал суперконтинент Пангея I, в среднем протерозое (раннем рифее) начался его распад, сменившийся схождением континентальных блоков, вновь объединенных в суперконтинент Родиния. В конце раннего рифея Родиния подверглась деструкции. Рифтогенез, а затем спрединг привели к образованию палеоконтинентов: Сибирского, Восточно-Европейского, Арктиды, Восточной Гондваны, мезоконтинента Западной Сибири, а также Доуральского и Палеоазиатского океанов. В среднем рифее от Восточно-Европейского палеоконтинента были отторгнуты микроконтиненты (рис. 3А), которые уже в конце рифея были объединены в палеомезоконтинент Баренция (рис. 3Б). По периферии Баренции формировалась поздний рифей-вендская Баренцевская пассивная окраина, а на окраине ВЕК – Тимано-Варангерская пассивная окраина, представленная терригенными породами внешнего шельфа и континентального склона мощностью от 6 км (Тиман, п-ов Рыбачий) до 10 км (п-ов Варангер). Мощность рифей-вендских пород Баренцевской пассивной окраины в пределах Белого моря достигала, по данным сейсморазведки, 4-5 км. Внешние зоны этих пассивных окраин в начале кембрия была деформированы в результате присоединения Баренции к Восточно-Европейскому палеоконтиненту и образования Восточно-Европейско-Баренцевского палеоконтинента (ВЕБК). Толщи рифей-вендского чехла Баренции в зоне столкновения плит были преобразованы в складчатое основание. Однако в удалении от зоны столкновения, например, в пределах Кольско-Канинсконо района эти толщи слабо дислоцированы и могут рассматриваться как переходный тектонический комплекс, а может быть, и как осадочный чехол.

Среднекембрийско-раннедевонский этап. Породы среднего и верхнего кембрия, нижнего и среднего ордовика известны

на Таймыре, на о. Новая Земля, п-ове Чукотка, о. Врангеля, на архипелаге Шпицбергена, Новосибирских островах, островах Де Лонга. На о. Новая Земля палеозойские отложения перекрывают флишоидную толщу верхнего протерозоя-кембрия. Кембрийские отложения распространены на севере и в центре острова и отсутствуют на юге (см. рис. 2). Наибольшая мощность кембрия (1,6 км) установлена в центральной части Новой Земли. Нижняя часть разреза кембрия состоит из карбонатно-глинистых глубоководных отложений, а в верхней – встречаются прибрежно-морские, терригенные породы. Разрезы ордовика и силура представлены в основном мелководными карбонатными, реже терригенно-карбонатные образованиями мощностью 4-6 км. Эти разрезы на северо-востоке и в центре острова чередуются с глубоководными отложениями, грубообломочным материалом кварцевого состава, оползневыми брекчиями. Для разреза нижнего девона характерны карбонатно-терригенные породы во всех районах Новой Земли (см. рис. 2). На о. Беннетта разрезы кембрия и ордовика представлены терригенными отложениями. Палеозойские разрезы Чукотки и Новосибирских островов состоят из граптолитовых сланцев нижнего ордовика, которые перекрыты шельфовыми известняками силура, девона, нижнего и среднего карбона. В западной части о. Котельный наблюдается переход от шельфовых известняков к песчано-сланцевым отложениям континентального склона и подножья (рис. 4). От центра о. Котельный к западу мощность ордовикско-среднекаменноугольных разрезов возрастает до 7 км (С.С. Драчев, 2002). Выше залегают верхнекаменноугольные и пермские породы. На западе Новосибирских островов в палеозое существовала пассивная окраина Чукотско-Новосибирского блока Арктиды.

Палеозойский разрез о. Врангеля отличается от описанного выше. На юге острова на породах девона с угловым несогласием залегают известняки нижнего карбона, а на севере – известняки нижнего карбона перекрывают докембрийский фундамент, т.е. южная часть острова надвинута на северную. Можно допускать, что предкаменноугольное несогласие обусловлено Элсмирской орогенией, проявившейся не только в пределах Иннуитской складчатой системы Северной Америки, но и в пределах региона о. Врангеля.

Среднекембрийско-раннедевонский этап геологической эволюции начался с рифтогенеза, раскола ВЕБК, приведшего к отрыву от него континентальных блоков, например, Карского. В пределах Арктиды и на Карском микроконтиненте накапливался среднекембрийско-силурийский осадочный чехол в условиях внутриконтинен-


А
Масштаб толщины, км
Возраст
Литология
Толщина, км
Q4
K2?
K1-K2?
K1a
O1-2
Є2-3
0,02-0,025
?
0,36
0,02
0,97
>0,52
Б
P3-N1
K1a-al
J2-J3k
J1
T3
P
T2
T1
P
C2-C3
C1
D3-C1
D3
D2
D1
S2
S1
O3
O2
O1
0,005-0,025
0,3-0,47
?
0,07-0,3
0,05-0,9
0,01-0,17
0,01-0,2
0,02-0,18
0,03-0,15
0,4-1,6
0,2-1,2
0,05-0,3
на ЮЗ- >7
0,6-0,8
0,22-0,31
0,165-0,3
0,2-0,4
0,4-0,9
0,07-0,37
0,3-0,5
0,2-0,5
0,3-0,62
>0,65
ЗС,К
Ж-С,Ч
ТС;КО
С8
В
T3
P2
C2
C1-2
C1t-v
D3
D2?
D1?
K2t-sn
Є-S?
Є1
PR3
>1
~0,1
~0,15
~0,2
~0,3
~0,2
~0,5
~0,7
~0,2
>0,4
>0,2
~0,4
~0,3
>2
Перерыв в наблюдениях
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24

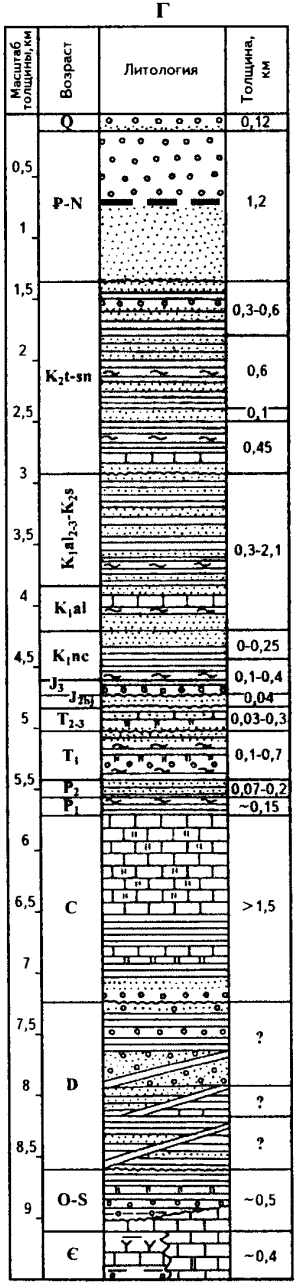


Рис. 4. Литолого-стратиграфические разрезы восточной части арктических акваторий *(по материалам С.С.Драчева, В.В.Иванова, О.В.Ивановой, М.К.Косько, А.Амстронга, Г.Демтермана и др.)*

А – острова Де Лонга (Беннетта, Жохова, Ганриетты, Жанетты); Б – о. Котельный (северо-восточная часть); В – о. Врангеля; Г – п-ов Аляска (США). *1-24* – породы: *1* – конгломераты, гравелиты, *2* – брекчии, *3* – песчаники, *4* – туфопесчаники, граувакки, 5 – алевролиты, *6* – глины, *7* – глинистые сланцы, *8* – филлиты, *9* – известняки; *10-13* – известняки: *10* – брекчированные, *11* – песчанистые, *12* – глинистые, *13* – кремнистые, *14* – доломиты, *15* – доломиты коралловые, водорослевые, *16* – мергели, *17* – кремнистые породы, *18* – соль, *19* – угли, *20* – эффузивные породы, *21* – лавы, *22* – кристаллические сланцы, *23* – мраморы, *24* – гранитоиды

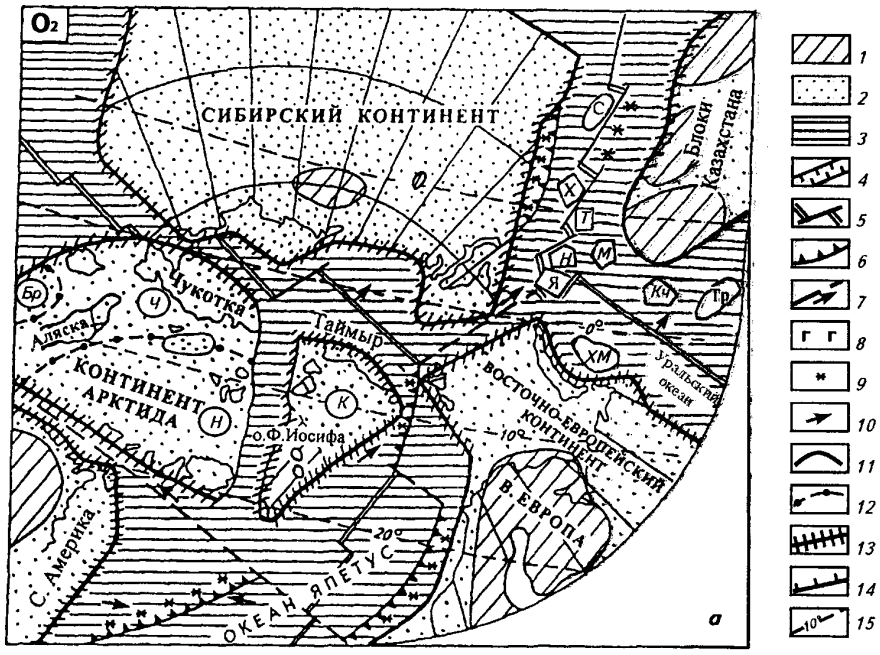
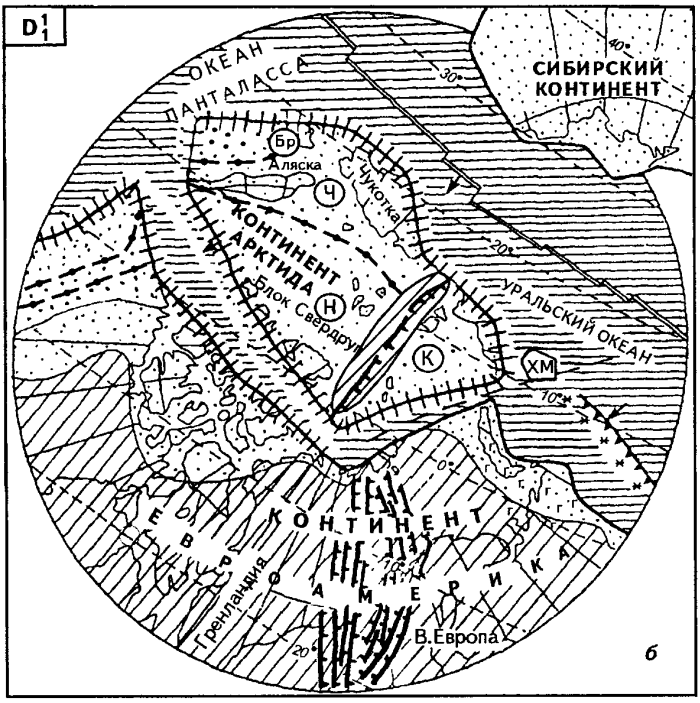


Рис. 5. **Палеогеодинамические реконструкции**

а – на середину ордовика,

1 – суша; *2* – мелководные моря на континентах; *3* – океанические бассейны; 4-5 – рифты: *4* – континентальные, *5* – океанические (оси спрединга); *6* – зоны субдукции; *7* – трансформные разломы; *8* – базальтовый вулканизм на континентах; *9* – известково-щелочной (островодужный) вулканизм; *10* – направления перемещения плит; *11* – граница континентов и океанов; *12* – граница микроконтинентов, блоков; *13* – пассивные, трансформные континентальные палео-

тального моря, шельфа, континентального склона, в меньшей мере на суше (рис. 5а). Среднекембрийско-силурийский осадочный чехол здесь подстилался породами сформированного ранее рифейско-вендского складчатого основания, которое в свою очередь перекрывало протерозойский кристаллический фундамент. В начале девона Карский микроконтинент объединился с континентальными блоками Арктиды Новосибирским, Чукотским (рис. 5б), преобразовав среднекембрийско-силурийский чехол в складчатые комплексы, т.е. вновь было образовано преддевонское складчатое основание, состоящее в основном из осадочных пород нижнего палеозоя. Арктида в это время отделялась от ВЕК океанами Япетус, Уральским, а



плит Арктического региона

б – на начало раннего девона

окраины (внешние зоны – континентальный склон и подножие); 14 – орогены и швы столкновения плит; *15* – палеошироты.

Блоки (микроконтиненты) Арктиды (буквы в кружках): К – Карский, Н – Новосибирский, Ч – Чукотский, Бр – Брукса. *Микроконтиненты:* С – Салаирский.

Остальные условные обозначения см. на рис. 3

от Северо-Американского и Сибирского палеоконтинентов – их узкими проливами (см. рис. 5б). С ордовика до начала девона по периферии Арктиды накапливались мощные пассивно-окраинные призмы осадочных пород. В раннем девоне ВЕК и САК столкнулись между собой, образовав Евроамериканский континент (ЕАК), опоясанный каледонским складчатым поясом (см. рис. 1). Доранне-девонский осадочный чехол ВЕК и САК был деформирован и преобразован в складчатое основание.

Среднедевонско-триасовый этап. Особенностью разреза палеозоя и мезозоя Новосибирских островов (Котельный, Бельковский) является почти полное отсутствие вулканогенных пород и бо-

льшая их мощность до 10 км (см. рис. 4). Ордовикско-среднедевонские разрезы состоят в основном из известняков и доломитов, сменяющиеся к западу более глубоководными фациями. Верхнедевонско-среднекаменноугольный комплекс представлен глинистыми отложениями. При этом девонская часть разреза характеризуется фациальной изменчивостью (С.С. Драчев, 2002). Нередко терригенные толщи прорваны телами диабазов позднего девона-раннего карбона. Пермские и триасовые отложения мощностью до 1,5 км состоят из глин на о. Котельный и отсутствуют на о. Бельковский. Разрезы среднего девона и карбона Новой Земли (см. рис. 2) преимущественно карбонатные с редкой примесью терригенного грубообломочного материала, накапливающиеся в пределах мелководного шельфа на западе в Баренцевоморской зоне и относительно глубоководные кремнисто-карбонатные на востоке (Карская зона). В разрезе франского яруса верхнего девона, помимо карбонатно-терригенных пород, встречаются вулканогенные породы. В верхнем девоне-карбоне карбонатные мелководные породы западной части острова нередко замещаются гипсами, эвапоритами, особенно в нижнем карбоне. Мощность пород верхнего девона-карбона здесь достигает 2 км. В восточной части Новой Земли преобладают кремнисто-карбонатные и терригенные глубоководные толщи, т.е. в позднем девоне-карбоне восточная часть Новой Земли являлась окраиной Восточно-Европейского палеоконтинента. Пермские отложения Новой Земли преимущественно терригенные с горизонтами туфов среднего и основного состава. Они накапливались как в глубоководных так и в мелководно-морских и даже в континентальных условиях. Верхнепалеозойские-нижнетриасовые разрезы Новой Земли образуют, по мнению [4], вертикальный ряд формаций (аспидная, флишоидная, молассоидная), свойственных глубоководным областям. На Новой Земле известны эффузивные и интрузивные породы (средний-поздний девон). Они представлены диабазами, базальтами и их туфами. Пермские и триасовые образования широко распространены в Баренцевском регионе, где они представлены мощными (до 8 км) в основном обломочными толщами (рис. 6), образованными за счет привнесенных реками продуктов размыва. Помимо них, в западной части арктических акваторий встречаются мелководно-морские терригенные, лагунно-морские эвапорито-терригенные, терригенно-карбонатные породы открытого моря. Последние развиты в пределах архипелага Шпицберген, о. Новая Земля (см. рис. 2).

Учитывая описанные разрезы и палеогеодинамические реконструкции (рис. 7) можно предполагать, что среднедевонско-триасо-

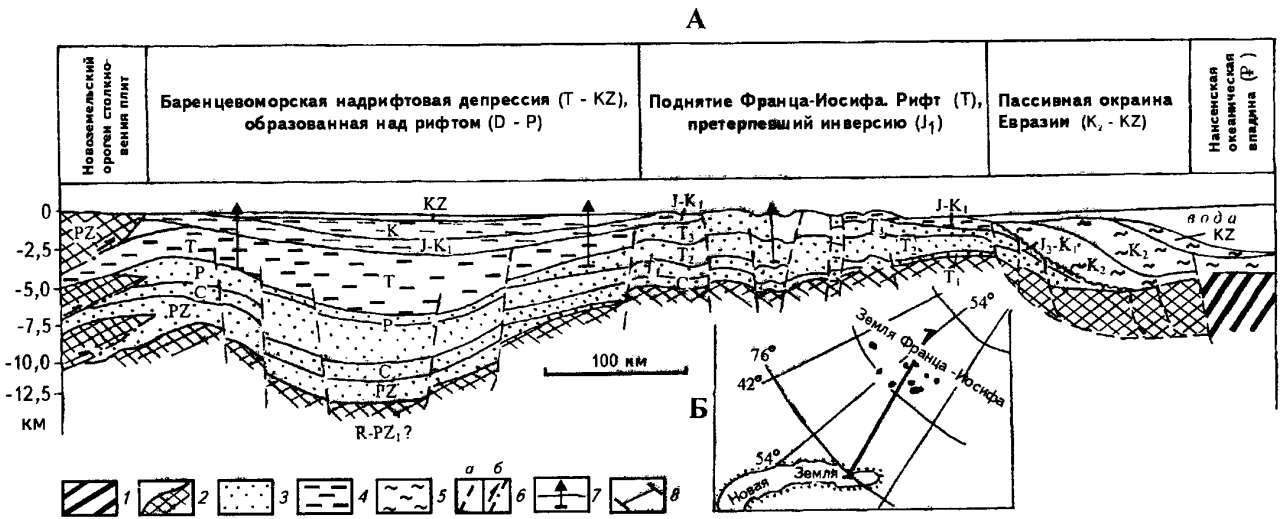


Рис. 6. **Модель геологического строения вдоль профиля: Новоземельский ороген – Нансенская океаническая впадина**

1-5 – тектонические комплексы: *1* – океанический фундамент, *2* -складчатое основание, *3-5* – комплексы осадочного чехла: *3* – рифтовый, *4* – надрифтовый, *5* – пассивноокраинный; *6* – разломы: сбросы (а), надвиги (б); *7* – некоторые пробуренные скважины, 8 – линия профиля

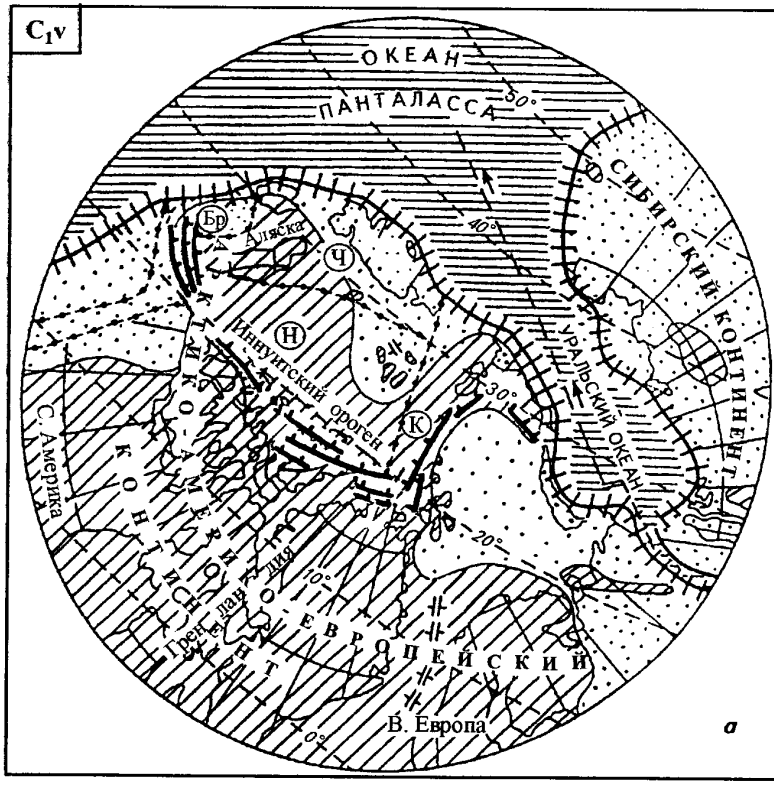
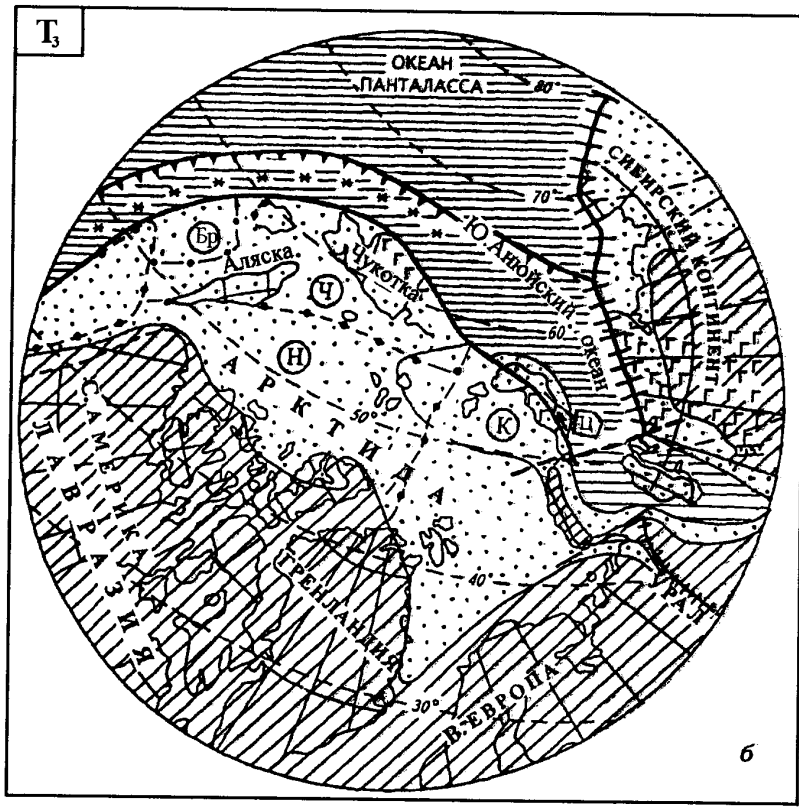


Рис. 7. **Палеогеодинамические реконструкции**

а – на середину раннего карбона (визейский век);

Условные обозначения

вый этап геодинамической эволюции знаменуется присоединением Арктиды к Евроамерике, образованием Евроамерика-Арктического (ЕАК-АК) палеоконтинента, опоясанного с юга и востока протяженным Иннуитским орогеном столкновения плит, а с севера и запада – океанами Панталасса и Уральским (см. рис. 7а). Территория, прилегающая к орогену столкновения плит в раннем карбоне, была областью размыва и континентального осадконакопления, а районы, прилегающие к океану (от Чукотки до Таймыра), представляли собой пассивную окраину с внутренней (Чукотка, Новосибирские острова) и внешней (Северный Таймыр, острова Северной Земли) зонами, где накапливались морские отложения. К началу пермского времени Уральский океан был почти полностью поглощен, сохранившись лишь в виде Южно-Анюйского залива. Пассивная палеоокраи-



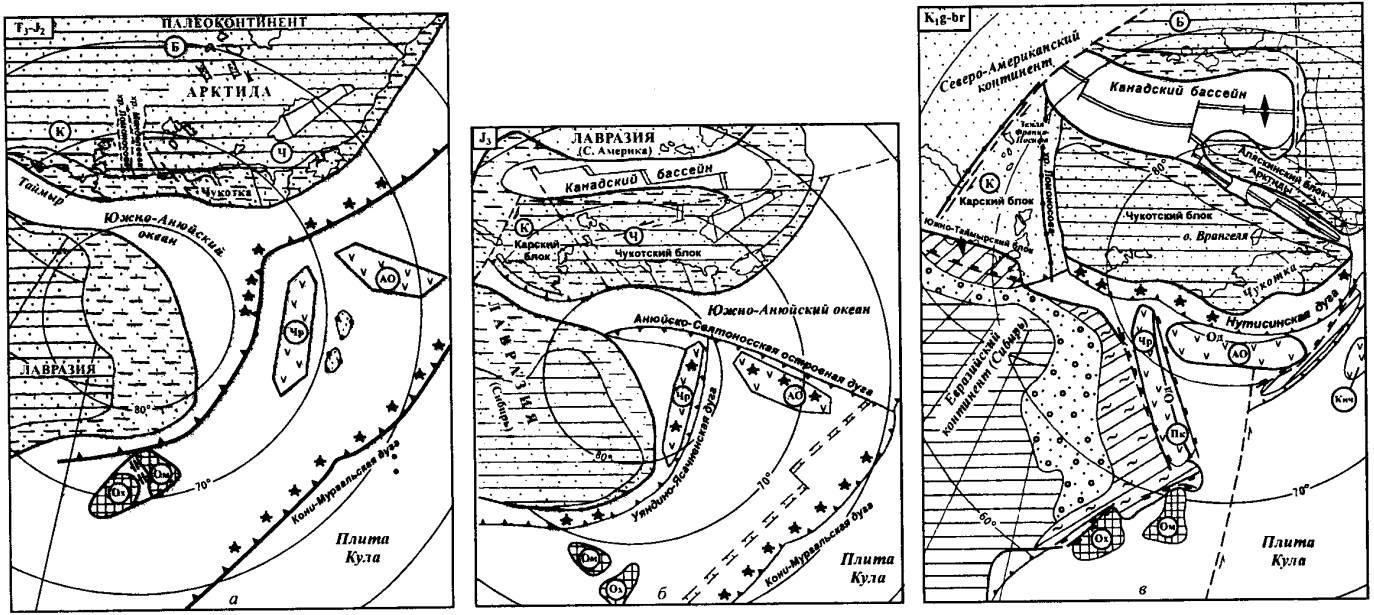
плит Арктического региона

б – на начало позднего триаса

см. на рис. 3 и 5.

на Евроамерики сменилась активной окраиной в связи с появлением зоны субдукции под Чукотский, Аляскинский и Таймырские блоки. Евроамерика-Арктический палеоконтинент к началу триаса соединился с Сибирью, образовав Лавразию. В триасе Южно-Анюйский океанический залив значительно расширился, проникнув узким заливом в Западную Сибирь (см. рис. 7б). Основное осадконакопление здесь происходило по периферии океанического залива, формируя пассивную окраину на Чукотке и в центре Западно-Сибирского региона.

Таким образом, к началу позднего девона Арктида обрамлялась океаническими бассейнами, и по ее периферии формировались протяженные пассивные окраины. На краю Евроамерики перед Уральским океаном проявился рифтогенез, предопределив мощное после-



T3-J2
ПАЛЕОКОНТИНЕНТ
АРКТИДА
Таймыр
Чукотка
Южно-Анюйский океан
ЛАВРАЗИЯ
Кони-Мураальская дуга
Плита Кула
а
J3
ЛАВРАЗИЯ (С. Америка)
Канадский бассейн
Карский блок
Чукотский блок
Южно-Анюйский океан
Анюйско-Святоносская островная дуга
Уяндино-Ясачнинская дуга
ЛАВРАЗИЯ (Сибирь)
Кони-Мураальская дуга
Плита Кула
б
K1g-br
Северо-Американский континент
Канадский бассейн
Карский блок
Южно-Таймырский блок
Чукотский блок
о. Врангеля
Чукотка
Нутисинская дуга
Евразийский континент (Сибирь)
Плита Кула
в

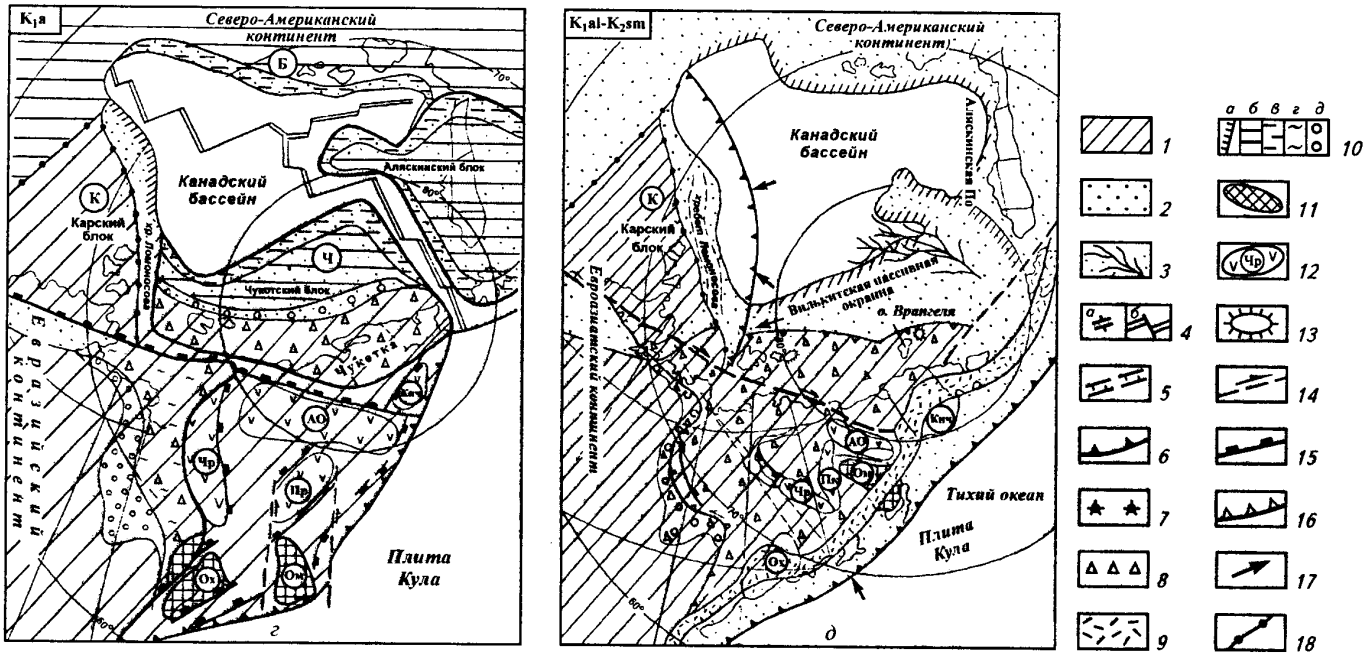


Рис. 8. **Палеогеодинамические реконструкции плит восточной части Арктического региона**
(по материалам Л.П. Зоненшайна, Б.Е. Хаина, Л.М. Натапова, В.А. Игнатовой, Г.Л. Кирилловой и др.)

а – в позднем триасе–средней юре, *б* – в поздней юре, *в* – в раннемеловое время (готерив-баррем), *г* – в начале аптского века, *д* – в альб-сеноманское время

дующее прогибание в Тимано-Печорском регионе. Источником осадочного материала являлись орогены, образованные при столкновении Восточной Европы и Америки, а также Карского блока Арктиды с Новосибирским и Чукотским. К середине раннего карбона площадь областей размыва увеличилась за счет Иннуитского орогена и орогена, образованного за счет присоединения Арктиды к Евроамерике в районе Шпицбергена и далее – к Таймыру. К началу сакмарского века перми областью размыва являлись Восточная Европа, Северная Америка, часть Карского и Новосибирского блоков Арктиды. К началу поздней перми Уральский океан сократился до минимума, зато расширился Южно-Анюйский океан. К началу триаса возобновился рифтогенез в Норвежско-Балтийском регионе, который в последующем сменился здесь мощным надрифтовым прогибанием. В раннем триасе произошел раскол континентальной коры в Западной Сибири, о чем свидетельствуют периодические излияния базальтов, нередко перекрытых глубоководными глинами, аргиллитами, туфами. По данным Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6, базальты зафиксированы в интервале глубин 7502,2-6500 м. На базальтах залегает терригенный разрез триаса среднего и верхнего триаса (Ю.А. Елхаков и др., 2001).

Юрско-раннемеловой этап. Юрско-меловые породы распространены на значительной площади арктических акваторий (В.П. Гаврилов и др., 1993). Среди юрских разрезов выделяются аллювиально-озерные (терригенные), морские (карбонатно-терригенные), мелководно-морские (терригенные, карбонатные, сланцевые), средней глубины моря (аргилли-

1 – суша континента; *2* – мелководное море на континентах; *3* – океанические бассейны и подводные конуса выноса; *4* – рифты: континентальные (а), океанические (б); *5* – задуговый спрединг; *6* – зоны субдукции; *7* – островные дуги; *8* – орогены столкновения плит; *9* – активные континентальные палеоокраины; *10* – пассивные, трансформные палеоокраины: а – неразделенные на зоны, б – внутренние зоны, в – внешние зоны, слабо деформированные, г – внешние зоны, деформированные, д – предорогенные прогибы, наложенные на пассивные континентальные окраины; *11* – микроконтиненты; *12* – террейны и другие континентальные блоки; *13* – внутриплитный вулканизм; *14* – разломы, сдвиги; *15* – швы столкновения плит; *16* – надвиги; *17* – направление перемещения блоков, *18* – границы блоков.

Микроконтиненты, террейны, блоки (буквы в кружках): АО – Алазейско-Алойский, Б – Брукса, Пк – Прикольмский, Чр – Черского, Кнч – Канчалакский, Ох – Охотский, Ом – Омолонский, К – Карский, Ч – Чукотский; Од – островные дуги, приспособленные к террейнам

ты, глины, известняки). Мощность юры в прогибах Баренцево-Карского региона достигает 3,5-4,0 км, сокращаясь на поднятиях до 0-0,5 км. Меловые разрезы в отличие от юрских распространены на значительно меньшей площади. Они представлены как континентальными (терригенный озерно-алювиальный и глинисто-песчаный угленосный комплексы), так и морскими формациями (песчано-глинистый мелководный комплекс Штокмановской, Мурманской структур, п-ов Ямал, Гыдан, о.Белый, песчано-глинисто-угленосный комплекс южной части Карского моря, западной части Баренцева моря, прибрежно-морской глинисто-угленосный комплекс восточной части Таймыра, низовьев р. Лены). Юрские глинистые породы известны на о.Котельный, а также турбидиты и контуриты верхней юры-валанжина на о.Столбовой мощностью до 550 м. Углы наклона на крыльях складок субмеридионального простирания шириной 4-6 км достигают 40°. Эти складки нарушены более молодыми сбросами. В пределах Восточно-Сибирского и Чукотского морей отложения юры и мела скважинами не вскрыты. Однако судя по анализу геологического развития нижнемеловых и более древних пород можно предполагать их наличие на севере Вилькицкой пассивной окраины. Альб-сеноманские и кайнозойские разрезы должны составлять осадочный чехол большей части площади Вилькицкого прогиба.

В юрское время рассматриваемого этапа геодинамической эволюции начался отрыв Арктиды от Лавразии, появились островные дуги, террейны, микроконтиненты в пределах Южно-Анюйского океана, продолжал формироваться мощный конус выноса по периферии Лавразии (рис. 8а). В поздней юре появилась Канадская океаническая впадина, отчленившая Чукотский и Карский блоки Арктиды от Лавразии (рис. 8б). В готерив-барремское время Канадская впадина значительно увеличила свою площадь, Чукотский блок раскололся на собственно Чукотский и Аляскинский, а по периферии этих блоков начали формироваться пассивные континентальные окраины. В пределах российской части акваторий накапливались морские толщи нижнего мела в пределах Вилькицкой пассивной окраины (рис. 8в). К началу апта закрылся Южно-Анюйский океан, Нутесинская островная дуга столкнулась с Чукотским блоком и образовала здесь Новосибирско-Чукотский ороген (рис. 8г). В этот ороген входили п-ов Чукотка, о.Врангеля, Ляховские острова. В пределах последних отмечено наличие офиолитов, т.е. фрагментов поглощенного Южно-Анюйского океана. В альб-сеноманское время продолжился процесс роста горных сооружений Чукотского орогена, расширения Канадской впадины и формирования мощных

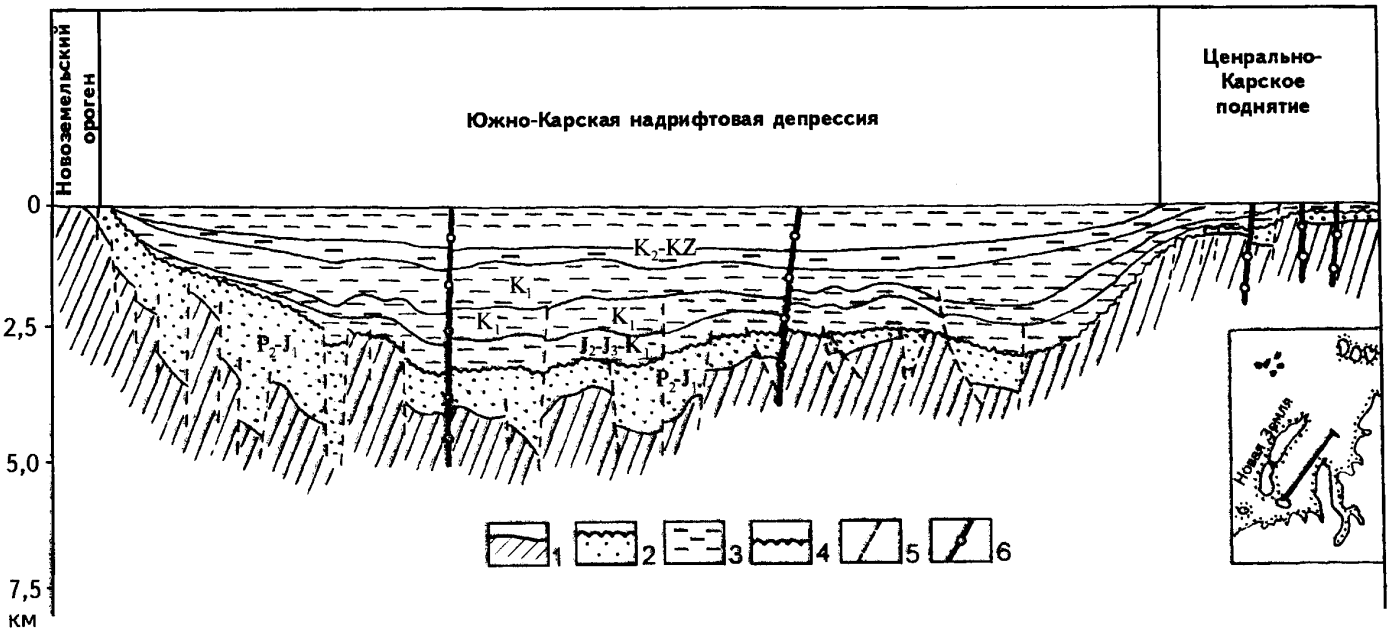


Рис. 9. **Геологическая модель строения Южно-Карской надрифтовой депрессии по профилю Новоземельский ороген – Центрально-Карское поднятие**

1-3 – тектонические комплексы: *1* – палеозойское складчатое основание (осадочно-вулканогенное), *2* – верхнепермско-нижнеюрский переходный, рифтовый (осадочно-вулканогенный), *3* – среднеюрско-кайнозойский надрифтовый (терригенный); *4* – граница между рифтовым и надрифтовым тектоническими комплексами; *5-6* – разломы: *5* – сбросы, *6* – олигоцен-неогеновые сдвиги

осадочных толщ пассивной и трансформной континентальных окраин, накопившихся благодаря интенсивному размыву орогенов, образованию конусов выноса (трог Куваева и др.) (рис. 8д). Юрско-нижнемеловому этапу характерно формирование рифтов, надрифтовых депрессий в пределах Карского моря (рис. 9), зарожденных в более раннее (позднепермско-триасовое) время.

Доаптское столкновение Сибири с Арктидой привело к тому, что палеозойско-триасовые породы внешней зоны пассивной континентальной окраины Чукотки были деформированы, образовав здесь складчатое основание, либо переходный комплекс. Разрез чехла в этом районе начинается в одних случаях с апта, в других – с позднего мела. Наиболее мощные дельтовые нижний мел-кайнозойские разрезы образовались в результате размыва Чукотского орогена столкновения плит. Разрез осадочного чехла внешней зоны Вилькицкой пассивной континентальной окраины в пределах России начинается, скорее всего, с верхнепалеозойских (каменноугольных) отложений, как и на Аляске. Упомянутая часть пассивной окраины на северо-западе ограничена островной дугой, которая в поздний мел-кайнозойское время размывалась, образуя суббассейн преддуговой террасы (рис. 10), а на востоке – океаническим фундаментом Канадской впадины.

Поздний мел-кайнозойский этап. Верхний мел-кайнозойский разрез представлен континентальными и морскими в основном терригенными отложениями с редкими прослоями карбонатов, углей, вулканических пород. Эти породы широко развиты в пределах поздний мел-кайнозойской пассивной окраины Евразии, в глубоководных впадинах, в рифтах моря Лаптевых, надрифтовой депрессии Карского моря, в субдукционных бассейнах Берингово моря (см. рис. 1, 6, 9). В пределах океанических котловин развиты в основном глубоководные толщи.

Поздний мел-кайнозойский этап геодинамической эволюции знаменуется зарождением океанических рифтов, Евразийского бассейна (Северного Ледовитого океана), расширением Канадского (Амеразийского) бассейна. Рифты Евразийского бассейна продолжаются на суше (Момская зона рифтов). По периферии Евразийского и Амеразийского бассейнов формируется молодая (поздний мел-кайнозойская) пасивная окраина протяженностью в пределах России более 3000 км. На Дальнем Востоке формируется активная континентальная окраина, островные дуги, в восточной части Арктики – орогены столкновения Арктиды с Сибирью (зона орогенов Брукса-Врангеля). На месте Новосибирско-Чукотского орогена

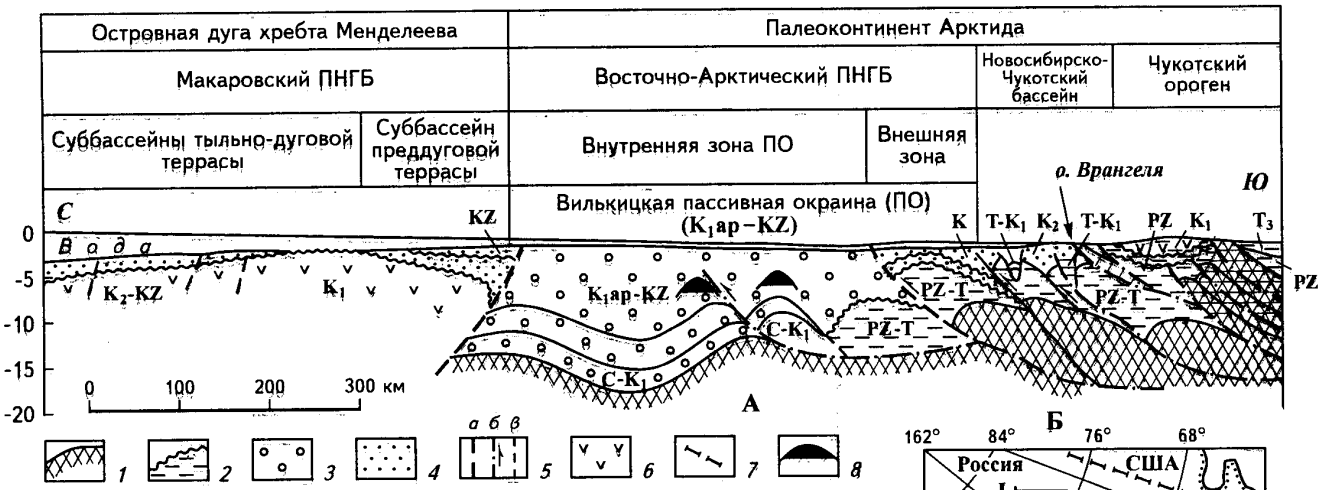

Островная дуга хребта Менделеева
Палеоконтинент Арктида
Макаровский ПНГБ
Восточно-Арктический ПНГБ
Новосибирско-Чукотский бассейн
Чукотский ороген
Суббассейны тыльно-дуговой террасы
Суббассейн преддуговой террасы
Внутренняя зона ПО
Внешняя зона
С
Ю
о. Врангеля
KZ
K
Вилькицкая пассивная окраина (ПО) (K1ap–KZ)
Вода
K2-KZ
K1
K1ap-KZ
C-K1
PZ-T
T-K1
K2
PZ
T3
0
-5
-10
-15
-20
0 100 200 300 км
А
1
2
3
4
5
6
7
8
Б
162°
84°
76°
68°
Россия
США
I
I′
174°
167°
В
200
400
600
800
t, с
0 5 10 км

Рис. 10. **Модель геологического строения восточной части арктических акваторий по профилю: островная дуга хребта Менделеева – Чукотский ороген столкновения палеоконтинентов Арктида и Сибирь**

А – геологическая модель строения, Б – схема расположения профиля, В – фрагмент временного разреза по профилю I-I' (показан двойной линией на профиле).

1, 2 – поверхности тектонических комплексов: *1* – докембрийского кристаллического фундамента, *2* – складчатого основания (палеозойско-триасовой пассивной окраины, деформированной в предюкшфордское время с надвинутой на нее нижнемеловой островной дугой, дислоцированной повторно в раннем мелу); *3, 4* – осадочный чехол: *3* – каменноугольно-нижнемеловой и нижний мел (апт)-кайнозойский, *4* – верхний мел-кайнозойский; *5* – разломы: глубинные (а), надвиги (б), сбросы (в); *6* – островодужные нижнемеловые породы складчатого основания, *7* – линия профиля, *8* – прогнозируемые месторождения нефти и газа по сходству тектонического положения с месторождением Прадхо-Бей (США)

формируется верхний мел-кайнозойский чехол, подстилаемый складчатым основанием.

К кампанскому веку большая площадь Арктического региона являлась сушей. Евразийский океанический бассейн был узким и протяженным, размеры Амеразийской океанической впадины были значительно больше Евразийской. Океанические бассейны обрамлялись внутриконтинентальными морями. В начале палеогена океанический рифт Северного Ледовитого океана продолжился в Норвегии, Исландии.

Учитывая разрезы, описанные ранее, мощности формаций осадочно-вулканогенных толщ и земной коры в целом (рис. 11), анализ геодинамической эволюции, а также другие геолого-геофизические данные, в пределах российского сектора Арктики выделены главные плитотектонические структуры: палеоконтиненты, палеомезоконтиненты, современные океаны, а в их пределах – пассивные, активные континентальные окраины, орогены столкновения плит, океанические впадины и др. (см. рис. 1). Крупнейшими среди них являются Северо-Американский, Восточно-Европейский, Сибирский палеоконтиненты. Отколовшиеся от них в рифее континентальные блоки и объединенные в последующем (рифее-венде) образовали мезоконтиненты Баренция, Западная Сибирь, Арктида, несколько позднее (в палеозое) – палеомезоконтинент Норвегия, континентальные блоки, отколовшиеся от палеомезоконтинентов, палеоконтинентов и объединенные в последующем (мелу) в палеомезоконтиненты, образовали эпираннемеловую платформу. К ней относится восточная часть Арктиды, южный край

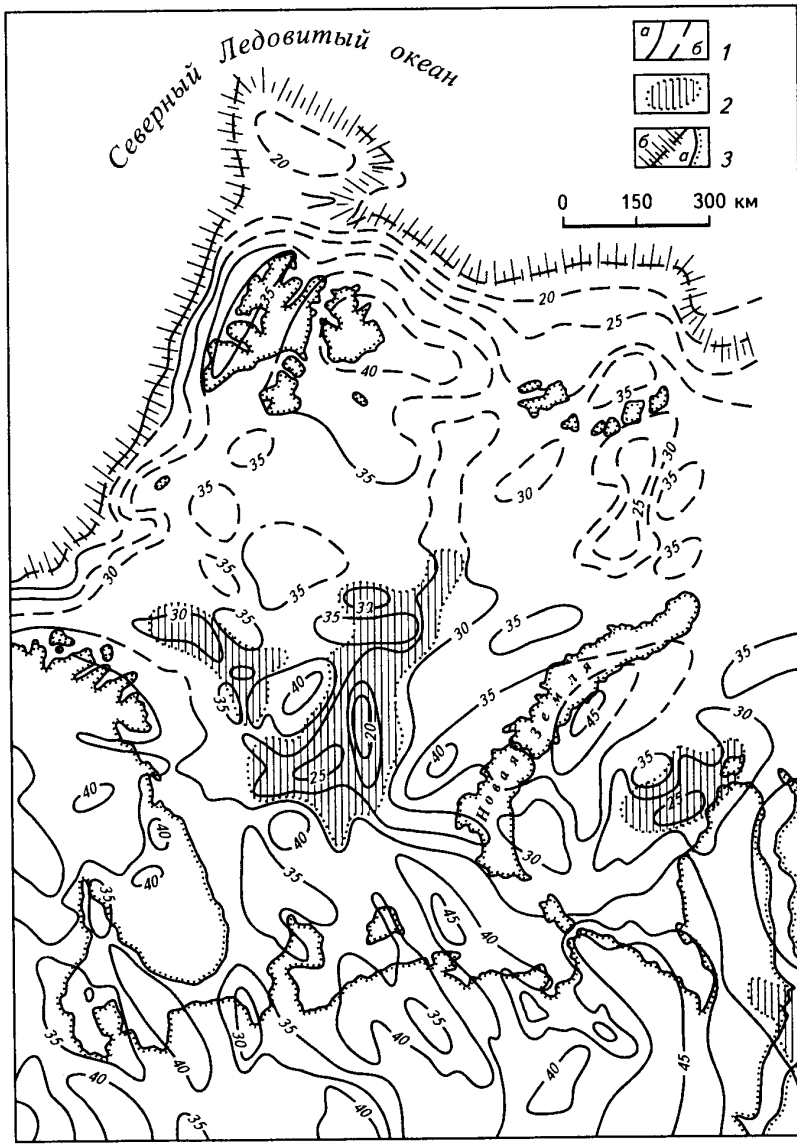


Рис. 11. **Мощности земной коры западной части арктических акваторий и прилегающей суши**
(*по работе Н.А. Богданова, В.Е. Хаина, 1996*)

1 – изолинии глубин подошвы земной коры в км: по данным сейсмических исследований ГСЗ, КМПВ, МОГТ (а); по данным геомагнитного и геоплотностного моделирования (б); *2* – районы геофизически аномальной субокеанической ("безгранитной") земной коры по сейсмическим и магнитометрическим данным; *3* – граница области континентального шельфа

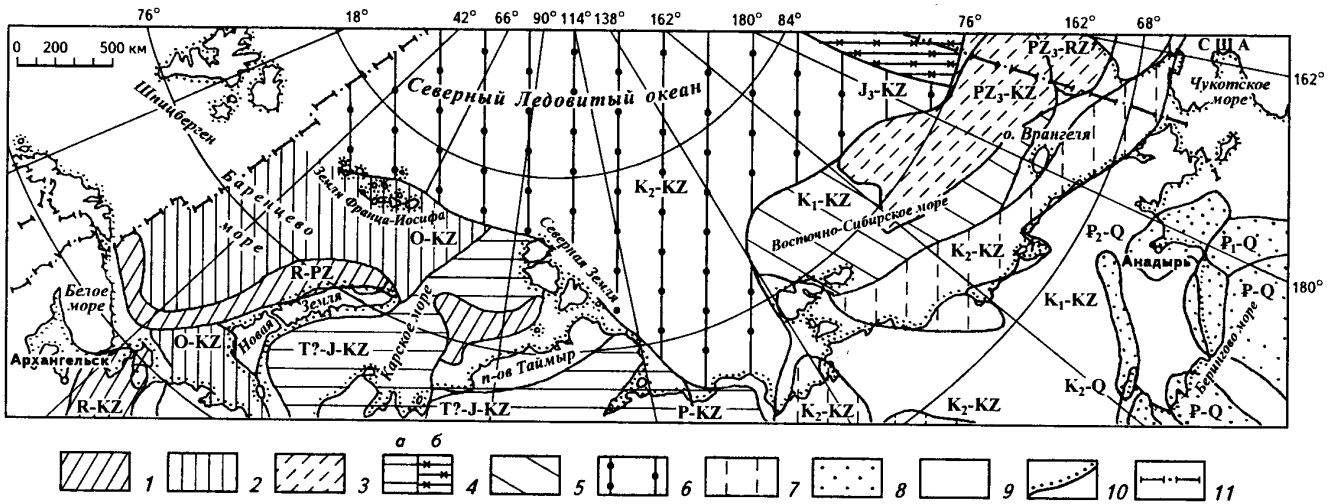


Рис. 12. **Прогнозируемый возраст разреза осадочного чехла арктических акваторий и прилегающей суши**

1-6 – возраст разреза чехла бассейнов, рифтов и пассивных континентальных палеоокраин: *1* – рифейско-кайнозойский, *2* – ордовикско-кайнозойский, *3* – верхний палеозой-кайнозойский, *4* – триас?-юрско-кайнозойский (а), верхняя юра-кайнозойский (б), *5* – нижний мел-кайнозойский, *6* – верхний мел-кайнозойский; *7* – верхний мел-кайнозойский в бассейнах орогенов столкновения плит; *8* – верхний мел-четвертичный в бассейнах субдукционного типа (возраст каждого бассейна обозначен индексами); *9* – внебассейновые территории и акватории; *10*, *11* – границы: *10* – суши и акватории, *11* – государств

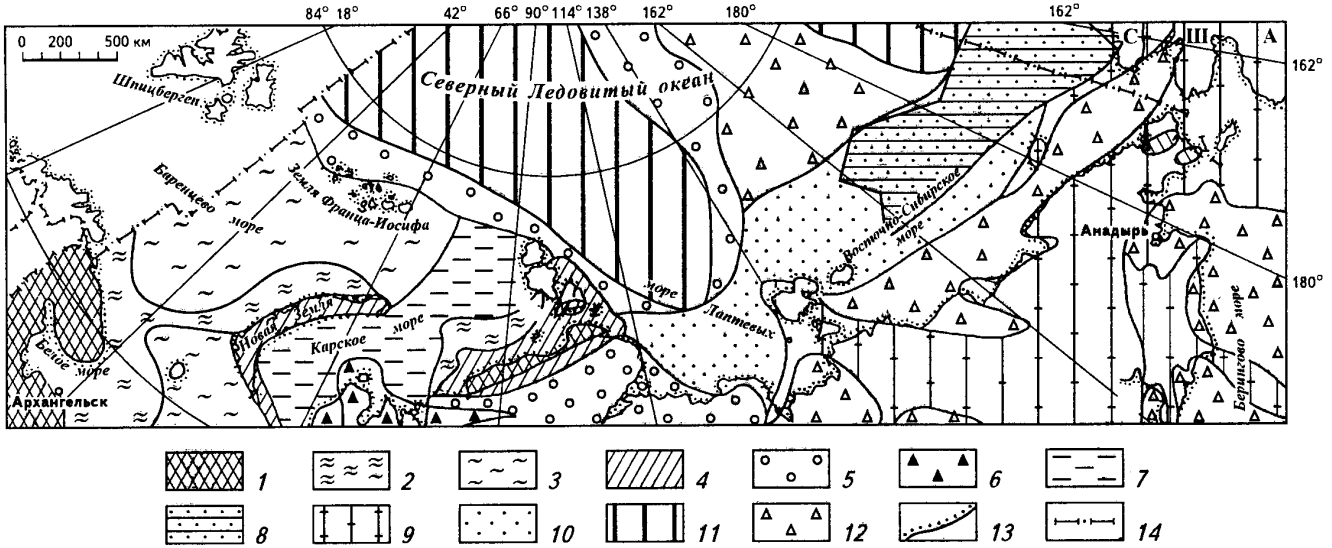


Рис. 13. **Прогнозируемые площади распространения тектонических комплексов, залегающих под осадочным чехлом в пределах арктических акваторий и прилегающей суши**

1, 2 – континентальный кристаллический фундамент (архейско-протерозойский): *1* – на поверхности, *2* – под осадочным чехлом; *3* – чередование блоков кристаллического фундамента (архейско-протерозойского) и складчатого основания (рифейско-кембрийского); *4, 5* – складчатое основание (палеозойское): *4* – на поверхности и под маломощным (до 1 км) осадочным чехлом, *5* – складчатое основание либо переходный комплекс (палеозойский) под осадочным чехлом более 1 км мощности; *6* – субокеанический фундамент (позднепермско-триасовый), *7* – чередование блоков складчатого основания (рифей-палеозойского) и переходного комплекса (поздний палеозой-триас); *8* – складчатое основание (предкаменноугольное); *9, 10* – складчатое основание (палеозойско-раннемезозойское): *9* – на поверхности, *10* – под складчатым чехлом; *11* – океанический фундамент (позднеюрский в Амеразийском бассейне и позднемеловой – в Евразийском); *12* – доверхнемеловое складчатое основание либо переходный комплекс под осадочно-вулканогенным чехлом; *13, 14* – границы: *13* – суши и моря, *14* – государств

которой был преобразован в складчатые орогены в поздний мел-палеогеновое время, а ее северная часть осложнена формированием океанической котловины и островной дуги. К крупным структурам относятся глубоководные впадины современных океанов, разделяющих их океанические хребты, орогены столкновения разного возраста, активные, пассивные континентальные окраины (см. рис. 1). Проведенный геодинамический анализ позволил создать представление о моделях геологического строения и формирования нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов арктических акваторий и прилегающей суши [3, 6], дать прогноз районов распространения разреза осадочного чехла разного возраста (рис. 12), а также тектонических комплексов, залегающих под осадочным чехлом (рис. 13). В центре Арктического региона распространен верхний мел-кайнозойский разрез осадочного чехла. Рифей-кайнозойские толщи чехла приурочены к западным, а мел-кайнозойские – к восточным районам.

3. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ СУШИ

Проведенный геодинамический анализ и выполненные построения (см. рис. 1-13) позволили осуществить нефтегазогеологическое районирование региона (рис. 14) и определить типы нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов.

В сложившейся практике под нефтегазогеологическим районированием обычно понимают расчленение территорий, акваторий на отдельные части в зависимости от сходства и различия тектоники слагающих их формаций, в совокупности контролирующих нефтегазоносность недр. С позиций плитотектоники строение региона, распространение формаций, условия генерации и нефтегазонакопления контролируются проявлением тех или иных геодинамических обстановок. В этом случае нефтегазоносные регионы, т.е. пояса нефтегазонакопления, мегабассейны, бассейны (провинции), суббассейны (области) и т.д., следует связывать с определенными плитотектоническими элементами, такими, как континентальные палеоокраины, орогены столкновения плит и др., или же их частями – структурно-геоморфологическими зонами, например, со структурами тектонических перекрытий, инверсионными валами рифтов и др. С учетом того, что та или иная плитотектоническая единица характеризуется определенным набором формаций, накапливающихся при

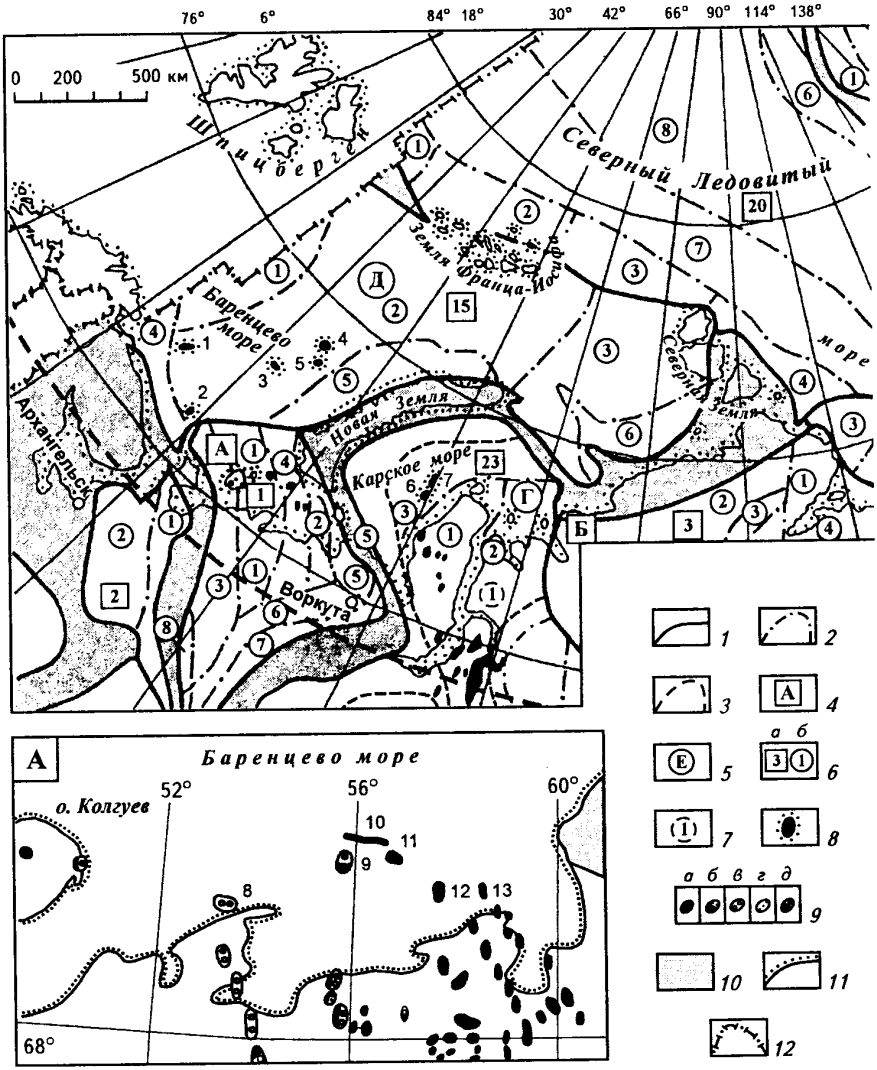
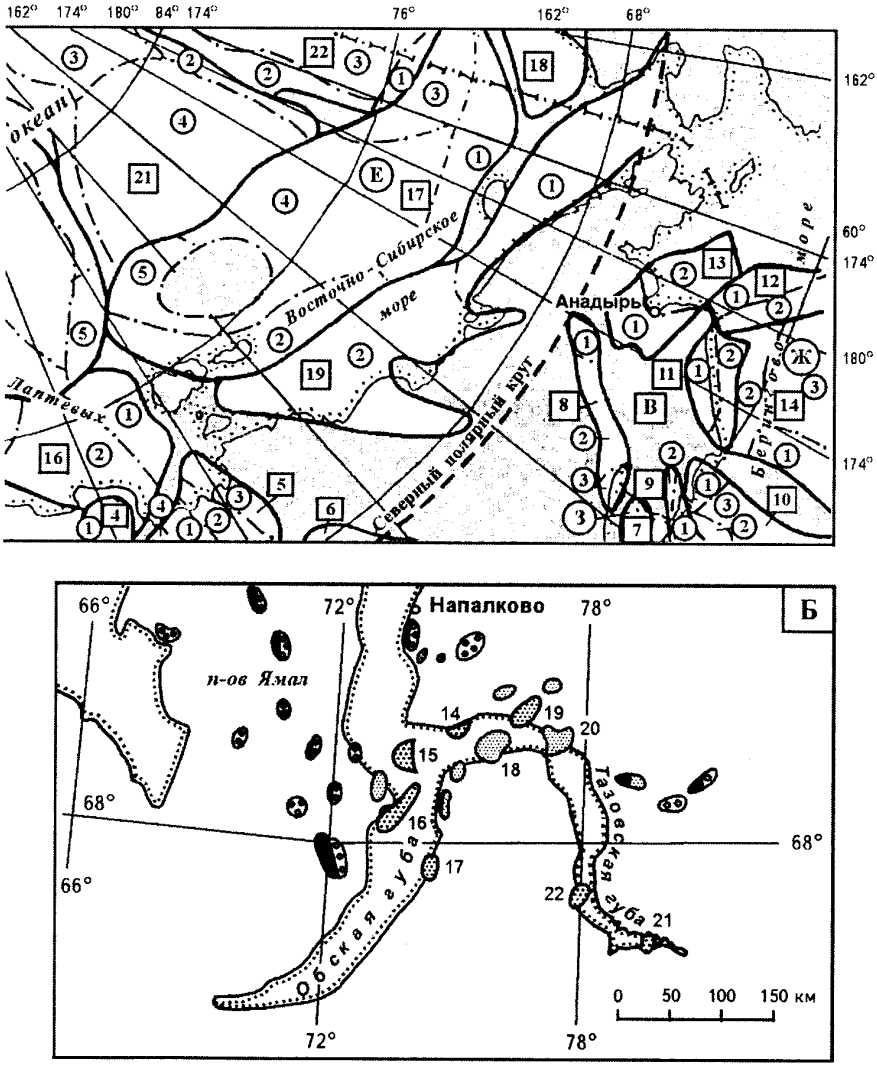


Рис. 14. **Карта нефтегазогеологического районирования**

1-3 – границы: 1 – нефтегазоносных бассейнов (НГБ), потенциально нефтегазоносных бассейнов (ПНГБ) и возможно нефтегазоносных бассейнов (ВНГБ), 2 – суббассейнов верхнего этажа нефтегазоносности, 3 – ПНГБ, суббассейнов нижнего этажа нефтегазоносности в пределах бассейнов двухэтажного строения; 4 – региональные пояса нефтегазонакопления (РПН): А – Восточно-Европейский, Б – Восточно-Сибирский, В – Дальневосточный; 5 – мегабассейны (МНГБ): Г – Западно-Сибирский, Д – Западно-Арктический, Е – Восточно-Арктический, Ж – Беринговоморский, З – Охотский; 6 – бассейны (а) и суб-



арктических акваторий России и прилегающей к ним суши

бассейны (б) верхнего этажа нефтегазоносности: **1 – Тимано-Печорский НГБ** (1 – Печоро-Колвинский, 2 – Варандей-Адзьвинский, 3 – Ижма-Печорский, 4 – Хорейверский, 5 – Коротаихинский); **2 – Мезенский ПНГБ** (1 – Сафоновский, 2 – Лешуконско-Пинежский); **3 – Енисейско-Анабарский газонефтеносный (ГНБ)** двухэтажного строения: нижний этаж – доюрский (бассейны не выделены), верхний этаж – юрско-кайнозойский (1 – Жданихинский, 2 – Агапский, 3 – Рассохинский, 4 – Анабарско-Ленский); **4 – Лено-Вилюйский ГНБ** (1 – Предверхоянский); **5 – Верхоянский ВНГБ** (1 – Омолонский, 2 –

определенных палеогеографических условиях, на основе плитотектонического принципа нефтегазогеологического районирования можно разделять регионы по комплексу критериев – тектоническому, формационному, палеогеографическому и другим – и поэтому этот принцип, на наш взгляд, является более прогрессивным и перспективным. При таком подходе определяется, прежде всего, генетическая сущность, условия формирования и строение толщ бассейна, накопившихся в определенные интервалы его истории, подчеркиваются особенности его региональной структуры, размещения возможных очагов генерации и зон нефтегазонакопления [3, 6].

Геодинамический подход к районированию позволил также расширить диапазон нефтегазоносности. В первую очередь это касает-

←

Усть-Янский, 3 – Яно-Индигирский, 4 – Верхоянский); **6 – Зырянский ВНГБ; 7 – Западно-Камчатский ПНГБ; 8 – Пенжинский ПНГБ** (1 – Бельский, 2 – Пенжинский, 3 – Усть-Пенжинский); **9 – Ильпинско-Карагинский ПНГБ** (1 – Вывенский, 2 – Литкенский); **10 – Олюторско-Командорский ПНГБ** (1 – Олюторский, 2 – Камчатско-Командорский, 3 – Командорский); **11 – Хатырский НГБ** (1 – Северо-Хатырский, 2 – Угловой); **12 – Наваринский ПНГБ** (1 – Северо-Наваринский, 2 – Центрально-Наваринский); **13 – Анадырский ПНГБ** (1 – Западно-Анадырский, 2 – Восточно-Анадырский); **14 – Алеутский ПНГБ** (1 – Ширшовский, 2 – Южно-Наваринский, 3 – Алеутский); **15 – Баренцевоморский ГНБ** (1 – Западно-Баренцевский, 2 – Центрально-Баренцевский, 3 – Северо-Карский, 4 – Кольско-Канинский, 5 – Предновоземельский, 6 – Предсевероземельский); **16 – Лаптевский ПНГБ** (1 – Восточно-Лаптевский, 2 – Западно-Лаптевский, 3 – Притаймырский); **17 – Восточно-Арктический ПНГБ** (1 – Приврангелевский, 2 – Приновосибирский, 3 – Северо-Чукотский, 4 – Вилькицкий, 5 – Де-Лонговский); **18 – Аляскинско-Чукотский НГБ; 19 – Новосибирско-Чукотский ПНГБ** (1 – Южно-Чукотский, 2 – Благовещенский); **20 – Евразийский ПНГБ** (1 – Шпицбергенский, 2 – Франц-Иосифовский, 3 – Карский, 4 – Северо-Земельский, 5 – Новосибирский, 6 – Западно-Ломоносовский, 7 – Нансенский, 8 – Амундсенский); **21 – Макаровский ПНГБ** (1 – Восточно-Ломоносовский, 2 – Западно-Менделеевский, 3 – Толля, 4 – Макарова); **22 – Амеразийский ПНГБ** (1 – Предаляскинский, 2 – Восточно-Менделеевский, 3 – Канадский); **23 – Западно-Сибирский МНГБ** (1 – Ямальский верхний, 2 – Гыданский, 3 – Южно-Карский); 7 – Ямальский бассейн нижнего этажа нефтегазоносности; 8 – газовые и газоконденсатные месторождения в разрезе верхнего этажа нефтегазоносности (на карте): 1 – Северо-Кильдинское, 2 – Мурманское, 3 – Штокманское, 4 – Лудловское, 5 – Ледовое, 6 – Ленинградское, 7 – Русановское; 9 – месторождения нефтяные (а), нефтегазовые (б), газоконденсатные (в), газовые (г), нефтегазоконденсатные (д) в разрезе верхнего этажа нефтегазоносности (на врезках А, Б): 8 – Поморское, 9 – Северо-Гуляевское, 10 – Долгинское, 11 – Приразломное, 12 – Варанде-море, 13 – Медынское-море, 14 – Обское, 18 – Семаковское, 19 – Тота-Яхинское, 20 – Антипаютское, 21 – Салекапское, 22 – Юрхаровское; 10 – выходы на поверхность пород фундамента, складчатого основания и области их неглубокого (менее 1,0 км) залегания; 11 – береговая линия, 12 – государственная граница

ся бассейнов, испытавших два цикла геодинамической эволюции, например, Западно-Сибирского, Северо-Кавказского, Енисейско-Анабарского, где возможно выделить два этажа нефтегазоносности: верхний, отвечающий разрезу осадочного чехла, и нижний, соответствующий тектоническим комплексам, залегающим ниже осадочного чехла (фундаменту, складчатому основанию, переходному комплексу). В этом случае нефтегазогеологическое районирование осуществлено раздельно для верхнего и для нижнего этажей нефтегазоносности. Нефтегазоносность нижнего (доюрского) этажа нефтегазоносности доказана открытием залежей углеводородов, а для Енисейско-Анабарского бассейна – предполагается. Нефтегазогеологическое районирование арктических акваторий и прилегающей суши осуществлено для верхнего этажа нефтегазоносности (см. рис. 14) и лишь в пределах Западно-Сибирского бассейна выделен Ямальский бассейн, отвечающий нижнему этажу нефтегазоносности.

Учитывая вышесказанное и проведенный геодинамический анализ в пределах арктических акваторий и прилегающей суши (см. рис. 14), в разрезе верхнего этажа нефтегазоносности выделено 23 бассейна и 66 суббассейнов.

Из 23 выделенных бассейнов арктических акваторий и прилегающей суши промышленная нефтегазоносность установлена в девяти из них (Тимано-Печорском, Баренцевоморском, Западно-Сибирском, Енисейско-Анабарском, Лено-Вилюйском, Западно-Камчатском, Анадырском, Хатырском, Аляскинско-Чукотском), остальные являются потенциально нефтегазоносными и возможно нефтегазоносными.

На наш взгляд, под термином НГБ следует понимать длительно развивающуюся впадину и ее обрамления, обусловленные проявлением одной или нескольких геодинамических обстановок, приведших к формированию осадочного, осадочно-вулканогенного чехла, фундамента, складчатого основания, переходного тектонического комплекса, содержащих залежи нефти и газа, размещение которых контролируется геологическими, геохимическими, гидрогеологическими условиями. В случае недостаточной изученности бассейна, отсутствия выявленных залежей, но значительной уверенности исследователей в наличии процессов генерации, аккумуляции, консервации УВ в разрезе чехла или нижележащих тектонических комплексах по общегеологическим предпосылкам, бассейн следует относить к *потенциально нефтегазоносным (ПНГБ),* например Восточно-Арктический. Если один из критериев нефтегазоносности (генерация, аккумуляция, консервация УВ) подвергается исследователями сомнению, бассейн следует рассматривать как *возможно нефтегазо-*

носный (ВНГБ), например, Верхоянский. НГБ состоит из суббассейнов, т.е. отдельных частей НГБ, отличающихся современной структурой и геодинамической эволюцией. НГБ крупных размеров с двумя этажами нефтегазоносности могут рассматриваться как мегабассейны, например, Западно-Сибирский. Выделенные бассейны и суббассейны объединены в региональные пояса нефтегазонакопления, мегабассейны (см. рис. 14).

4. ТИПЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ (ГАЗОНЕФТЕНОСНЫХ), ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ И ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ, СУББАССЕЙНОВ И УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

4.1. ТИПЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ (ГАЗОНЕФТЕНОСНЫХ) БАССЕЙНОВ, СУББАССЕЙНОВ

В пределах арктических акваторий и прилегающей суши выделено пять групп НГБ, ГНБ, ПНГБ, ВНГБ (рис. 15): I – континентальных и межконтинентальных палеорифтов и надрифтовых депрессий; II – пассивных, трансформных палеоокраин; III – океанических рифтов, IV – орогенов столкновения плит, V – областей схождения плит (активных континентальных палеоокраин, островных дуг, окраинных морей), образованных при преобладающем режиме субдукции, объединенных под общим названием "субдукционные".

В свою очередь бассейны континентальных палеорифтов и надрифтовых депрессий подразделяются на суббассейны внутриконтинентальные и межконтинентальные. Бассейны пассивных трансформных палеоокраин подразделяются на суббассейны внутренних зон, не трансформированных либо слабо деформированных столкновением плит, и внешних зон и предорогенных прогибов, деформированных столкновением плит. Среди бассейнов орогенов столкновения плит выделяются суббассейны орогенов столкновения с проявлением последующей изостазии, проявлением грабенов и прогибов. Бассейны субдукционной группы подразделяются на суббассейны активных континентальных палеоокраин; островных дуг и тыльнодугового спрединга. Первые в свою очередь делятся на суббассейны: фронтальных террас перед вулканическим поясом; межорогенных прогибов; грабенов на складчатых комплексах активной континентальной окраины. Бассейны островных дуг подразделяются

на суббассейны преддуговых террас, тыльнодуговых зон спрединга и окраинных морей. К бассейнам континентальных и межконтинентальных палеорифтов и надрифтовых депрессий относятся: Баренцевоморский, Западно-Сибирский, Лаптевский, Тимано-Печорский, Мезенский, Енисейско-Анабарский, Лено-Вилюйский, Вилькицкий (Восточно-Арктический). Аляскинско-Чукотский бассейн связан с пассивными континентальными палеоокраинами, Евразийский и Амеразийский – с океаническими рифтами, Новосибирско-Чукотский, Верхоянский, Зырянский – с орогенами столкновения плит. Макаровский, Западно-Камчатский, Пенжинский, Ильпинско-Карагинский, Олюторско-Командорский, Хатырский, Наваринский, Анадырский, Алеутский бассейны относятся к субдукционной группе.

4.2. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БАССЕЙНОВ И СУББАССЕЙНОВ РАЗНЫХ ТИПОВ

4.2.1. Бассейны и суббассейны континентальных палеорифтов и надрифтовых депрессий

Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн двухэтажного строения. Верхний нефтегазоносный этаж (J-KZ). В пределы Арктики входят *Ямальский, Гыданский и Южно-Карский* суббассейны. Они образованы за счет формирования депрессий и прогибов (J-KZ) над Обским внутриконтинентальным (P_2-T_1), позднее (T_3-J_2) – над межконтинентальным рифтом (в центре мегабассейна), депрессии и прогибы (J_3-KZ) – над внутриконтинентальными грабен-рифтами (T_3-J_2) (по периферии мегабассейна).

Баренцевоморский ГНБ – это бассейн, образованный за счет разновозрастных рифей-палеозойских рифтов, среднепалеозойско-кайнозойских надрифтовых депрессий, венд-триасовых пассивных окраин Восточно-Европейского палеоконтинента, палеоконтинентов Арктида, Лавразия, Баренция. К суббассейнам разновозрастных рифей-палеозойских рифтов и надрифтовых депрессий относятся: *Западно-Баренцевский* (рифт – O-S, надрифтовые депрессии – D-K); *Центрально-Баренцевский* (рифт – $D_{2\text{-}3}$; P_2-T_2), надрифтовые депрессии – C-P_1; T_3-K); *Северо-Карский* (рифт – T-J, надрифтовые депрессии – K-KZ). *Кольско-Канинский суббассейн* образовался за счет внешней зоны пассивной окраины (R-V) Восточно-Европейского палеоконтинента, деформированной столкновением с палео-

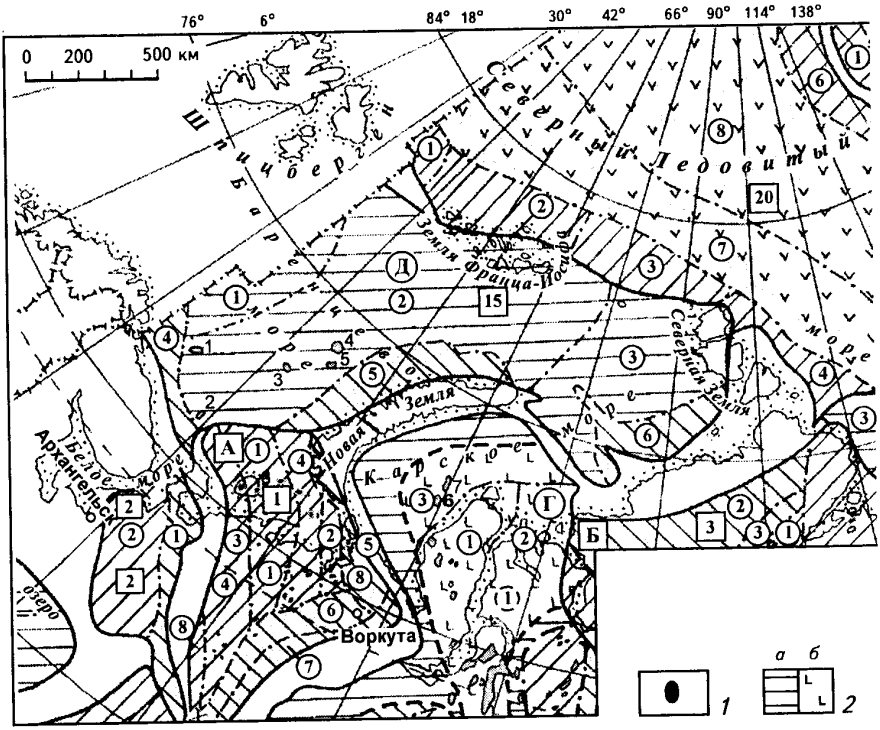
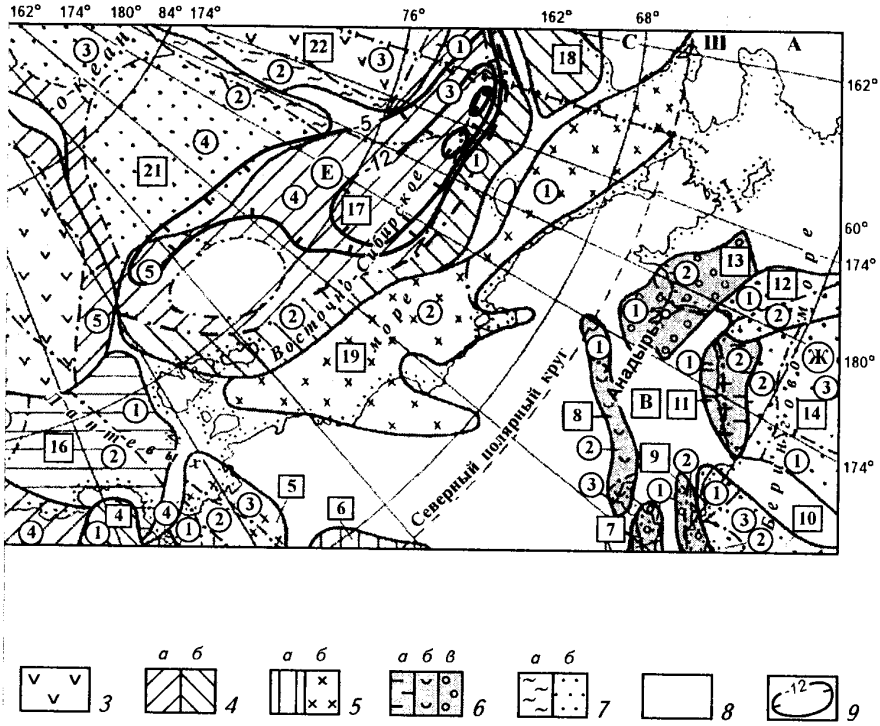


Рис. 15. **Типы нефтегазоносных бассейнов арктических**

1 – месторождения нефти и газа в разрезе осадочного чехла; 2-5 – основные типы НГБ, ПНГБ, ВНГБ: 2 – внутриконтинентальных палеорифтов, надрифтовых депрессий (а) и межконтинентальных палеорифтов, надрифтовых депрессий (б), 3 – океанических рифтов и прилегающих глубоководных котловин, 4 – пассивных континентальных палеоокраин: а – внутренних зон, не трансформированных либо слабо деформированных столкновением плит, б – внешних зон и предорогенных прогибов, деформированных столкновением плит, 5 – орогенов столкновения плит (а), орогенов столкновения и последующей изостазии с образованием грабенов и прогибов (б); 6, 7 – субдукционные НГБ и ПНГБ:

континентом Баренция (V-Є) и изостазией (PZ-KZ). *Предновоземельский и Предсевероземельский* суббассейны образованы за счет внешних зон пассивных окраин палеоконтинентов: Восточно-Европейского, Арктиды ($Є_1$-D_1), Лавразии (D_3-T_2), деформированных в результате столкновения между собой (D_2), а также за счет раскрытия Южно-Анюйского палеоокеана (T_3) и изостазии (M-KZ).

Лаптевский ПНГБ образован благодаря проявлению внутриконтинентальных рифтов (K_2 - N_1^2), надрифтовых прогибов (N_1^3 - Q),



акваторий России и прилегающей к ним суши

6 – активных континентальных окраин: а – фронтальных террас перед вулканическим поясом, б – межорогенных прогибов, в – грабенов на складчатых комплексах активной континентальной палеоокраины, 7 – островных дуг, тыльнодугового спрединга: а – преддуговых террас, б – тыльнодугового спрединга, окраинных морей, океанических котловин; 8 – внебассейновые области, 9 – глубина залегания подошвы осадочного чехла, в пределах Вилькицкой пассивной континентальной окраины.

Подписи и условные обозначения см. на рис. 14

образующих чехол бассейна, залегающий на разновозрастных мезозойских складчатых комплексах орогенов столкновения Сибирского, Чукотского, Центрально-Таймырского палеоконтинентов между собой и с островными дугами (складчатое основание бассейна, либо переходный тектонический комплекс). Суббассейны: *Восточно-Лаптевский* – суббассейн внутриконтинентальных рифтов ($K_2 - N_1^2$) и надрифтовых прогибов ($N_1^3 - Q$), чехол бассейна, залегающий на складчатых породах орогена столкновения (K_1а) пассивной окра-

ины ($O\text{-}J_2$) Чукотского палеоконтинента с островными дугами ($J_3\text{-}K_1$) (складчатое основание); *Западно-Лаптевский* – суббассейн внутриконтинентальных рифтов ($K_2 - N_1^2$), надрифтовых прогибов ($N_1^3 - Q$), чехол бассейна, залегающий на складчатых породах орогена столкновения ($J_3\text{-}K_1$) пассивной окраины ($R\text{-}J_2$) Сибирского палеоконтинента с пассивной окраиной ($O\text{-}J$) Центрально-Таймырского палеоконтинента (переходный тектонический комплекс либо складчатое основание бассейна); *Северо-Лаптевский* – суббассейн внутриконтинентальных рифтов ($K_2 - N_1^2$), надрифтовых прогибов ($N_1^3 - Q$), чехол бассейна, залегающий на слабо деформированной внутренней зоне орогена столкновения ($J_3\text{-}K_1$) пассивной окраины ($R\text{-}J_2$) Сибирского палеоконтинента с пассивной окраиной ($O\text{-}J$) Центрально-Таймырского палеоконтинента. Дислоцированные донижнемеловые породы образуют переходный тектонический комплекс Северо-Лаптевского бассейна.

Ямальский ПНГБ нижнего этажа нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Образован за счет формирования межконтинентального рифта ($P_2\text{-}T_3$) и прилегающих пассивных окраин ($P_2\text{-}T_3$) палеоконтинента Лавразия.

4.2.2. Бассейны и суббассейны пассивных, трансформных палеоокраин

Тимано-Печорский НГБ образован за счет Восточно-Европейской пассивной окраины ($R\text{-}C_1$) Восточно-Европейского палеоконтинента и краевого прогиба ($P\text{-}T_1$), трансформированных столкновением с палеоконтинентом Баренция (V), с палеомикроконтинентами, островными дугами ($\epsilon_2, D_1\text{-}D_2ef$; $C_1\text{-}T$) и изостазией ($T_3\text{-}Q$).

Суббассейны внутренней зоны пассивной палеоокраины с авлакогенами, преобразованными изостазией в инверсионные поднятия ($T_3\text{-}Q$): *Печоро-Колвинский* – авлакоген ($D_2\text{-}D_3f$), поднятие ($C_3\text{-}P$); *Варандей-Адзьвинский* – авлакоген (O_1), поднятие (P_1); *Тиманский* – рифт ($R_{2\text{-}3}$), поднятие (C_2). Суббассейны внутренней зоны пассивной окраины, слабо трансформированной столкновением плит и изостазией ($T_3\text{-}Q$): *Ижма-Печорский* – пассивная окраина ($O\text{-}S$; $D_3\text{-}C_1$), деформированная дважды ($D_1\text{-}D_2ef$ и $C_1v\text{-}T_1$); *Хорейверский* – пассивная окраина ($O - D_1^1$), ее деформация ($D_1^2\text{-}D_2ef$); пассивная окраина ($D_3\text{-}C_1t$), ее деформация ($C_1v\text{-}T_1$). Суббассейны внешней зоны пассивной окраины ($O\text{-}C_1$) и краевого прогиба ($P\text{-}T$), деформированных дважды столкновением плит (C_1, T_1) и изостазией ($T_3\text{-}Q$): *Предуральский, Лемвинский, Коротаихинский*

Енисейско-Анабарский ГНБ формировался благодаря проявлению пассивных окраин Сибирского палеоконтинента (R-PZ) и Южно-Таймырского палеомикроконтинента (PZ_3-T), предорогенных прогибов (PZ), деформированных столкновением плит (PZ_3-T) и изостазией (J-KZ).

Верхний этаж – терригенный осадочный чехол (J-K_2), образованный в предорогенных унаследованных прогибах, депрессиях, деформированных процессами изостазии (J-KZ).

Суббассейны: *Жданихинский* – юрско-мелового унаследованного предорогенного прогиба, сформировавшегося на деформированных осадочных породах пассивной окраины (R-PZ) Сибирского палеоконтинента, *Агапский* – юрско-мелового предорогенного прогиба, наложенного на зону доюрских надвигов Южно-Таймырской пассивной окраины (PZ) Центрально-Таймырского палеомикроконтинента (P_2), *Рассохинский* – инверсионного поднятия (K_2), образовавшегося над швом столкновения (T), *Анабарско-Ленский* – юрско-мелового предорогенного прогиба, наложенного на пассивную окраину (R-J_2) Сибирского палеоконтинента, деформированную в позднеюрско-раннемеловые эпохи.

Нижний этаж возможной нефтегазоносности – осадочные, вулканогенные породы пассивных окраин Сибирского палеоконтинента (R-PZ) и Южно-Таймырского палеомикроконтинента (PZ), предорогенного прогиба (PZ_3-T), деформированные столкновением плит (PZ-T) и образующие складчатый (переходный) комплекс, который залегает на континентальном фундаменте (AR-PR).

Лено-Вилюйский ГНБ образован за счет Верхоянской пассивной палеоокраины (R-J_2) Сибирского палеоконтинента, Предверхоянского краевого прогиба (J_3-K_1), трансформированных столкновением с микроконтинентами, островными дугами Колымской петли (J_3-K_1) и изостазией (K_2-KZ). *Вилюйский суббассейн* принадлежит к внутренней зоне пассивной палеоокраины, образованной породами рифтов (R_{1-2}; D_3-C_1), надрифтовых депрессий (R_3-D_2; C_2-J_2), платформенного борта краевого прогиба (J_3-K_1), слабо деформированных столкновением плит (J_3-K_1) и изостазией (K_2-KZ). *Предверхоянский суббассейн* связан с внешней зоной пассивной палеоокраины Сибирского палеоконтинента (R-J_2), со складчатым бортом краевого прогиба (J_3-K_1), деформированных столкновением плит (J_3-K_1) и изостазией (K_2-KZ).

Предверхоянский суббассейн связан с внешней зоной палеоокраины Сибирского палеоконтинента (R-J_2), со складчатым бортом

краевого прогиба (J_3-K_1), деформированных столкновением плит (J_3-K_1) и изостазией (K_2-KZ).

Восточно-Арктический (Вилькицкий) ПНГБ образован за счет пассивной окраины (J-K_1) Чукотского палеоконтинента, деформированной столкновением с Сибирским палеоконтинентом (K_1; K_2) и изостазией (KZ).

Приврангелевский, Приновосибирский суббассейны приурочены к внешней зоне пассивной окраины (J-K_1) Чукотского палеоконтинента, деформированной столкновением с Сибирским палеоконтинентом (K_1; K_2) и изостазией (KZ), (чехол бассейна); чехол залегает на складчатых, преимущественно осадочных пассивно-окраинных комплексах (O-D_3), деформированных столкновением (C_1) Арктиды (Чукотка) и Евроамерики (переходный тектонический комплекс либо складчатое основание).

Северо-Чукотский суббассейн и суббассейны Де-Лонга, Вилькицкого связаны с внутренней зоной пассивной окраины (J_1-K_1) Чукотского палеоконтинента, слабо деформированной столкновением (K_1; K_2), а также изостазией, осложненной рифтогенезом, грабенообразованием (K_2-KZ).

Аляскинско-Чукотский НГБ сформирован благодаря проявлению пассивной окраины (C-K_1nc) Северо-Американского палеоконтинента и предорогенного Колвиллского прогиба (K-KZ), деформированных столкновением плит (K_1g-K_1a).

4.2.3. Бассейны и суббассейны океанических рифтов

Евразийский ПНГБ образован за счет океанических рифтов ($₽_1$-Q) и сопряженных с ними пассивных окраин Евразийского континента (K_2-Q), нетрансформированных столкновением плит океанических впадин.

Нансенский (K_2-Q), Амундсенский ($₽_1$-Q) *суббассейны* связаны с океаническими рифтами и абиссальными впадинами.

Шпицбергенский, Франц-Иосифовский, Карский, Северо-Земельский, Склоново-Лаптевский, Новосибирский, Западно-Ломоносовский суббассейны **Евразийского ПНГБ** образованы толщами, формирующихся пассивных континентальных окраин (K_2-Q) Евразии (чехол суббассейнов); чехол залегает на гетерогенном доверхнемеловом фундаменте и складчатом основании.

Амеразийский ПНГБ образован за счет океанических рифтов (J_3-Q) задугового спрединга, океанических котловин.

Канадский суббассейн относится к суббассейнам задугового спрединга (KZ-Р), изостазии (KZ), океанической котловины.

Предаляскинский суббассейн. Амеразийского ПНГБ образован комплексами внешней зоны пассивной окраины (J-K_2s) Чукотского палеоконтинента, деформированной столкновением с островной дугой (K_2s), изостазией (KZ).

4.2.4. Бассейны и суббассейны орогенов столкновения плит

Новосибирско-Чукотский ПНГБ сформирован за счет пород орогена столкновения (K_1) Чукотского и Сибирского палеоконтинентов, предорогенного прогиба (K_{1-2}), изостазии и грабенов (KZ). Здесь выделены *Восточно-Чукотский, Благовещенский суббассейны* предорогенного прогиба (K_{1-2}), изостазии (KZ) (чехол бассейна). Залегает на складчатых преимущественно осадочных комплексах пассивной окраины (O-D_3) Чукотского палеоконтинента, деформированной столкновением с Сибирским палеоконтинентом (C_1-K_1) – складчатое основание бассейна.

Верхоянский ВНГБ образован за счет пород орогена столкновения (J_3-K_1) пассивной окраины (R-J_2) Сибирского палеоконтинента с позднетриасово-юрскими островными дугами (Анюйской, Уяндинской), палеомикроконтинентами (Черского, Омолонским, Охотским). Деформированные породы (R-J_2) осложнены грабенами (J_3-KZ), образовавшимися в результате изостазии (J-K) и рифтогенеза (K_2-Q).

В пределах рассматриваемого ВНГБ выделяются два типа суббассейнов: неосложненных эпиорогенными грабенами и рифтами и осложненных эпиорогенными грабенами и рифтогенезом. К первым относится *Верхоянский суббассейн.*

К суббассейнам орогенов столкновения (J_3-K_1) с последующими наложенными грабенами и эпиграбеновыми прогибами (K_2-Q) относятся *Омолонский, Усть-Янский, Яно-Индигирский и Верхненерский*, связанные с осадочными складчатыми породами орогена столкновения (J_3-K_1) пассивной окраины (R_2-J_2) Сибирского палеоконтинента с позднe-триасово-юрскими островными дугами и микроконтинентами.

Зырянский ВНГБ. Осадочно-вулканогенное выполнение (J_3-KZ) грабенов (J_3), эпиграбеновых прогибов (K_1-N_1^2) образует чехол бассейна. Чехол, подвергшийся сжатию в (N_1^3-Q) залегает на предюрском складчатом основании, которое представлено осадочно-вулканогенными породами (R-PZ), накопившимися на палеомикроконтинентах, террейнах и деформированными в предюрское время.

4.2.5. Бассейны и суббассейны, образованные за счет проявления субдукции (субдукционные)

Формирование бассейнов субдукционной группы осуществляется в несколько этапов. Общий фон схождения плит приводит к столкновению островных дуг с орогенами внутри активной окраины, которое обычно сменяется периодами изостазии, погружением либо воздыманием накопленных осадочно-вулканогенных призм пород. Этот цикл обычно повторяется, и слабо дислоцированный чехол деформируется, а затем вновь накапливается пологозалегающая осадочно-вулканогенная призма пород. В этой связи среди указанной группы бассейнов трудно отделить осадочный чехол от фундамента, складчатого основания. Тем не менее мы стремились выделить чехол, складчатое основание, переходный комплекс, фундамент бассейна, показать их тектоническую природу и возраст.

Западно-Камчатский ГНБ. Чехол бассейна образован за счет грабенов (Р), эпиграбеновых прогибов (N) в пределах задуговой террасы Корякско-Западно-Камчатской островной дуги (Колпаковский прогиб), задугового спрединга (K_2-N_1^1, впадина Тинро) – чехол бассейна, залегающий на складчатых комплексах чужеродных террейнов, блоков (J-K), впаянных в вулканические пояса активной окраины Евразии (J-K_2) (складчатое основание бассейна).

Колпаковский, Шелиховский, Гижигинский суббассейны связаны с грабенами (Р), эпиграбеновыми прогибами (N) задуговой террасы Корякско-Западно-Камчатской островной дуги, деформированной столкновением (N) с Курило-Камчатской островной дугой (P_3-Q).

Тинровский суббассейн – задугового спрединга Корякско-Западно-Камчатской островной дуги, грабенов (Р-N_1^1) и эпиграбеновых прогибов (N_1^2-Q).

Пенжинский ПНГБ представляет собой межорогенный прогиб, выполненный осадочно-вулканогенными породами (K_1-KZ) – чехол бассейна, залегающий на складчатых комплексах активной окраины Евразии между орогенами Кони-Мургальского вулканического пояса (J_3-K) и орогеном столкновения (K_2) Корякской островной дуги (J_3-K) с Пенжинским, Ваежским террейнами (PZ-J), образующими доверхнемеловое складчатое основание.

Суббассейны: Бельский, Пенжинский, Усть-Пенжинский.

Ильпинско-Карагинский ПНГБ. Осадочный чехол бассейна представлен флишевыми аллохтонными толщами прогибов (Р-N_1)

активной окраины Евразии с наложенными неоавтохтонными комплексами (N_1^3-Q) и залегает на складчатых комплексах Корякской островной дуги (J_3-K_1).

Макаровский ПНГБ сформирован в результате задугового спрединга (K_2-$Р_1$) и изостазии ($Р_2$-Q). *Суббассейны Макарова, Толля* приурочены к области проявления спрединга (K_2-$Р_1$) в тылу Альфа-Менделеевской островной дуги (K_1) и последующей изостазии (KZ). *Западно-Менделеевский суббассейн* выполнен терригенной толщей тыльно-дуговой террасы (K_2-Р), слабо деформированной последующей изостазией и погружением (KZ). Чехол бассейна – терригенные толщи K_2-KZ.

Восточно-Ломоносовский суббассейн образован в результате формирования не трансформированной столкновением плит пассивной окраины (K_2-O) Ломоносовского микроконтинента.

Олюторско-Командорский ПНГБ образован за счет задугового спрединга ($Р_2^3$–N_1^1) в тылу Алеутской островной дуги и окраинного Берингового моря (N_1-Q). Грабены ($Р_2^3$–N_1^1), эпиграбеновые прогибы, депрессии (N_1^3-Q), выполненные терригенными отложениями, продуктами размыва хребта Ширшова и Командорских островов – чехол бассейна, залегающий на океаническом фундаменте палеогенового возраста.

Хатырский НГБ. Верхняя часть осадочного чехла накопилась в прогибах, грабенах, задуговой террасы Алеутской островной дуги (N_2-Q), нижняя (Р) – представлена флишоидными толщами (Р) фронтальных зон позднеолигоценовых шарьяжей – чехол бассейна, залегающий на аллохтонных пластинах островодужно-террейнового комплекса (PZ_3-MZ) активной окраины Евразии (складчатое основание бассейна).

Северо-Хатырский суббассейн – это прогибы перед фронтом шарьяжных пластин (K_2) активной окраины Евразии.

Угловой суббассейн. Представлен грабеново-горстовыми зонами задуговой террасы Алеутской островной дуги (N_2-Q).

Наваринский ПНГБ образован за счет грабенов ($Р_1$-N_1^1), эпиграбеновых прогибов (N_1^3-Q), выполненных осадочно-вулканогенными толщами и составляющих чехол бассейна, который залегает на аккреционно-складчатых комплексах (PZ-K_2) Наваринского террейна активной окраины Евразии (складчатое основание).

Анадырский НГБ. Чехол бассейна сформирован за счет грабенов ($Р_{1-2}$), эпиграбеновых прогибов ($Р_3$-Q), выполненных осадочно-вулканогенными толщами. Он залегает на складчатых комплексах

активной окраины Евразии (Кони-Мургальская (J-K_1), Корякская (K) островные дуги, Охотско-Чукотский, Анадырско-Бристольский вулканические пояса (K_{1-2}) и террейны, присоединенные к окраине Евразии в позднемеловую эпоху), составляющих складчатое основание бассейна.

Западно-Анадырский суббассейн окраинно-континентальных грабенов ($Р_{1-2}$) и эпиграбеновых прогибов ($Р_3$-Q).

Восточно-Анадырский суббассейн грабенов ($Р_1$–$Р_1^2$), эпиграбеновых прогибов ($Р_2^2$–Q).

Алеутский ПНГБ. Осадочный чехол бассейна представлен терригенными породами ($Р$-Q) на склонах террейнов (хребтов Ширшова, Бауэрса), в грабенах ($Р_2$-N_1^1), в эпиграбеновых прогибах (N_1^2-Q) современной континентальной окраины Евразии, а также на тыльнодуговой террасе Алеутской островной дуги. Чехол залегает на скученной океанической коре, образующей океанический фундамент бассейна.

5. ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫЯВЛЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ

В пределах арктических акваторий России обнаружено 22 месторождения нефти и газа (см. рис. 14). Залежи газа и нефти связаны с разрезами осадочного чехла широкого стратиграфического диапазона (табл. 1). Залежи нефти и нефтегазоконденсата выявлены в пределах Тимано-Печорского НГБ, свободного газа – на акваториях Западно-Сибирского и Баренцевоморского бассейнов. Большинство месторождений относится к категории крупных, уникальных (см. табл. 1). Залежи углеводородов приурочены к куполовидным и брахиантиклинальным ловушкам. Геологическое строение наиболее значимых месторождений нефти и газа приведено на рис. 16.

Штокмановское газоконденсатное месторождение (рис. 16,I). Открыто в 1988 г. По запасам газа месторождение одно из крупнейших в России. Размеры структуры по горизонту 48×36 км, амплитуда 295 м. Месторождение приурочено к валу в северной части Южно-Баренцевской впадины. Ловушка пластовая сводовая. Основной газоносный комплекс – юрские и нижнемеловые отложения, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Глубина залегания продуктивных пластов в сводовой части структуры 600-2929 м. Продуктивные пласты в средней и верхней юре расположены

Таблица 1

Выявленные месторождения нефти и газа арктических акваторий и прилегающей суши в пределах Российской Федерации и некоторые месторождения зарубежных стран

Месторождение, год открытия	Фазовое состояние углеводородов	Возраст вмещающих толщ	Крупность месторождения	Тип коллектора
1	2	3	4	5
Российская Федерация				
Тимано-Печорский 25НГБ				
Поморское, 1985	Газоконденсат	C_3-P_1	Среднее	Карбонатный
Северо-Гуляевское, 1986	Нефтегазоконденсат	P_2, C_3-P_1	"	Терригенный, карбонатный
Приразломное, 1989	Нефть	C_3-P_1	Крупное	Карбонатный
Варандей-море, 1995	"	C_3-P_1	Среднее	"
Медынское-море, 1997	"	C_3-P_1, D_3-D_1	Крупное	"
Долгинское, 1999	"	P_2, C_3-C_1	"	Терригенный, карбонатный
Баренцевоморский ГНБ				
Мурманское, 1983	Газ свободный	T	Крупное	Терригенный
Северо-Кильдинское, 1985	"	T	Среднее	"
Штокмановское, 1988	Газоконденсат	J	Уникальное	"
Лудловское, 1992	Газ свободный	J	Крупное	"
Ледовое, 1992	Газоконденсат	J	"	"
Западно-Сибирский мегабассейн				
Русановское, 1989	Газоконденсат	K	Уникальное	Терригенный
Ленинградское, 1990	"	K	"	"
Каменномысское-море, 2000	Газ свободный	K	Крупное	"

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5
Северо-Каменномысское, 2001	Газоконденсат	К	Мелкое	Терригенный
Обское, 2000	Газ свободный	К	Крупное	"
Чугорьяхинское	Газоконденсат	К	"	Терригенный
Семаковское	Газ свободный	$К_2$	"	"
Тота-Яхинское	"	$К_2$	"	"
Антипаюшское	"	$К_2$	"	"
Салекапское	Нефтегазоконденсат	$К_1$	"	"
Юрхаровское	"	К	"	"
Хатырский НГБ (прилегающая к акваториям суша)				
Угловое, 1982	Нефть	N_1^1-$Р_3$	Небольшое	Терригенный
Янракоимское, 1989	Газ	$Р_2$	"	"
Зарубежные страны				
Аляскинско-Чукотский НГБ				
Прадхо-Бей, (США)	Нефть, газ	С, Р-$К_1$пс	Крупное	Карбонатный, терригенный
НГБ Свердруп				
Хекла (Канада)	Газ, нефть	T, J, $К_1$	Крупное	Терригенный
Дрейк-Поинт (Канада)		D, T, J, $К_1$	Крупное	"
НГБ Маккензи-Боффорта				
Тарсьют (Канада)	Нефть, газ	P, N	Крупное	Терригенный
Норвежский НГБ				
Тромсе	Газ	T, J	Крупное	Терригенный

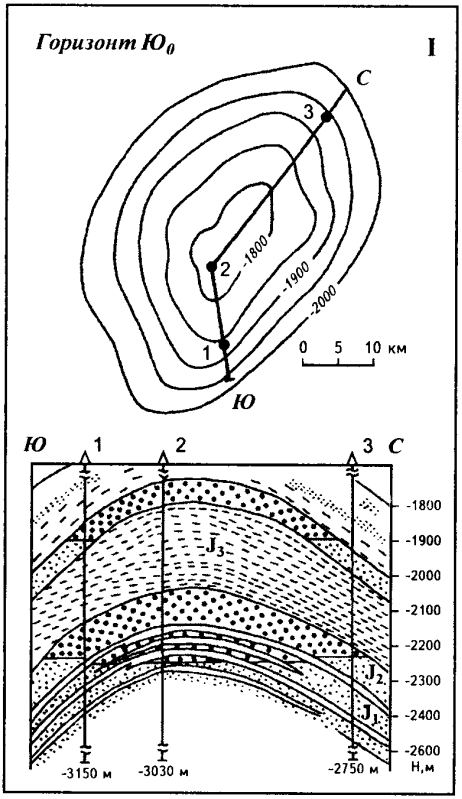
на глубине 2317 м (J_2 пл. $Ю_3$), 2237 м (J_2 пл. $Ю_2$), 2108 м (J_2 пл. $Ю_1$), и 1814 м (J_2 пл. $Ю_0$). Коллекторы – кварцевые светло-серые песчаники с высокими емкостными характеристиками, пористость 16-24%. Пластовое давление 20-23,9 МПа. Температура пластов от 48 до 60°С. Максимальные дебиты газа получены из пласта Ю – 1665 тыс. $м^3$/сут. Содержание метана от 93 до 96%, углекислого газа 0,27-0,53%, азота 1,52-2,3%, серы 0,018-0,05%.

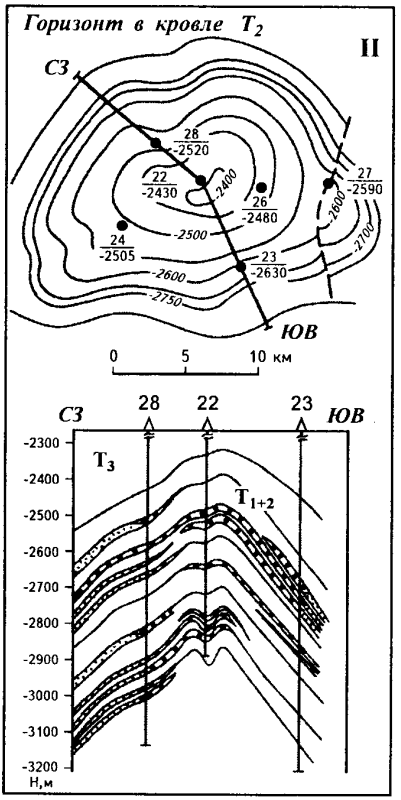
Более подробная геологическая характеристика приведена в табл. 2, нефтегазопромысловая – в табл. 3.

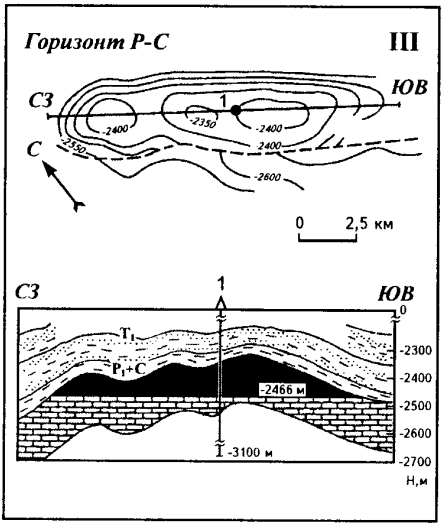
Мурманское газовое месторождение (рис. 16,II) открыто в 1983 г. Оно приурочено к куполовидной структуре, сформированной над системой нарушений юго-западного борта бассейна. Месторождение имеет сложное многопластовое строение. Здесь обнаружено более 20 продуктивных пластов песчаника ранне-среднетриасового возраста. Залежи пластов сводовые литологически экранированные. Некоторые из них выклиниваются в сводовой части поднятия. Коллекторами являются песчаники, алевролиты. Газ по составу метановый с низким содержанием неуглеводородных компонентов. По запасу месторождение относится к крупным. Геологическая и нефтепромысловая характеристики месторождения приведены в табл. 2-3.

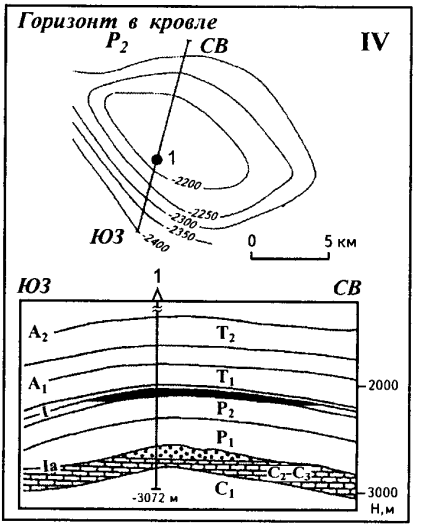
Приразломное нефтяное месторождение (рис. 16,III) открыто в 1989 г. По запасам относится к категории крупных. Приурочено к северной периклинали вала Сорокина. Размеры структуры 22×5,5 км, северо-западное простирание, юго-западное крыло осложнено разрывным нарушением амплитудой 50-150 м, прослеживаемым по пермским каменноугольным и девонским отложениям. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Основной нефтегазоносный комплекс – карбонатные каменноугольные и нижнепермские пласты. Глубина залегания нефтяных залежей 2260-2288 м. Продуктивные пласты сложены известняками пористыми, известняками перекристаллизованными и оолитовыми со средней открытой пористостью 11,0-19,3%, проницаемость отложений 0,08-0,12 $мкм^2$. Плотность нефти 0,919-0,928 г/см3, вязкость 8,2-12 МПа · с, содержание серы 2,3%, парафина 0,14 и 0,12% (см. табл. 1-3).

Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 16,IV) открыто в 1986 г. По запасам углеводородов относится к категории средних. Приурочено к куполовидному поднятию. Размеры 20х120 км, амплитуда 300-400 м. Ловушка пластовая сводовая. Основные нефтегазоносные комплексы – терригенные верхнепермские и карбонатные каменноугольные и нижнепермские отложения.


Горизонт $Ю_0$
I
С
3
2
1
-1800
-1900
-2000
0 5 10 км
Ю
Ю 1 2 3 С
J_3
J_2
J_1
-1800
-1900
-2000
-2100
-2200
-2300
-2400
-2600
Н,м
-3150 м
-3030 м
-2750 м


Горизонт в кровле T_2
II
СЗ
28 -2520
22 -2430
26 -2480
24 -2505
23 -2630
27 -2590
-2400
-2500
-2600
-2700
-2750
ЮВ
0 5 10 км
СЗ 28 22 23 ЮВ
T_3
T_{1+2}
-2300
-2400
-2500
-2600
-2700
-2800
-2900
-3000
-3100
-3200
Н,м


Горизонт Р-С
III
СЗ
ЮВ
С
1
-2400
-2350
-2400
2400
-2350
-2600
0 2,5 км
СЗ 1 ЮВ
T_1
P_1+С
-2466 м
-3100 м
-2300
-2400
-2500
-2600
-2700
Н,м


Горизонт в кровле
P_2
СВ
IV
1
-2200
-2250
-2300
-2350
-2400
ЮЗ
0 5 км
ЮЗ 1 СВ
A_2
T_2
A_1
T_1
P_2
P_1
Ia
C_2-C_3
C_1
-3072 м
2000
3000
Н,м

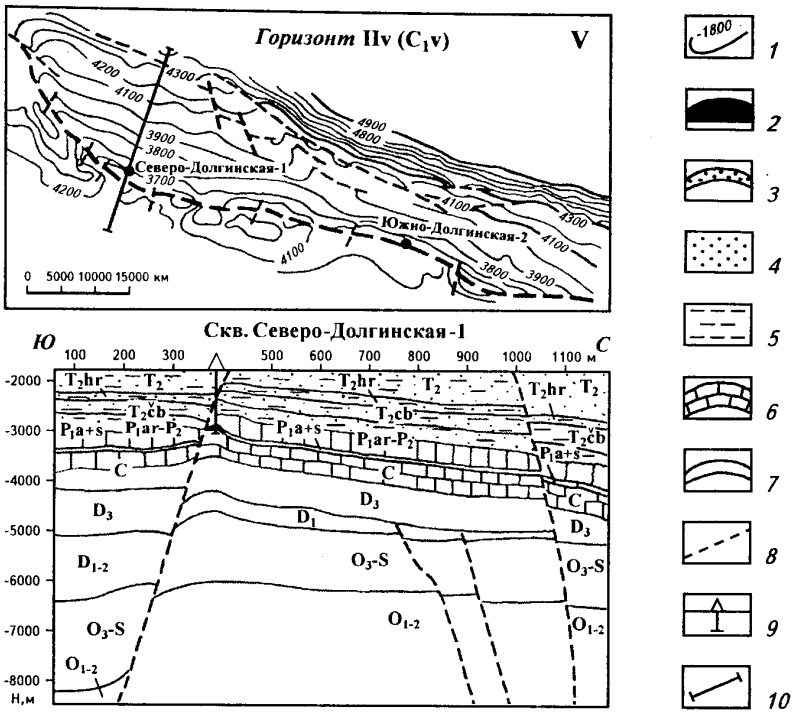


Рис. 16. **Геологическое строение месторождений нефти и газа Баренцевоморского ГНБ и Тимано-Печорского НГБ (в пределах Баренцевского и Печорского морей)**

1 – изогипсы; *2, 3* – залежи: *2* – нефти, *3* – газа; *4-6* – породы: *4* – песчаники, *5* – глины, *6* – известняки; *7* – покрышки; *8* – разломы; *9* – скважины; *10* – линии профилей.

Месторождения нефти и газа: I – Штокмановское, II – Мурманское, III – Приразломное, IV – Северо-Гуляевское (по Э.В. Шипилову, Р.Р. Мурзину, 2001), V – Долгинское (по В.С. Вовк и др., 2008 с дополнением)

Глубина залегания нефтяных залежей 2212-2248 и 2260-2288 м, газовой залежи – 2712-2815 м. Открытая пористость нефтеносных терригенных верхнепермских отложений 15%, газоносных каменноугольных – 95. Плотность нефти 0,9 г/см^3 в обоих горизонтах (см. табл. 2, 3).

Поморское газоконденсатное месторождение приурочено к узкой вытянутой ассимметричной антиклинали, осложненной разломами и приуроченной к Колвинскому валу. Залежь конденсатсодержащего газа открыта в ассельско-сакмарских отложениях нижней перми и относится к массивному типу. По запасам классифицируется

Таблица 2

Геологическая характеристика залежей нефти и газа месторождений шельфов арктических акваторий

Месторождение. Возраст продуктивных отложений (серия, горизонт), индекс пласта	Флюид	Тип залежи	Литология коллектора	Высота ловушки, м	Продуктивный пласт		Абсолютная отметка, м		Высота залежи, м	
					Глубина кровли пласта, м	Общая мощность пласта, м	ВНК/ГВК	ГНК	Нефть	Газ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Шельфы Баренцева и Печорского морей										
Варандей-море										
P_1	Н	МС	К	200	1714	24	-1782	–	100	–
Медынское-море										
P_1-C_2, зал. А, пл. I, гор. I	Н	ПТЭ	К	480	1161	Нет свед.	-1520	–	Нет свед.	–
C_2, зал. А, пл. I, гор. IIа	Н	ПТЭ	К	480	1226	"	-1520	–	"	–
C_1, зал. А, пл. I, гор. III	Н	ПТЭ	К	480	1281	"	-1520	–	"	–
C_1, зал. А, пл. II+III	Н	МПТЭ	К	480	1353	"	-1520	–	"	–
D_3f, зал. А, пл. X	Н	ПСТЭ	К	520	2367	"	-2750	–	"	–
пл. A_1-А	Н	ПСТЭ	К	Нет свед.	3045	"	Нет свед.	–	"	–
пл. A_1-Б	Н	ПСТЭ	К	"	3082	"	"	–	"	–
пл. $Д_1$-А	Н	ПСТЭ	К	"	3195	"	"	–	"	–
Приразломное										
P_1а, гор. I	Н	ПСТЭ	К	42	2368	52,7	-2454	–	42	–
P_1а-C_3, гор. II	Н	ПС	К	55	2431	53,5	-2454	–	53	–
Штокмановское										

J_3, пл. $Ю_0$	ГК	ПС	П, АЛ	Нет свед.	1814	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
J_2, пл. $Ю_1$	ГК	ПС	П, АЛ	"	2108	"	"	–	–	"
J_2, пл. $Ю_2$	ГК	ПС	П, АЛ	"	2237	"	"	–	–	"
J_2, пл. $Ю_3$	ГК	ПС	П, АЛ	"	2317	"	"	–	–	"
Ледовое										
J_2, пл. $Ю_0$	Г	ПСТЭ	П, АЛ	Нет свед.	1815	Нет свед.	-1845	–	–	Нет свед.
J_2, пл. $Ю_1$	ГК	ПСТЭ	П, АЛ	"	2023	"	-2088	–	–	"
J_2, пл. $Ю_{1-1}$	Г	ПСТЭ	П, АЛ	"	2104	"	-2102	–	–	"
J_2, пл. $Ю_2$	ГК	ПСТЭ	П, АЛ	"	2125	"	-2131	–	–	"
Лудловское										
J_2, пл. $Ю_0$	Г	ПСТЭ и ЛЭ	П		1380	Нет свед.	Нет свед.	–		Нет свед.
Северо-Гуляевское										
P_2	Н	ПС	П	Нет свед.	2212	Нет свед.	Нет свед.	–		–
P_2	НГК	ПС		"	2260	"	"	Нет свед.		Нет свед.
C_{2-3}	ГК	ПС	К	"	2712	"	"	–		"
Северо-Кильдинское										
T, пл. I	Г	ПС	П, АЛ	200	2440	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
Мурманское										
T_2, пл. I	Г	ПСЛЭ	П, АЛ	Нет свед.	2439	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
T_2, пл. II	Г	ПСЛЭ	П, АЛ	"	2664	"	"	–	–	"
T_2, пл. III	Г	ПСЛЭ	П, АЛ	"	2746	"	"	–	–	"
T_2, пл. IV	Г	ПСЛЭ	П, АЛ	"	2957	"	"	–	–	"

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Долгинское										
Южно-Долгинский участок										
P_2, гор. I	Н	ПС	П	Нет свед.	2714	Нет свед.	Нет свед.	–	Нет свед.	–
P_2, гор. II	Н	ПС	П	"	2767	"	"	–	"	–
P_2, гор. III	Н	ПС	П	"	2830	"	"	–	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. II+III, сев. блок	Н	ПС	К	"	3166	"	"	–	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. IV, сев. блок	Н	ПС	К	"	3288	"	"	–	"	–
P_1-C_{2+3}, гор. II+IV, юж. блок	Н	ПС	К	"	3160	"	"	–	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. IV, юж. блок	Н	ПС	К	"	3280	"	"	–	"	–
Северо-Долгинский участок										
P_2, гор. I	Н	ПС	П	Нет свед.	2497	Нет свед.	Нет свед.	–	Нет свед.	–
P_2, гор. II	Н	ПС	П	"	2557	"	"	–	"	–
P_2, гор. III	Н	ПС	П	"	2592	"	"	–	"	–
P_2, гор. IV	Н	ПС	П	"	2640	"	"	–	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. II+III	Н	ПС	К	"	2982	"	"	–	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. IV	Н	ПС	К	"	3086	"	"	–	"	–
P_1-C_3+$_2$, гор. II+III, юж. блок	Н	ПС	К	"	3180	"	"	–	"	–

P_1-C_{3+2}, гор. IV, юж. блок	Н	ПС	К	"	3263	"	"	–	"	–
Поморское										
P_1-C_{2+3}, гор I	ГК	МПС	К	125	2588	Нет свед.	-2454	–	–	Нет свед.
Шельф Карского моря										
Русановское										
K_1, пл. A_1	ГК	ПС	П, АЛ	Нет свед.	1929	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
K_1, пл. A_2	ГК	ПС	П, АЛ	"	1962	"	"	–	–	"
K_1, пл. A_3	ГК	ПС	П, АЛ	"	2011	"	"	–	–	"
K_1, пл. A_4	ГК	ПС	П, АЛ	"	2065	"	"	–	–	"
K_1, пл. A_5	ГК	ПС	П, АЛ	"	2140	"	"	–	–	"
K_1, пл. A_6	ГК	ПС	П, АЛ	"	2273	"	"	–	–	"
K_1, пл. A_7	ГК	ПС	П, АЛ	"	2320	"	"	–	–	"
Ленинградское										
K_2, пл. С	ГК	ПС	П, АЛ	Нет свед.	1099	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
K_1, пл. AC_1	ГК	ПС	П, АЛ	"	1603	"	"	–	–	"
K_1, пл. AC_2	ГК	ПС	П, АЛ	"	1674	"	"	–	–	"
K_1, пл. AC_3	ГК	ПС	П, АЛ	"	1726	"	"	–	–	"
K_1, пл. A_1	ГК	ПС	П, АЛ	"	1895	"	"	–	–	"
Каменномысское-море										
K_2, сеноманские	Г	М	П, АЛ	Нет свед.	967	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
Обское										
K_2, сеноманские	Г	М	П, АЛ	13,9	1067	Нет свед.	-1056,8	–	–	Нет свед.

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Северо-Каменомысское										
K_2, сеноманские	ГК	ПС	П, АЛ	Нет свед.	974	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
K_1br	ГК			"	2504	"	Нет свед.	–	–	Нет свед.
Чугорьяхинское										
K_2, сеноманские	Г	ПС	П, АЛ	80	1046	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
K_1, барремские	ГК			Нет свед.	2448	"	"	–	–	"
K_1, барремские	ГК	"	"	"	2519	"	"	–	–	"
K_1, барремские	ГК	"	"	"	2628	"	"	–	–	"
Антипаютинское*										
K_2S, ПК-1	Г	М	П	50	959	Нет свед.	-980	–	–	30
Семаковское *										
K_2S, ПК-1	Г	МС	П, АЛ	180	864	Нет свед.	-910	–	–	100
Тота-Яхинское*										
K_2S, ПК-1	Г	М	П, АЛ	Нет свед.	935	"	-962	–	–	39–43
Салекаптское										
K_1q, пл. БУ 8/0	НГК		П, АЛ	Нет свед.	2919	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	–	Нет свед.
K_1v, пл. БУ 12/2	ГК	"	П, АЛ	"	3243	"	"	–	–	"
K_1v, пл. БУ 13	НГК	"	П, АЛ	"	3277	"	"	"	"	"
K_1v, пл. БУ 14	НГК	"	П, АЛ	"	3300	7	"	"	"	"
K_1v, пл. БУ 15	Н	"	П, АЛ	"	3334	6	"	–	"	–

Юрхаровское*										
K_2S, пл. ПК-1	Г	МС	П	100	1062	Нет свед.	-1125	–	–	80
K_2al, пл. ПК-18	ГК	ПС	П	145	1772	"	-1830	–	–	75
K_1a, пл. АУ-7	ГК	ПС	П	145	2010	"	-2050	–	–	50
K_1g, пл. БУ S	ГК	ПС	П	145	2339	"	-2420	–	–	100
K1g , пл. БУ-3	ГК	МС	П	150	2481	"	-2515	–	–	50
K_1g, пл БУ-4	ГК	ПС	П	Нет свед.	2506	"	Нет свед.	–	–	Нет свед.
K_1g, пл. БУ 5-0	ГК	"	П, АЛ	"	2576	"	"	–	–	"
K_1g, пл. БУ-5-1	ГК	"	П	"	2602	"	-2670	-	-	80
K_1g, пл. БУ 8-0	ГК	"	П, АЛ	"	2864	"		-		
K_1g, пл. БУ 8-1	НГК	ПС	П	150	2883	"	-2825	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.
K_1g, пл. БУ 8-2	НГК	ПС	П, АЛ	Нет свед.	2808	"	Нет свед.	"	"	"
K_1g, пл. БУ 8-3	НГК	ПС	П, АЛ	"	2827	"	"	"	"	"
K_1v, пл. БУ 9-1	НГК	ПС	П, АЛ	"	2929	"	"	"	"	"
K_1g, пл. БУ 9-2	НГК	ПС	П, АЛ	"	2882	"	"		"	"

Примечания.

Тип флюида: Н – нефть, ГК – газоконденсат, НГК – нефтегазоконденсат.

Литологическая характеристика коллектора: АЛ – алевролиты, К – карбонатные породы, П – пески, песчаники.

Тип залежи: ЛЭ – литологически экранированная, М – массивная, П – пластовая, С – сводовая, ТЭ – тектонически экранированная.

*Основная часть запасов учтена на суше.

Месторождение. Возраст продуктивных отложений (серия, горизонт), индекс пласта	Флюид	Открытая пористость, %	Проницаемость, 10^{-15} м^2	Начальные сведения				
				Давление пластовое, МПа	Температура пластовая, °С	Газовый фактор, м^3/т	Дебит нефти, т/сут	Дебит газа, тыс. м^3/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
								Шельфы Баренцева
Варандей-море								
P_1	Н	15	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.		Нет свед.	Нет свед.
Медынское-море								
P_1-C_2, зал. А, пл. I, гор. I	Н	11	Нет свед.	Нет свед.	30	22	Нет свед.	–
C_2, зал. А, пл. I, гор. IIа	Н	11,6	"	"	Нет свед.	22	"	–
C_1, зал. А, пл. I, гор. III	Н	12,5	"	"	"	22	"	–
C_1, зал. A_1, пл. II+III	Н	10,0	"	"	"	Нет свед.	"	–
D_3f, зал. А, пл. X	Н	7,1	"	"	"	"	"	–
пл. A_1-А	Н	7,0	"	"	"	335	"	–
пл. A_1-Б	Н	7,0	0,15	"	"	335	"	–
Пл. $Д_1$-А	Н	3,0		"	"	335	"	–
Приразломное								
P_1a, гор. I	Н	19,3	0,12	Нет свед.	58	45	Нет свед.	–
P_1a-C_3, гор. II	Н	11,0	0,08	"	58	45	"	–
Штокмановское								
J_2, пл. $Ю_0$	ГК	22-24	Нет свед.	20,0	48	–	–	1665
J_2, пл. $Ю_1$	ГК	17	"	23,7	57	–	–	414
J_2, пл. $Ю_2$	ГК	19	"	23,0	59	–	–	
J_2, пл. $Ю_3$	ГК	19	"	23,9	60	–	–	
Ледовое								
J_2, пл. $Ю_0$	ГК	17	Нет свед.	19,4	56	–	–	Нет свед.
J_2, пл. $Ю_1$	ГК	17	"	20,8	58	–	–	"

Таблица 3

месторождений шельфов арктических акваторий

Нефтенасыщенная или газонасыщенная мощность пласта		Коэффициент извлечения	Текущее содержание стабильного конденсата, г/м³	Качественная характеристика нефти и газа			
Общая, м	Эффективная, м			Плотность нефти, г/см³	Плотность газа по воздуху	Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·С	Содержание серы, %
10	11	12	13	14	15	16	17
и Печорского морей							
24	18	0,33	–	0,899	–	40	
52,9	27,7	0,2	–	0,934	–	45	3,9
Нет свед.	36	0,2	–	0,940	–	Нет свед.	Нет свед.
	19,5	0,2	–	0,940	–	"	"
91,9	31,9	0,2	–	0,968	–	"	"
–	13,1	0,1	–	–		"	"
8,7	8,7	0,3	–	0,804	–	"	"
11,1	11,1	0,3	–	0,804	–	"	"
5,8	5,8	0,3		0,804	–	"	"
52,7	50,4	0,3	–	0,910	–	8,2	2,3
53,5	20,8	0,1	–	0,928	–	12,0	2,3
Нет свед.	46,5	0,9	5,3	0,8к	0,579	–	0,05
"	48,8	0,8	13,0	0,798к	0,602	–	Нет свед.
"	17,8	1,0	14,1	0,799к	0,604	–	"
"	12,4	0,9	14,1	0,795к	0,602	–	0,018
Нет свед.	7,9	0,9	5,3	0,8	0,595	–	Нет свед.
"	29,1	0,85	13	0,821к	0,62	–	0,013

1	2	3	4	5	6	7	8	9
J_2, пл. $Ю_{1-1}$	ГК	16	"	21,1	59	–	–	"
J_2, пл. $Ю_2$	ГК	16	"	21,2	64	–	–	"
Лудловское								
J_2, пл. $Ю_2$	Г	Нет свед.	15,5	39,0	38	–	Нет свед.	520
Северо-Гуляевское								
P_2	ГН	Нет свед.	Нет свед.	56	39	20	47,6	–
P_2	НГК	15	"	56	56	80		
C_{2-3}	ГК	9	"	31	73	20	–	677
Северо-Кильдинское								
T, пл. I	Г	19	"	33,2	76	–	–	369
Мурманское								
T_2, пл. I	Г	17	Нет свед.	24,6-34,3	70,0	–	–	Нет свед.
T_2, пл. II	Г	15	"	35,4-37,3	70,0	–	–	"
T_2, пл. III	Г	16	"	39,0-42,7	77,0	–	–	"
T_2, пл. IV	Г	16	"	47,1-48,3	80	–	–	"
Долгинское	Н							
Южно-Долгинский участок								
P_2, гор. I	Н	11,6	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	20	Нет свед.	–
P_2, гор. II	Н	11,6	"	"	"	20	"	–
P_2, гор. III	Н	12,7	"	"	"	20	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. II-III, сев. блок	Н	6,8	"	"	"	207		–
P_1-C_3+$_2$, гор. IV, сев. блок	Н	6,4	"	"	"	207	168	29,3
P_1-C_{2+3}, гор II+IV, юж. блок	Н	6,8	"	"	"	207		–
P_1-C_2-$_3$, гор. IV, юж. блок	Н	6,4				207		–
Северо-Долгинский участок								
P_2, гор. I	Н	17,4	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	20	Нет свед.	–
P_2, гор. II	Н	17,0	"	"	"	20	"	–
P_2, гор. III	Н	17,6	"	"	"	20	"	–
P_2, гор. IV	Н	11,9	"	"	"	20	"	–

Продолжение табл. 3

10	11	12	13	14	15	16	17
"	8,2	0,89	14,1		0,600	–	Нет свед.
"	3,0	0,89	14,1	0,824к	0,600	–	0,015
24	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	–	0,579	–	Нет свед.
36	9,6	0,3	–	0,900	0,653	Нет свед.	Нет свед.
28	6,6	0,3	Нет свед.	0,9	0,653	"	1,25
	35	0,81	58	0,781к	1,042	"	Нет свед.
Нет свед.	11,2	Нет свед.	–	–	0,599	–	–
Нет свед.	0,6-5,8	Нет свед.	–	–	0,57	–	–
"	0,9	"	–	–	0,567	–	–
"	0,6-4,0	"	–	–	0,569	–	–
"	1,2-2,8	"	–	–	0,658	–	–
Нет свед.	8,2	0,3	–	0,900	–	Нет свед.	Нет свед.
"	13,6	0,3		0,900	–	"	"
"	4,7	0,3	–	0,900	–	"	"
"	14,3	0,3	–	0,842	–	"	"
"	15,4	0,3	–	0,842	–	"	"
"	10,8	0,3	–	0,842	–	"	"
	10,3	0,3	–	0,842	–		
Нет свед.	16,8	0,3	–	0,900	–	Нет свед.	Нет свед.
"	13,8	0,3	–	0,900	–	"	"
"	6,7	0,3	–	0,900	–	"	"
"	7,6	0,3	–	0,900	–	"	"

1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_1-C_{3+2}, гор. II+III сев. блок	Н	7,3	"	"	"	207	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. IV сев. блок	Н	6,0	"	"	"	207	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. II+III юж. блок	Н	7,3	"	"	"	207	"	–
P_1-C_{3+2}, гор. IV юж. блок	Н	7,2	"	"	"		"	–
Поморское								
P_1-C_{2+3}, гор. I	ГК	11	Нет свед.	27,2	73	–	Нет свед.	136,8
								Шельф
Русановское								
K_1, пл. A_1	ГК	20	Нет свед.	20,2	57	–	–	Нет свед.
K_1, пл. A_2	ГК	21	"	20,6	59	–	–	"
K_1, пл. A_3	ГК	20		21,3	62	–	–	
K_1, пл. A_4	ГК	21	Нет свед.	22,9	66	–	–	Нет свед.
K_1, пл. A_5	ГК	20	"	24,3	70	–	–	"
K_1, пл. A_6	ГК	20	"	26,5	74	–	–	"
K_1, пл. A_7	ГК	21	"	27,4	75	–	–	"
Ленинградское								
K_2, пл. С	ГК	27	Нет свед.	11,4	40	–	–	Нет свед.
K_1, пл. AC_1	ГК	27	"	16,2	51	–	–	"
K_1, пл. AC_2	ГК	27	"	17	55	–	–	"
K_1, пл. AC_3	ГК	26	"	17,6	58	–	–	"
K_1, пл. A_1	ГК	25	"	20,0	62	–	–	
Каменномысское-море								
K_2 сеноманские	Г	32,0		10,0		–	–	410
Обское								
K_2, сеноманские	Г	33,0		10,3		–	–	425
Северо-Каменномысское	ГК							
K_2, сеноманские	ГК	34	Нет свед.	10,2	Нет свед.	–	–	572
K1br	Г		"		"	–	–	Нет свед.
Чугорьяхинское								
K_2, сеноманские	Г	30,0	Нет свед.	10,4	Нет свед.	–	–	7,2-12,5
K_1, барремские	ГК	Нет свед.	"	Нет свед.	"	–	–	Нет свед.
K_1, барремские	ГК	"	"	"	"	–	–	"
K_1, барремские	ГК	"	"	"	"	–	–	"

Продолжение табл. 3

10	11	12	13	14	15	16	17
"	16,1	0,3		0,842	–	"	"
"	11,1	0,3	–	0,842	–	"	"
"	16,1	0,3	–	0,842	–	"	"
"	7,2	0,3	–	0,842	–	"	"
92,0	33,2	0,5	58	0,772к	Нет свед.	Нет свед.	0,48
Карского моря							
Нет свед.	5,4	0,5	20	0,77к	0,676г	–	0,02
"	13,4	0,5	20	0,759к	0,604г	–	0,02
	16,8	0,5	20	0,767	0,616г	–	0,01
Нет свед.	36,4	0,5	20	0,784к	0,62	–	–
"	59,4	0,5	20	0,769к	0,617г	–	0,01
"	13,4	0,5	20	0,778к	0,61г	–	0,007
"	13,4	0,5	20	0,766к	0,607г	–	0,013
Нет свед.	28,3	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	0,598	–	Нет свед.
"	16,9	"	"	"	0,593	–	"
"	36,3	"	"	"	0,592г	–	"
"	26	"	"	"	0,562г	–	"
	8,3	0,92	18,8	0,768к	0,594	–	0,02
	23,9		–	–		–	–
	4,5		–	–		–	–
Нет свед.	28,1	0,86	Нет свед.	–	Нет свед.	–	–
"	Нет свед.	0,66	69	Нет свед.	Нет свед.	–	–
17,1	15,56	Нет свед.	–	–	Нет свед.	–	–
Нет свед.	Нет свед.	0,66	69	–	"	–	–
"	"	0,66	69	–	"	–	–
"	"	0,66	69	–	"	–	–

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Антиплютинское*								
K_2S, ПК-1	Г	30,3	Нет свед.	9,9	22	–	–	Нет свед.
Семаковское*								
K_2S, ПК-1	Г	29	Нет свед.	8,9	20	–	–	Нет свед.
Тота-Яхинское*								
K_2S, ПК-1	Г	33,6	Нет свед.	9,5	22	–	–	Нет свед.
Салекаптское*								
K_1g, пл. БУ 8-0	НГК	16	Нет свед.	Нет свед.	76	181	Нет свед.	Нет свед.
K_1v_1, пл. БУ 12-2	ГК	14	"	32,6	83	–	"	"
K_1v, пл. БУ 13	НГК	17	"	32,7	86	Нет свед.	"	"
K_1v, пл. БУ 14	НГК	17	"	32,7	86	"	"	
K_1v, пл. БУ 15	Н	16		Нет свед.	86	"	"	–
Юрхаровское*								
K_2S, пл. ПК 1	Г	30	Нет свед.	11,2	23	–	–	Нет свед.
K_1al, пл. ПК 18	ГК	22	"	18,3	45	–	–	"
K_1a, пл. АУ 7	ГК	23	"	Нет свед.	Нет свед.	–	–	"
K_1g, пл. БУ 1/2	ГК	21	"	24,2	"	–	–	"
K_1g, пл. БУ 3	ГК	17	"	Нет свед.	"	Нет свед.	–	"
K_1g, пл. БУ 4	ГК	18	"	26,4	68	–	–	"
K_1g, пл. БУ 5/0	ГК	20	"	Нет свед.	Нет свед.	–	–	"
K_1g, пл. БУ 5/1	ГК	22	"	"	"	–	–	"
K_1g, пл. БУ 8/0	ГК	16	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	–	–	Нет свед.
K_1g, пл. БУ 8/1	НГК	16	"	"	76	–		"
K_1g, пл. БУ 8/2	НГК	17	"	"	76	–		"
K_1g, пл. БУ 8/3	НГК	17	"	30,3	76	–		"
K_1g, пл. БУ 9/1	ГК	16	"	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	–	"
K_1g, пл. БУ 9/2	НГК	17	"	"	"	–	Нет свед.	"

*Основная часть запасов учтена на суше.

Условные обозначения см. в табл. 2.

Окончание табл. 3

10	11	12	13	14	15	16	17
Нет свед.	14,45	Нет свед.	–	–	0,559	–	–
Нет свед.	27,1	Нет свед.	–	–	0,558	–	–
Нет свед.	14,3	Нет свед.	–	–	0,564	–	–
Нет свед.	4,3	0,17	Нет свед.	0,813	0,639г	0,54	0,07
"	3,9	0,60	235	0,784к	0,618	–	0,02
"	4,5–6,5	0,60	235	0,793к 0,813н	0,716 0,631	0,54	0,02–0,07
"	5,15	0,60	235	0,814	Нет свед.	0,54	0,09
"	3,96	0,14	–	0,811	–	0,54	0,09
Нет свед.	34,22		–	–	0,560	–	–
"	12,22	0,79	42,5	0,720к	0,612	–	0,01
"	25,82	0,79	49	Нет свед.	Нет свед.	–	–
"	53,57	0,720	88	–	"	–	Нет свед.
"	8,89	0,780	63	–	"	–	"
"	22,2	0,780	63	–	"	–	"
"	7,37	0,780	63	–	"	–	"
"	12,62	0,780	63	–		–	"
Нет свед.	9,34	0,67 0,740	112 98	–	Нет свед.	–	Нет свед.
"	16,11г	0,740	98	0,856 0,775к	0,618	1,59	0,08н
"	6,29г	0,740	98	0,87 0,771к	Нет свед.	1,59	0,16н
"	9,24г	0,72	102	0,87 0,761к	0,663	1,59	0,16н
"	14,69	0,72	102	0,777к	Нет свед.	–	–
"	Нет свед.	0,72	136	Нет свед.	"	Нет свед.	Нет свед.

как средняя. Коллектор представлен пористыми органогенно-детритовыми известняками. Покрышкой является толща артинско-кунгурских аргиллитов мощностью более 450 м (см. табл. 2, 3).

Русановское газоконденсатное месторождение (рис. 21, см. табл. 1-3) приурочено к брахиантиклинали длиной 68 км, шириной 30 км, амплитудой 255 м. Ловушка пластовая сводовая. Главный газоносный комплекс – меловые терригенные породы, сложенные песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Продуктивные пласты залегают в нижнемеловых породах на глубинах от 1929 (пласт A_1) до 2320 (пласт A_7). Средние значения пористости 20-21%. Максимальный дебит газа на месторождении 529 тыс. $м^3/сут$. Конденсатный фактор во всех продуктивных пластах равен 20 $г/м^3$, содержание метана по горизонтам составляет от 93,4 до 96,33%, углекислого газа – от 0,20 до 0,56%, азота – от 0,075 до 0,34%, сероводород отсутствует.

Ленинградское газоконденсатное месторождение (см. табл. 1-3) открыто в альб-сеноманских отложениях. Коллекторы представлены слабо литифицированными, преимущественно алевритистыми песчаниками с высокой пористостью (более 20%) и низкой и средней проницаемостью. Пласты-коллекторы выдержаны по мощности. Региональной покрышкой этого комплекса является более чем 500-метровая толща глин турон-палеогенового возраста. Нижезалегающий неоком-аптский комплекс, оказавшийся продуктивным, отделен от вышележащего комплекса 100-метровой покрышкой альбского возраста. Месторождение является многозалежным, залежи пластовые сводовые. Газ по составу сухой, метановый (от 91 до 99%). Конденсат присутствует лишь в аптских отложениях. По предварительным оценкам месторождение относится к уникальным.

Долгинское нефтяное месторождение открыто в 1999 г. Оно приурочено к протяженной (до 90 км), узкой (12-15 км), асимметричной антиклинали северо-западного простирания, осложненной сбросо-сдвигами (рис. 16,V). Высота структуры увеличивается сверху вниз от 250 м по отложениям нижнего триаса до 500 м и более по карбонатам карбона–нижней перми. Сбросо-сдвиги делят антиклиналь на отдельные участки и блоки. Горизонтальное перемещение по главному (южному) сбросо-сдвигу достигает 3 км, амплитуда вертикального смещения изменяется от 150 в нижнем триасе до 700 м в низах карбона. Амплитуда сбросов на севере изменяется от 50 до 100 м (В.С. Вовк и др., 2008). Залежи нефти приурочены к верхнепермским песчаникам и к каменноугольно-нижнепермским карбонатным породам (см. табл. 2, 3). В пределах месторождения

пробурены две скважины (Южно-Долгинская-2 и Северо-Долгинская-1). По предварительным оценкам извлекаемые запасы нефти по категориям C_1+C_2 оцениваются 235,8 млн т (C_1 – 0,9 млн т).

Геологическая и нефтегазопромысловая характеристики других месторождений (Варандей-море, Медынское-море, Ледовое, Лудловское, Северо-Кильдинское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское) приведены в табл. 2, 3.

6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ

В пределах арктических акваторий и прилегающей суши известны 12 нефтегазоносных бассейнов. Пять из них (Аляскинско-Чукотский, Маккензи-Боффорта, Свердруп, Норвежский, часть Баренцеворского) находятся за пределами России. В пределах Западно-Сибирского, Тимано-Печорского, Баренцевоморского НГБ России, Аляскинско-Чукотского (США), Норвежского (Норвегия), Свердруп, Маккензи-Боффорта (Канада) НГБ обнаружены крупные по запасам месторождения нефти и газа (см.табл. 1). В пределах Норвежского НГБ осадочный чехол представлен преимущественно терригенными верхнепалеозойскими, мезозойскими, кайнозойскими породами мощностью 5-6 км с прослоями триасовой каменной соли. Залежи газа и нефти выявлены в песчаниках триаса, юры. Осадочный чехол Аляскинско-Чукотского НГБ представлен верхний палеозой-мезозойскими породами. Его мощность изменяется от 1 км на поднятии Барроу до 8,5 км в прогибе Колвил. Залежи нефти и газа известны в каменноугольных, триасовых, юрских, меловых породах. В пределах бассейна Маккензи-Боффорта обнаружено три десятка месторождений нефти и газа в песчаниках мела и палеогена и известняках девона. Верхний палеозой-кайнозойский осадочный чехол бассейна Свердруп представлен песчано-глинистыми отложениями с прослоями известняков мощностью от 2,0 км (на поднятиях) до 12 км (во впадинах). Здесь обнаружено два десятка месторождений в терригенных породах триаса, юры и нижнего мела и известняках девона. Наиболее крупные месторождения газа – Хекла (200 млрд $м^3$), Дрейк-Поинт (150 млрд $м^3$).

Нефтегазоносные комплексы, залежи нефти, газоконденсата и типы ловушек в бассейнах западной части арктических акваторий и прилегающей суши показаны на рис. 17. Они приурочены в основ-

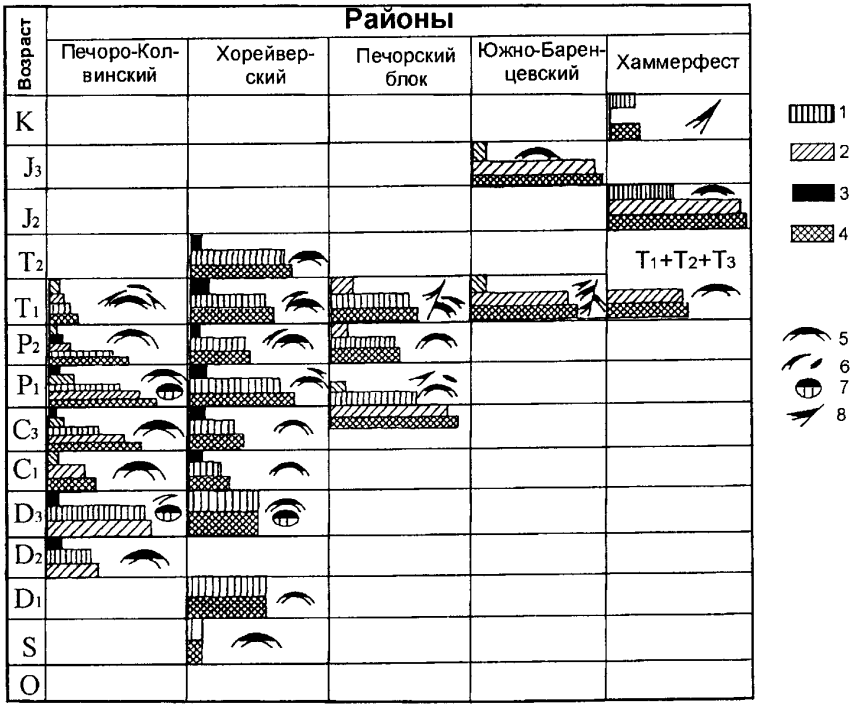


Рис. 17. **Приуроченность залежей нефти и газа к стратиграфическим комплексам и типам ловушек в западной части Арктического региона** (*по материалам работы* [7])

1-4 – залежи и их размеры: *1* – нефти, *2* – газа, *3* – попутного газа, *4* – углеводородов; *5-8* – типы ловушек: *5* – антиклинальные, *6* – литологически ограниченные, *7* – биогермные, *8* – тектонически экранированные

ном к палеозойским разрезам. Наиболее крупные залежи связаны с антиклинальными и биогермными ловушками.

Нефтематеринские толщи и залежи в мезозойских отложениях Арктики, включая зарубежные регионы, показаны на рис. 18. Нефтематеринские толщи здесь приурочены к морским отложениям, богатым органическим веществом. Во всех бассейнах региона распространены нефтематеринские породы верхней юры-низов мела, триасовые НМТ распространены на Северной Аляске, в бассейне Свердруп (см. рис. 18).

В пределах Баренцевоморского ГНБ (рис. 19) обособляются четыре перспективно нефтегазоносных комплекса: *палеозойский (предполагаемый), триасовый, юрский и меловой (предполагаемый).*

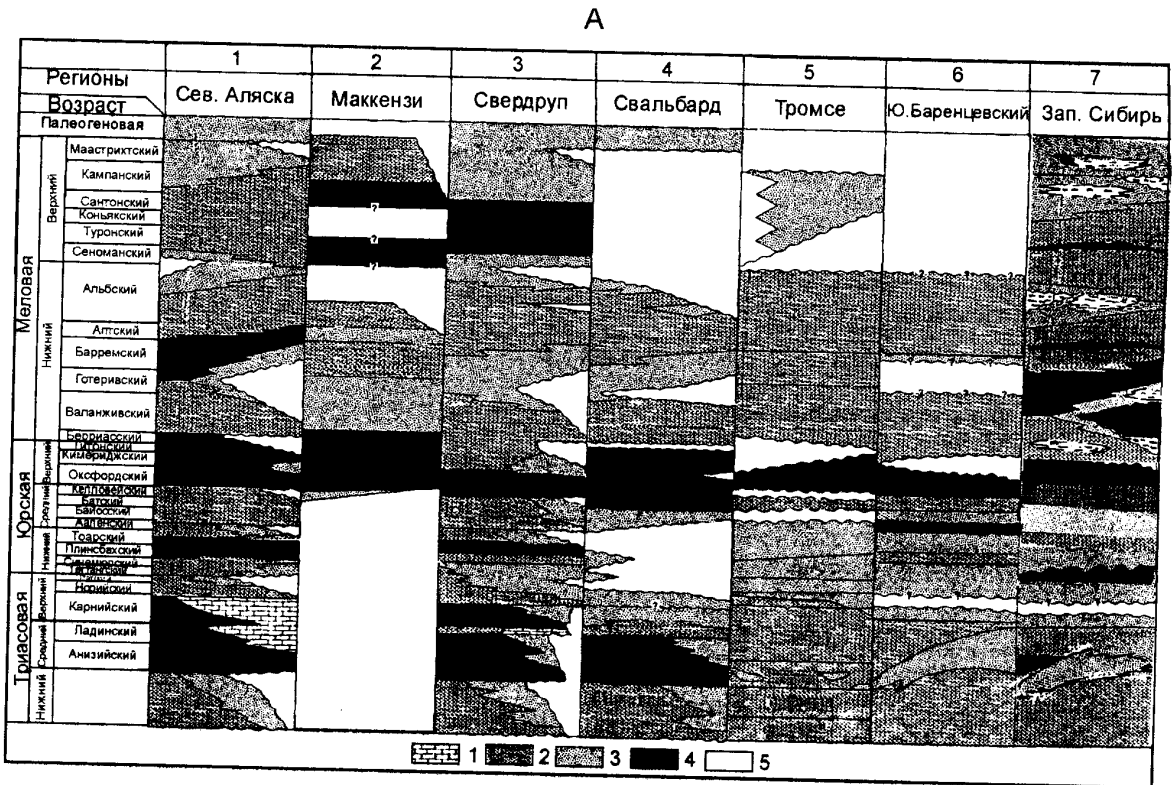
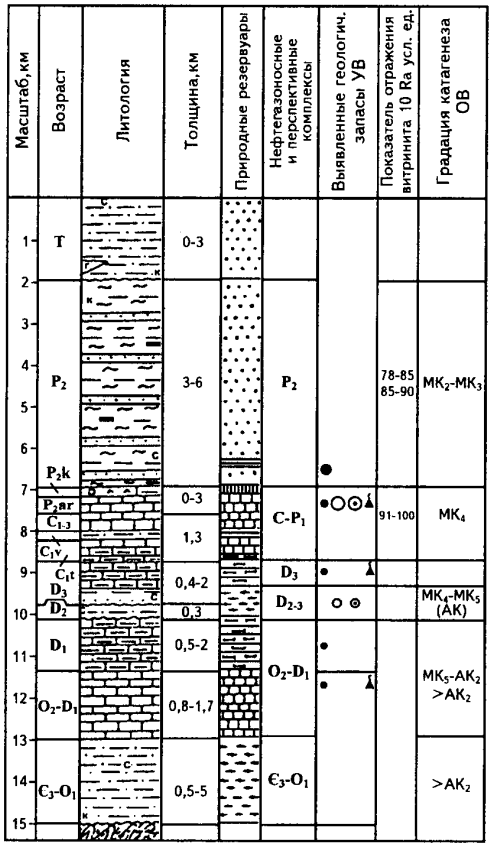


Рис. 18. **Нефтегазоматеринские толщи в разрезе мезозоя арктических акваторий и прилегающей суши**
(*по материалам T.L. Leith, H.M. Weiss и др., 1993; А.Э. Конторовича и др., 1999; М.Я. Рудкевича и др., 1988; работы* [7] *и др.*)

1-3 – породы: *1* – известняки; *2* – глины, сланцы, алевролиты, *3* – песчаник, *4* – нефтематеринская толща, *5* – отсутствие отложений

Масштаб, км
Возраст
Литология
Толщина, км
Природные резервуары
Нефтегазоносные и перспективные комплексы
Вскрытые геологич. запасы УВ
Показатель отражения витринита 10 Ra усл. ед.
Градация катагенеза ОВ
KZ
K
J
T
P
C
O-D
ПК
ПК3-МК1
МК2-МК3?-(АК1)
(АК2-АК3)
АК2-АК3
ПК3-МК3 >АК2
А
Б
Масштаб, км
Возраст
Литология
Толщина, км
Природные резервуары
Нефтегазоносные и перспективные комплексы
Вскрытые геологич. запасы УВ
Показатель отражения витринита 10 Ra усл. ед.
Градация катагенеза ОВ
J-KZ
T
P1-2
C1v
D3-C1t
D3f1
D2
O2-D1
ПК
ПК-МК1
МК1-МК2
(МК2)-МК3
МК3-МК4
(МК3-АК)



В

Рис. 19. **Сравнение нефтегазоносности Баренцевоморского ГНБ и Тимано-Печорского НГБ**

А – Баренцевоморский ГНБ; Б-В – Тимано-Печорский НГБ: Б – суббассейн внутренней зоны пассивной окраины, В – суббассейн внешней зоны пассивной окраины; *1-13* – породы: *1* – грубообломочные, *2* – песчаники, *3* – песчано-глинистые, *4* – алевролиты, *5* – глины, *6* – известняки, доломиты, *7* – глинистые известняки, мергели, *8* – ангидриты, *9* – соль, *10* – уголь, 11 – базальты, *12* – сероцветные, *13* – красноцветные; *14* – складчатое основание; *15* – несогласное залегание; *16* – вода; *17-24* – породы-коллекторы и покрышки: *17* – терригенные коллекторы, *18* – чередование терригенных коллекторов и флюидоупоров, *19* – терригенные породы с низкоемкими коллекторами и ненадежными флюидоупорами, *20* – глинистая покрышка хорошего качества, *21* – карбонатные коллекторы, *22* – терригенно-карбонатные коллекторы и покрышки разного качества, *23* – низкоемкие карбонатные коллекторы и ненадежные глинисто-карбонатные покрышки, *24* – эвапоритовые и глинистые покрышки хорошего качества; *25-27* – выявленные геологические запасы УВ: *25* – уникальные: нефти (а), газа (б), 26 – крупные: нефти (а), газа (б), конденсата (в); *27* – средние и мелкие: нефти (а), газа (б), конденсата (в); *28* – промышленные притоки: нефти (а), газа (б); *29* – нефтепроявления на поверхности и в шахте, *30* – битумопроявления и залежи битумов на поверхности

Мощность ***палеозойского комплекса*** изменяется от 1,5 на востоке до 4,8 км – на западе. Залежей в этом комплексе пока не обнаружено. Однако в сопредельном Тимано-Печорском НГБ выявлены залежи нефти (см. табл. 1-3). Залежи нефти и газа в ***триасовом и юрском комплексах*** в пределах Баренцева и Печорского морей связаны с массивными, пластовыми сводовыми, пластовыми тектонически экранированными резервуарами. Коллекторами служат карбонатные породы, песчаники, алевролиты). Строение залежей наиболее значимых месторождений показаны на рис. 16. Основными нефтегазоматеринскими толщами в западной части арктических акваторий можно считать отложения среднего и верхнего палеозоя, обогащенные органикой в краевых зонах древних впадин (см. рис. 19). В центральных частях впадины качество нефтегенерирующих толщ должно улучшаться. Известно, что разрезы нижнего девона Новой Земли представлены битуминозными известняками мощностью 120 м. Здесь отмечено проявление природного битума. На о.Пионер (Северная Земля) обнаружены битуминозные, пропитанные мальтами и асфальтенами, породы в разрезе эйфельского яруса среднего девона мощностью 80 м. В пределах Печорского и Баренцева морей, по мнению Ю.И. Галушкина, Г.Е. Яковлева, наиболее значительные объемы нефти могли продуцировать породы силура-нижнего девона Кольской моноклинали; верхнего девона – в пределах Поморской и Кольскоморской площадей; карбона-нижней перми – на Кольском участке. Газогенерационные процессы связаны также с отложениями силура-нижнего девона на Мурманской и Поморской площадях. Процессы геотермической деструкции могли способствовать переходу жидких углеводородов в газообразное состояние (Ю.К. Галушкин, Г.Е. Яковлев, 2006).

В результате геологоразведочных работ, проведенных в 2006-2008 гг. в пределах Адмиралтейского вала Баренцева моря выявлено 18 антиклинальных и неантиклинальных ловушек, а в акватории Печорского моря обнаружено 10 новых антиклиналей. Имеющиеся геолого-геофизические данные позволяют надеяться на открытие здесь новых газовых и нефтяных месторождений. *Наиболее перспективными следует считать окраинные зоны Баренцевоморского ГНБ (зоны поднятий, включающие своды Ферсмана, Федынского, Адмиралтийского вала и др.). Определенный интерес для поисков новых ловушек для нефти и газа представляет недостаточно изученная акватория южной части архипелага Франца-Иосифа. В этой связи рекомендуется проведение сейсморазведки в акватории трогов Франца-Виктории и Святой Анны.*

В акватории Тимано-Печорского НГБ залежи нефти выявлены в разрезе девона, карбона, перми (см. рис. 19, табл. 1). С суши здесь протягиваются валообразные поднятия (Медынский, Сорокина и др.), нефтегазоносность которых связана с широким стратиграфическим диапазоном (от силура до триаса). Основной продуктивный комплекс связан с рифогенными и органогенными известняками каменноугольно-раннепермского возраста. Покрышками служат глины кунгурского и артинского ярусов верхней перми. *В качестве перспективных резервуаров для поисков нефти и газа здесь следует рассматривать отложения среднего, верхнего карбона, девона*, экранами для которых должны служить сульфатно-доломитовая пачка визейско-серпуховского возраста и глинисто-мергелистая пачка кыновско-саргаевского горизонта. *Возможны залежи нефти в разрезе нижней перми. Русловые и дельтовые отложения палеозоя Печорского и Баренцева морей могут быть хорошими коллекторами, которые часто перекрыты глинами перми, триаса или юры, образуя ловушки для углеводородов.* Однако на Адмиральской площади в верхней части разреза палеозоя вскрыты плотные карбонаты, фильтрационно-емкостные свойства которых невысоки.

Триасовый терригенный дельтовый газонефтеносный комплекс западной части Арктики мощностью до 6 км (см. рис. 19) содержит залежи газа в пределах Мурманского и Северо-Кильдинского месторождений. В его разрезе обнаружены нефтематеринские толщи (глины нижнего и среднего триаса). Коллекторские свойства разреза невысоки. *Перспективы газонефтеносности связаны с западной и центральной частями Баренцева моря*, с зонами газонефтенакопления северо-западного и северо-восточного направления (рис. 20).

Юрский газонефтеносный комплекс широко распространен в пределах западной части акватории и является основной нефтеперспективной толщей в пределах Баренцевоморского ГНБ. Его мощность меняется от 300-400 до 5000 м. Коллекторские свойства комплекса хорошие (см. табл. 3). Нефтематеринские толщи приурочены к глинисто-карбонатным разрезам средней и верхней юры. В кровле верхней юры развиты аргиллиты, глины, являющиеся региональной покрышкой для нефти и газа. *Наибольшие перспективы связываются с зонами газонефтенакопления северо-западного и северо-восточного простирания центральной части Баренцевоморского ГНБ*, где развиты наилучшие коллекторские свойства и благоприятные условия для генерации и аккумуляции углеводородов (см. рис. 20).

В ***юрско-нижнемеловом нефтегазоносном разрезе*** Западно-Сибирского мегабасейна, месторождения углеводородов

1
2
3
а б в г
4
-5,0
5
6
-10
7
8
9
10
11
0 100 200 км
75°
70°
80°
75°
70°
65°
60°
55°
50°
45°
40°
35°
30°
25°
Земля
Новая
-5,0
-5,0
-5,0
-5,0
-5,0

Рис. 20. **Схема прогноза зон нефтегазонакопления западной части арктических акваторий и прилегающей суши**
(*составлена с учетом данных Н.А. Богданова, Е.В. Захарова, Б.В. Сенина и др.*, [1] *и др.*)

1 – месторождения нефти и газа; *2* – перспективные структуры; *3* – контуры региональных покрышек: а – нижне-среднетриасовых, б – верхнеюрских, в – туронских, г – палеозойских – в пределах Тимано-Печорского НГБ (зубцы направлены в сторону распространения покрышек); *4* – глубина залегания подошвы осадочного чехла в пределах Баренцевоморского ГНБ; *5*, *6* – основные зоны нефтегазонакопления, обусловленные: *5* – формированием рифтов в результате проявления продольных региональных сдвигов, *6* – проявлением поперечных локальных сдвигов, сбросов, осложняющих рифты; *7* – глубинные разломы; *8* – контуры глубоководной верхнеюрской толщи в пределах Карского моря; *9* – максимальные мощности триасовых отложений в пределах Баренцева моря; *10* – сдвиги; *11* – граница суши и моря

выявлены на суше (Новопортовское, Бованенское и др.). Нефтепродуцирующей толщей здесь являются морские глины верхней юры, коллекторами – песчаные пласты нижней, средней юры, нижнего мела.

В разрезе ***мелового нефтегазоносного комплекса*** месторождения углеводородов выявлены как на суше, так и в акватории Западно-Сибирского мегабассейна. Максимальная мощность меловых отложений (2000 м) приурочена к центральной части Южно-Карской и Южно-Баренцевской впадин. В пределах Западно-Сибирского мегабассейна доказано, что меловой комплекс регионально газонефтеносен (см. табл. 1). Он представлен мелководно-морскими глинами, опоками, песчаниками мощностью до 3000 м. Песчаники обладают хорошими коллекторскими свойствами, а покрышкой служат опоковидные глины. *Перспективы газонефтеносности связаны с зонами нефтегазонакопления северо-западного и северо-восточного простираний, обусловленными глубинными разломами, рифтовыми зонами* (см. рис. 9, 20). Рифтовые зоны часто разбиты на сегменты сбросами, сдвигами, которые образуют самостоятельные зоны нефтегазонакопления. Наличие рифтовых зон подтверждено сейсморазведкой в акваториях Карского моря, моря Лаптевых (С.С.Драчев, 2002). По данным Г.Н.Гогоненкова (Г.Н.Гогоненков и др., 2006), сдвиги играют большую роль при формировании зон нефтегазонакопления. В условиях сдвигового поля напряжений создаются зоны растяжения повышенной проницаемости, способствующие перемещению флюидов в поровые коллекторы. *В случае наличия надежных флюидоупоров, распространение которых показано на рис. 20, ловушки, выявленные в зонах нефтегазонакопления, следует рассматривать как перспективные.*

В акватории Карского моря в апт-сеноманских отложениях известны крупные газоконденсатные месторождения – Русановское, Ленинградское. Геологическое строение одного из них – Русановского показано на рис. 21. Предполагается, что нижележащие горизонты неокома и юры здесь также окажутся газонефтепродуктивными (см. рис. 21).

В результате геологоразведочных работ проведенных в 2006-2008 гг. в акватории Карского моря закартировано 26 антиклинальных поднятий. Предполагается, что с некоторыми из них могут быть связаны открытия новых месторождений газа и нефти, в том числе и крупных.

Нефтегазоносные комплексы в палеогеновых и неогеновых отложениях распространены в пределах субдукционных бассейнов Дальнего Востока (см. рис. 14). Их перспективы нефтегазоносности рассмотрены в ряде публикаций (В.Е.Хаин, И.Д.Полякова, 2008; Г.Л.Кириллова и др., 2004; В.С.Шеин, В.А.Игнатова, 2007; [6] и др.).

В центральной (море Лаптевых) и восточной (Восточно-Сибирское, Чукотское моря) частях арктических акваторий пока нет данных бурения. В 2006-2008 гг. в результате геологоразведочных работ в акватории моря Лаптевых обнаружено 14 антиклинальных поднятий в разрезе мел-кайнозойских отложений. Учитывая тектоническое строение (см. рис. 1, 12, 13), и данные сейсморазведки в центральной части Арктики установлено, что мощность осадочного чехла в пределах отдельных впадин, например, Центрально-Чукотской, прогиба Вилькицкого, достигает 15-20 км (рис. 22). Чехол в этих отрицательных структурах залегает на нижне-среднепалеозойских осадочных складчатых комплексах, деформированных в предкаменноугольное и в предаптское время. *Перспективными здесь могут быть толщи осадочного чехла (см. рис. 12, 13)*, начиная с карбона для северных районов, а для южных – с нижнего мела (Восточно-Сибирское море, южная часть Чукотского моря) и с верхнего мела (море Лаптевых). Конкретных сведений о нефтематеринских толщах осадочного чехла Восточно-Сибирского, Чукотского морей, моря Лаптевых пока очень мало ([9]; И.С. Грамберг и др., 1976; Н.К. Евдокимова и др., 2008; и др.). Однако есть данные о нефте-газо- и битумопроявлениях и значительных содержаниях органического вещества в тектонических комплексах, подстилающих разрезы осадочного чехла (см. рис. 22).

На островах Котельный, Бельковский встречены проявления битума в виде антраксолитов, связанных с терригенно-карбонатными породами, как в жильном, так и в пластовом залеганиях. Наиболее

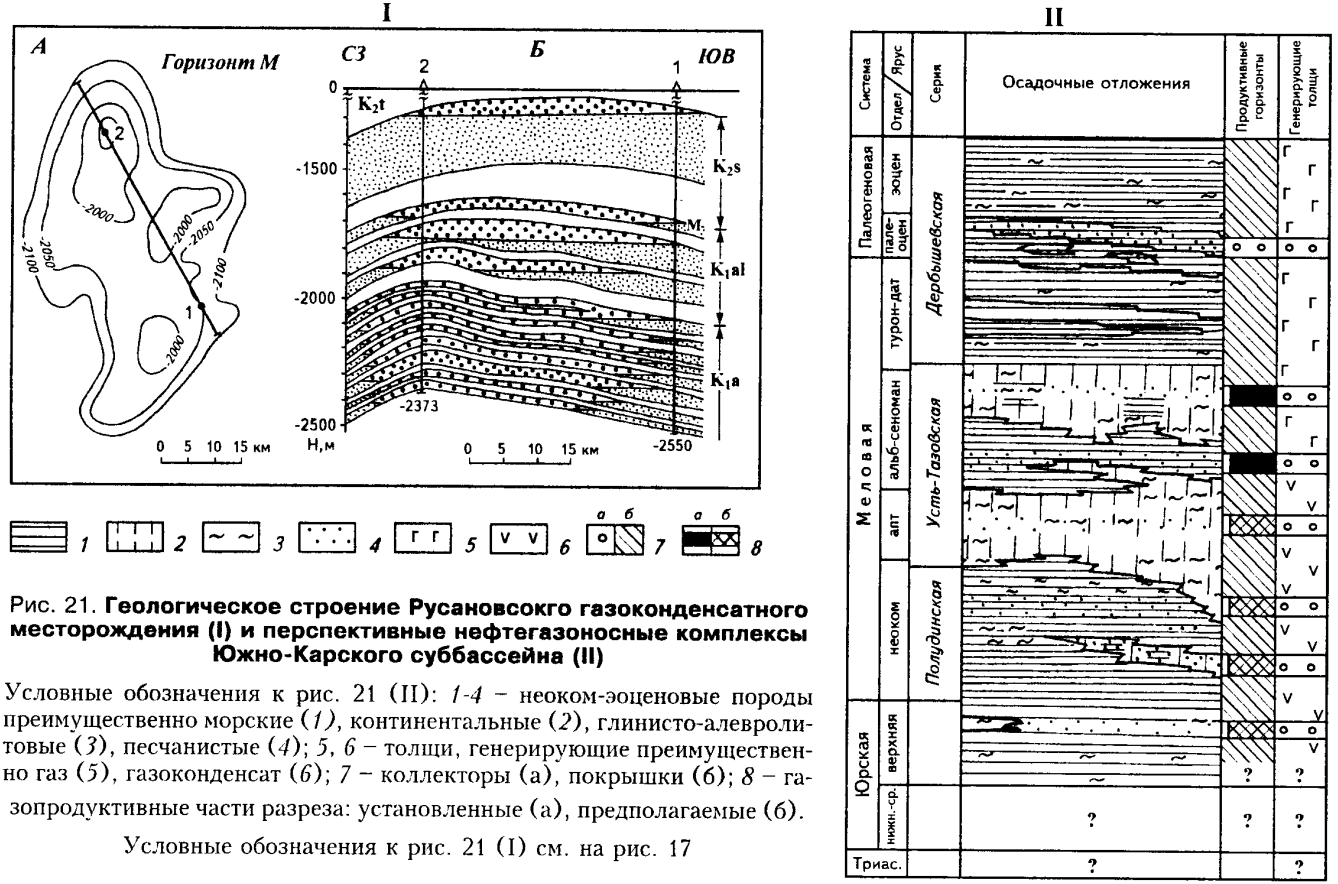


Рис. 21. **Геологическое строение Русановсокго газоконденсатного месторождения (I) и перспективные нефтегазоносные комплексы Южно-Карского суббассейна (II)**

Условные обозначения к рис. 21 (II): *1-4* – неоком-эоценовые породы преимущественно морские (*1*), континентальные (*2*), глинисто-алевролитовые (*3*), песчанистые (*4*); *5*, *6* – толщи, генерирующие преимущественно газ (*5*), газоконденсат (*6*); *7* – коллекторы (а), покрышки (б); *8* – газопродуктивные части разреза: установленные (а), предполагаемые (б).

Условные обозначения к рис. 21 (I) см. на рис. 17

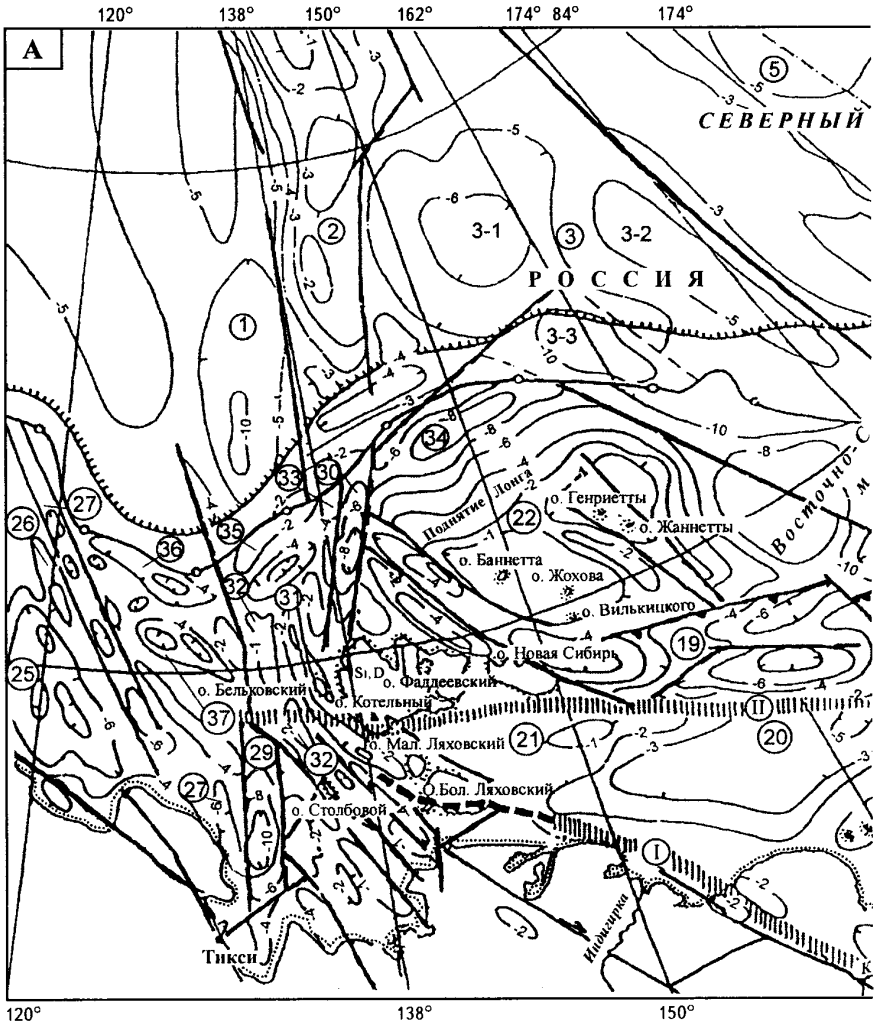
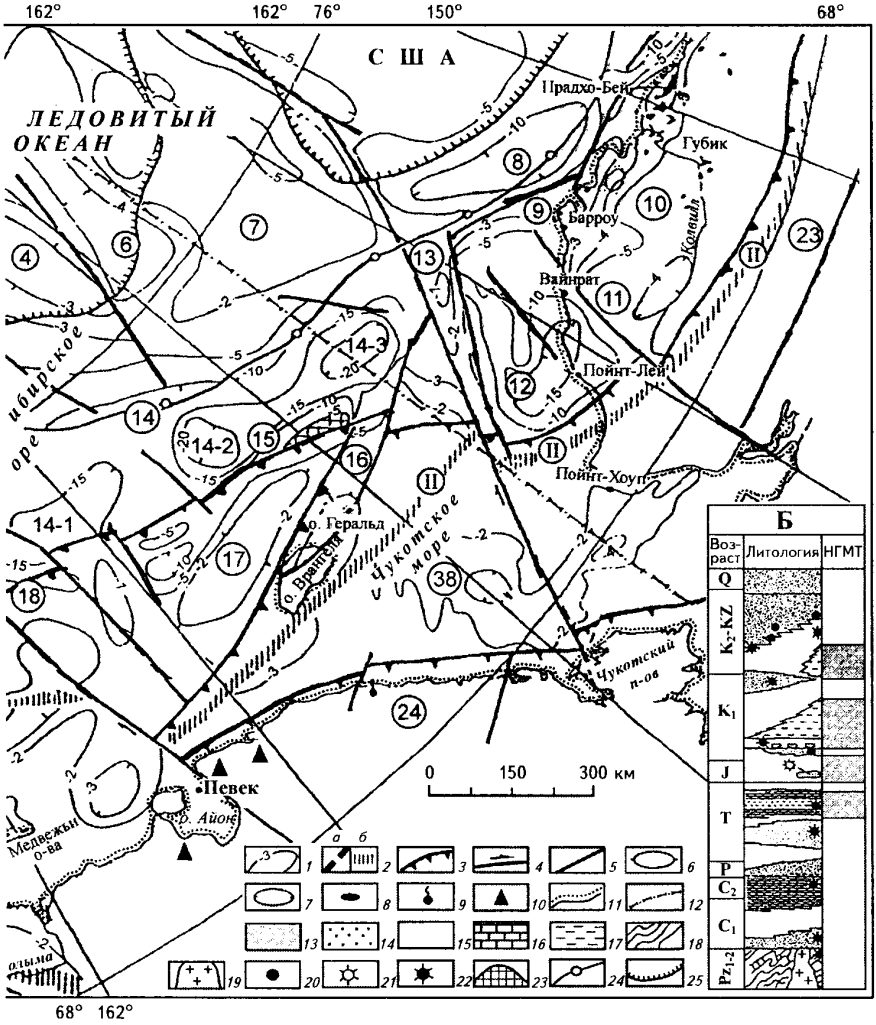


Рис. 22. **Структурно-тектоническая схема восточной части** (*составлена с использованием данных*

А – структурно-тектоническая схема; Б – распределение залежей нефти и газа и нефтематеринских толщ (НГМТ) в разрезе осадочного чехла Аляскинско-Чукотского НГБ (в пределах США): *1* – изогипсы кровли осадочного чехла; *2-5* – разломы: *2* – региональные швы столкновения плит: офиолиты на поверхности, маркирующие швы (а), швы под осадочным чехлом (б); *3* – надвиги; *4* – сдвиги; *5* – сбросы; 6 – поднятия; *7* – впадины, прогибы; *8* – месторождения нефти и газа Северной Аляски (в пределах США); *9* – нефтепроявления на поверхности; *10* – битумопроявления; *11*, *12* – границы: *11* – суши и моря, *12* – государственная; *13* – нефтегазоматеринские толщи; *14-17* – породы: *14* –



арктических акваторий и прилегающей суши
О.В. Ивановой, Б.И. Кима, К.Н. Кравченко, [7-9] *и др.*)

песчаники, гравелиты, конгломераты, *15* – глины, алевролиты (морские), *16* – известняки, доломиты, *17* – уплотненные морские глины; *18, 19* – складчатое основание: *18* – осадочно-складчатые метаморфизованные породы, *19* – граниты; *20, 22* – залежи: *20* – нефти, *21* – газа, *22* – нефти и газа; *23* – предполагаемые месторождения нефти и газа; *24* – бровка шельфа; *25* – граница континентального склона и глубоководных котловин.

Основные структуры по подошве осадочного чехла (арабские цифры в кружках): 1 – Амундсенская океаническая котловина, 2 – хребет Ломоносова, 3 – впадина Толля (Подводников), 4 – поднятие Менделеева, 5 – впадина Северо-

значительные скопления антраксолитов приурочены к нижне- и среднедевонским отложениям (В.В. Иванов, Б.А. Клубов, 1979). Антраксолитоподобные минералы встречены в силурийских органогенных кремнистых известняках. Проявления мальт и асфальтов зафиксированы в нижне-среднетриасовых и карнийских глинистых породах (В.В. Иванов, 1988). Естественные газопроявления выявлены в глубоко погруженных частях Восточно-Сибирского и Чукотского морей (S. Neben, и др., 1998; D.K. Thurston, L.A. Thess, 1987). В обнажениях Верхояно-Чукотской орогенной области известно проявление нефти – Пильгин в меловых отложениях, а также многочисленные битумопроявления. Вязкие битумы обнаружены в пермских отложениях Булкурской и Чекуровской антиклиналей, Верхоянского мегаантиклинория. На западном крыле Булкурской антиклинали установлен слой битумонасыщенных (мальтой) песчаников в базальном горизонте верхней перми. На северном крыле Чекуровской антиклинали в песчаниках пермских отложений выявлены битумы. Проявления типа керита и антраксолита широко развиты в отложениях венда и кембрия в пределах Чекуровской и Булкурской антиклиналей. На Чекуровской антиклинали (хр. Туора-Сис) проявление керита связано с пластом кавернозного доломита вендского возраста. Основные проявления установлены по р. Хатыстах. Керит обнаружен в кальцитовой жиле, секущей пачку плитчатых слабобитуминозных известняков среднего кембрия. Проявления антраксолитов в верхнедевонских разрезах установлены в дельте

←

морцев, 6 – впадина Северного полюса, 7 – Чукотское поднятие, 8 – Канадская океаническая котловина, 9 – Вал Барроу, 10 – Аляскинская аллохтонная зона, 11 – Колвиллский прогиб, 12 – Восточно-Чукотская впадина, 13 – Чукотский горст, 14 – Вилькицкий прогиб (14-1 – Западный, 14-2 – Центральный, 14-3 – Восточный), 15 – Северо-Геральдийское поднятие, 16 – Врангелевская аллохтонная зона, 17 – Северо-Врангелевское поднятие, 18 – Западно-Врангелевская группа впадин и поднятий, 19, 20 – прогибы: 19 – Новосибирский, 20 – Благовещенский, 21, 22 – поднятия: 21 – Восточно-Ляховское, 22 – Де-Лонговское, 23, 24 – орогены столкновения плит: 23 – Брукский, 24 – Верхояно-Чукотский, 25-37 – Лаптевская горсто-грабеновая зона: 25 – Южно-Лаптевский грабен, 26 – горст Трофимова, 27 – Ленский грабен, 28 – горст Минина, 29 – Омолонский грабен, 30, 31 – грабены: 30 – Анисинский, 31 – Бельковско-Святоносский, 32, 33 – горсты: 32 – Столбовской, 33 – Бельковский, 34 – Северо-Лонговский прогиб, 35 – Северо-Лаптевское поднятие, 36, 37 – прогибы: 36 – Шельфовый, 37 – Северо-Бельковский, 38 – Южно-Чукотский

Глубинные швы столкновения плит (римские цифры в кружках; индекс в скобках – возраст образования швов): I – Южно-Анюйский (K_1), II – Врангеля-Брукса (K_2-Р)

р. Лены у м. Крест-Хомо и на о. Столбовой. Первое проявление расположено в разрезе верхнедевонских пород. В районе мыса Кибера проявление антраксолита прослеживается на расстоянии 15 м по простиранию пласта песчаника верхнего девона и в пластах песчаников среднего карбона. Кериты в терригенных породах нижнего триаса выявлены на побережье Колючинской губы. В районе Палянского ртутного месторождения обнаружено проявление антраксолитов в глинистых сланцах, алевролитах и песчаниках верхнего триаса, разбитых трещинами кливажа и сбросами. Антраксолит в виде миллиметровых выделений связан с прожилками карбонатного состава. На побережье Чаунской губы антраксолиты выявлены в районе мысов Наглейнын и Млелин. В районе мыса Наглейнын антраксолит залегает в кварцевых прожилках внутри 20-метровой пачки ленточных филлитизированных глинистых сланцев верхней юры. В районе мыса Млелин проявление антраксолита связано с отложениями нижнего мела. В районе Аляски известно нефтепроявление и битумопроявление на р. Коколика.

О значительном содержании органического вещества в тектонических комплексах, подстилающих осадочный чехол, известно в нескольких районах. Например, на о. Котельный в сланцах среднего девона содержание $C_{орг}$ достигает 7,3%, в мергелях – 3,8%; ОВ сапропелевого типа. Здесь же отмечено наличие асфальта, керитов. Катагенез этих пород достигает стадий $МК_3$-$МК_4$. В глинистых сланцах верхнего девона (о. Котельный) содержание $C_{орг}$ составляет 0,4-2,76%. Наличие ОВ сапропелевого типа зафиксировано в аргиллитах триаса и юры, содержание $C_{орг}$ в них изменяется от 0,6 до 3,0% (В.В. Иванов, 1988). В сланцах нижнего карбона о. Врангеля содержание $C_{орг}$ 0,3-3,06%, катагенез – АК, а в разрезе триаса содержание $C_{орг}$ составляет 0,43-4,06% при преобразованности пород до стадии позднего апокатагенеза, т.е. породы складчатого основания либо переходного комплекса здесь содержат нефтематеринские толщи. Их углеводородный потенциал, видимо, реализован не полностью и может служить источником для формирования залежей в ловушках осадочного чехла.

Нефтематеринские толщи в осадочном чехле известны в пределах Аляскинско-Чукотского НГБ на территории и акватории США. К ним относятся глины триаса (содержание $C_{орг}$ до 8%), глины юры ($C_{орг}$ 1,3-2,7%), глины баррема ($C_{орг}$ 0,6-5,6%), углистые отложения альба ($C_{орг}$ до 10%).

Мощность нижнетриасовых терригенных отложений с преобладанием глин (аналога свиты Ивишак), по данным бурения скважин,

равна 200 м. Водородный индекс HI составляет 300 мг УВ/г $C_{орг}$ и соответствует II/III типу на глубине (сапропелево-гумусовый состав ОВ). Катагенез ОВ на глубине 3,5 км находится в пределах градации $МК_2$ (R_o = 0,66-0,84). Нередко пласты глин содержат прослои и линзы песчаников с пористостью 10-13%. В восточном направлении от скважин Пид, Даймонт, Клондайк глины рассматриваемой нефтематеринской толщи замещаются песчаниками, и в пределах месторождения Прадхо-Бей свита Ивишак превращается в коллектор, который содержит легкую нефть.

Средне-верхнетриасовые отложения мощностью 110-120 м (аналог свиты Шаблик) представлены темно-серыми и черными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников, известняков. В терригенных разностях пород ОВ представлено продуктом разложения водорослей, что обусловило высокий нефтематеринский потенциал этих отложений. Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах составляет 1,3-2,7%, значение водородного индекса HI – 400-450 мг УВ/г $C_{орг}$. В карбонатах значение этого показателя – 600-650 мг УВ/г $C_{орг}$, что соответствует I/II типу керогена (сапропелевое ОВ).

Пористость прослоев песчаников, по данным разрезов скважин, от 12 до 17% при проницаемости 0,001-0,002 мкм^2. Уровень преобразования ОВ нефтематеринской свиты среднего-верхнего триаса (Шаблик) $МК_1$-$МК_3$ при R_o = 0,66-0,95. При этом тесной связи с глубиной не наблюдается. Например, в скважине Клондайк на глубине 3,2 км катагенез ОВ находится в пределах градации $МК_1$, а в скв. Пид на глубине 2,9 км градация катагенеза достигает зоны $МК_3$ или даже выходит за ее пределы (Н.К. Евдокимова и др., 2008).

Нефтематеринская толща верхней юры – нижнего мела (аналог свиты Верхний Кингак. Купарук, Пеббл-Шейл) представлена переслаиванием пачек глин и песчаников мощностью от 100 до 750 м. Содержание $C_{орг}$ в глинах 1,6-5,4%, ОВ состоит из микрокомпонентов растительного происхождения. Водородный индекс – 100-150 мг УВ/г $C_{орг}$, ОВ гумусовой природы с газоматеринским потенциалом (кероген III типа). Уровень преобразованности ОВ на глубинах 2,5-3,0 км соответствует градациям $МК_1$-$МК_2$ (R_o = 0,6-0,8). Пористость песчаников 16,0-34,0% при проницаемости 0,312-0,341 мкк^2. В Центрально-Чукотской впадине рассматриваемые отложения залегают на глубине более 10 км (см. рис. 22). В этом случае градация катагенеза достигает АК. К бортам впадины катагенез будет достигать градаций $МК_4$-$МК_5$, где могут сохраниться залежи с газовым и газоконденсатным составом флюидов. В направлении от оси впадины к бортам, вероятно, происходит последовательное выклинивание

или сокращение мощностей нижележащих комплексов, что способно обеспечить формирование многочисленных стратиграфических и литологических резервуаров.

В разрезе верхней юры – нижнего мела встречены обильные газопроявления. В американской части Чукотского шельфа в отложениях нижнего мела на глубине 2,2 км обнаружено крупное газоконденсатное месторождение Бюргер.

Альбская толща мощность от 1,7 до 1 км (аналоги свит Юрок, Накушук) представлена песчаниками, в том числе турбидитовыми, глинами с прослоями углей. Мощность сокращается в сторону американского шельфа и в скв. Попкорн мощность этих пород всего лишь несколько метров. Содержание $C_{орг}$ в глинах 0,6-14%. ОВ представлено углефицированными остатками и имеет гумусовую природу (кероген III типа). Значение HI – 100-150 мг УВ/г $C_{орг}$, т.е. толща является газоматеринской. Уровень катагенеза ОВ в пределах американского сектора шельфа Чукотского моря колеблется в пределах градации $ПК_{3-2}$-$МК_1$ на глубинах 1,0-2,7 км. В российском секторе шельфа рассматриваемые отложения залегают на глубинах от 2,9 до 6,5 км. Можно предполагать, что катагенез ОВ здесь изменяется в пределах градации $МК_1$-$МК_5$. Пористость терригенных коллекторов 25-32%, проницаемость 0,063-0,416 мкм^2.

Восточно-Чукотская впадина и прогиб Вилькицкого – пассивная континентальная окраина. Эти структуры обладают большой мощностью (до 20 км) осадочного чехла, накопившимся в условиях лавинной седиментации на шельфе и на континентальном склоне пассивной окраины. Скорость осадконакопления нижнемеловых пород здесь достигает 420 м/млн лет в условиях резкого перепада давления. Особенности катагенетических преобразований ОВ в бассейнах с лавинной седиментацией существенно отличаются от закономерностей катагенеза в бассейнах с низкими и нормальными скоростями осадконакопления. Из-за геотермического градиента, недостаточной литифицированности пород в бассейнах лавинной седиментации наблюдается растянутость, нечеткость зон катагенеза, их огромная (до 2-15 км) мощность (И.С.Грамберг и др., 2001). В Южно-Баренцевской впадине, например, с лавинной седиментацией в триасе мощность нижних зон катагенеза в некоторых участках достигает 4 км и более, тогда как при нормальных и низких темпах осадконакопления мощность зон катагенеза в этих же толщах не превышает первых сотен метров. В Южно-Каспийской впадине, где скорость осадконакопления достигает 800 м/млн лет, зона генерации УВ растягивается до глубины 12-14 км (Н.К.Евдокимова и др., 2008). Пе-

речисленные факты объясняются тем, что быстро накапливающаяся толща не успевает приспособляться к меняющимся термобарическим условиям из-за быстро поступающего огромного объема осадочного материала. С лавинной седиментацией здесь связано образование крупных клиноформных тел, глиняного диапиризма, поступление большого количества полигенетического органического материала, растянутость по вертикали зон катагенеза. Следствием перечисленных процессов в прогибе Вилькицкого Восточно-Чукотской впадины является формирование мощного растянутого по вертикали этажа нефтегазообразования по типу Южно-Каспийской и Южно-Баренцевской впадин, в которых нефтегазообразование растянуто до огромных глубин (10-16 км). Учитывая модель катагенеза прогибов с влиянием лавинной седиментации, можно предположить, что нижняя граница зоны мезокатагенеза нижнемеловых отложений расположена на глубине около 12-14 км. При этом суммарная мощность генерирующей толщи может достигнуть 9 км.

Описанные геологические условия осадконакопления в этих прогибах способствовали тому, что достаточный для генерации уровень преобразования ОВ был достигнут не только меловыми, но и палеоценовыми отложениями (Н.К. Евдокимова и др., 2008).

К России относится небольшая часть площади Аляскинско-Чукотского НГБ. На территории США этот бассейн хорошо изучен. Здесь выявлено несколько крупных месторождений нефти и газа (см. рис. 22). В пределах российских акваторий выделен Восточно-Арктический потенциально нефтегазоносный бассейн, отделяющийся от Аляскино-Чукотского Чукотским горстом. Российская акватория изучена сейсморазведкой, где по аналогии с Аляскинско-Чукотским НГБ в разрезе осадочного чехла выделяется ряд сейсмостратиграфических комплексов (K.W. Sherwoocl, 1998): средне-нижнепалеозойский (франклинский), каменноугольно-нижненеокомский (эллесмерский) и мел-кайнозойский (брукский) (рис. 23). Нижне-среднепалеозойский комплекс скорее всего является складчатым основанием, каменноугольно-неокомский и верхний неоком-кайнозойский – осадочным чехлом Аляскинско-Чукотского НГБ. В разрезе этого бассейна выявлено более трех десятков месторождений нефти и газа (см. рис. 22), в том числе крупные по запасам (Прадхо-Бей – 1,8 млрд т нефти, 0,7 трлн м^3 газа, Купарук – 200 млн т нефти). Залежи Прадхо-Бей приурочены к песчаникам пермо-триаса, более мелкие – к известнякам карбона, песчаникам неокома. Продуктивные горизонты других зон нефтегазонакопления известны в меловых и

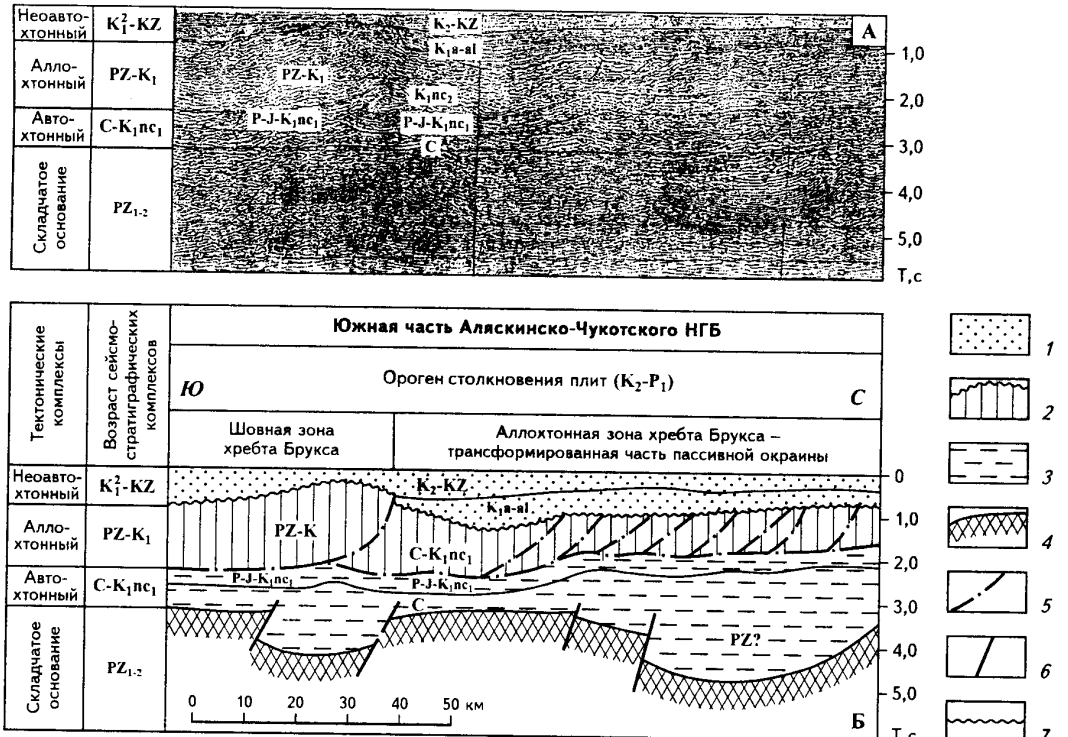


Рис. 23. **Геологическая модель строения Аляскинско-Чукотского нефтегазоносного бассейна** (*составлена с учетом материалов* [8, 9] *и др.*)

А – временной разрез, Б – интерпретация временного разреза; *1-4* – тектонические комплексы: *1* – неоавтохтонный (K_1^2- KZ – брукский), *2* – аллохтонный (PZ-K_1), *3* – автохтонный (C-K_1nc$_1$ – эллесмерский), *4* – складчатое основание (PZ_{1-2} – франклинский); *5* – надвиги; *6* – другие разломы; *7* – несогласное залегание пород

триас-юрских отложениях как в аллохтонном (месторождение Губик и др.), так в автохтонном комплексах.

Крупнейшее месторождение Прадхо-Бей образовалось в разрезе поздний девон-меловой Аляскинской пассивной окраины палеоконтинента Арктида (рис. 24). Эта окраина была деформирована в результате столкновения плит перед карбоном, образовав складчатое основание, и перед палеогеном, образовав аллохтонный комплекс из пород карбона-верхнего мела. В результате образовался хребет Брукса (шовная зона), алохтонная зона (> 100 км), а в ее фронтальной части сформировалось крупное автохтонное поднятие Барроу, в резервуаре которого сформировались крупнейшие залежи. Сравнение геологического строения Аляскино-Чукотского и Восточно-Арктического бассейнов (см. рис. 24) показывает, что западная часть последнего во многом напоминает тектоническое положение зоны нефтегазонакопления Прадхо-Бей, т.е. здесь, видимо, как и в Аляскинско-Чукотском НГБ проявляется сходная последовательность смены тектонических зон: ороген столкновения плит (о. Врангеля) сменяется аллохтонной зоной (установлена лишь в пределах о. Врангеля), которая в свою очередь переходит в Вилькицкую пассивную континентальную окраину, венчающуюся Канадской океанической котловиной с океаническим фундаментом – на севере

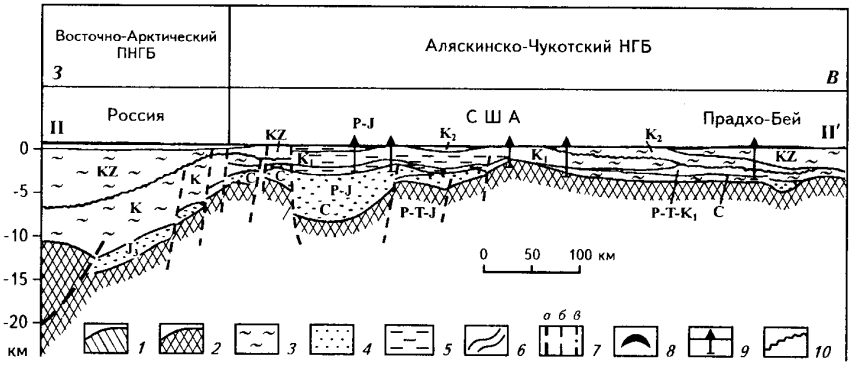
Рис. 24. **Сравнение геологического строения Аляскинско-Чукотского нефтегазоносного бассейна США и Восточно-Арктической потенциально нефтегазоносного бассейна России** (*составлено с учетом материалов* [8, 9] *и др.*)

Геологические модели строения: А – Аляскинско-Чукотского НГБ по линии I–I′; Б, В – Восточно-Арктического ПНГБ по линии II–II′ (Б), по линии III–III′ (В); Г – расположение профилей I–I′, II–II′ III–III′.

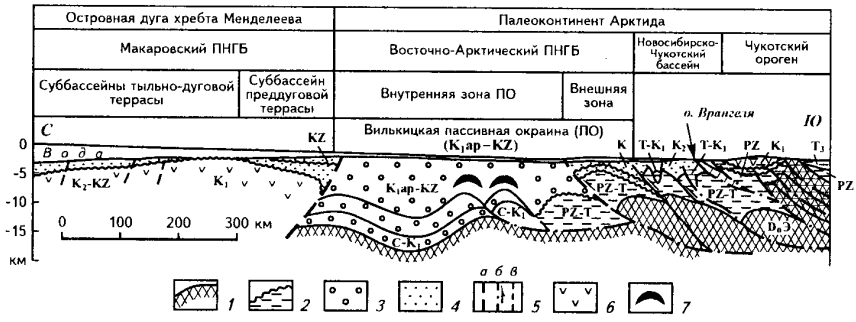
Профили А и Б: 1-5 – тектонические комплексы: *1* – позднеюрско-кайнозойский океанический фундамент, *2* – допозднедевонское складчатое основание, *3-5* – поздний девон-кайнозойские комплексы осадочного чехла: *3* – пассивно-окраинный, *4* – рифтовый, *5* – надрифтовый; *6* – деформированная часть осадочного чехла, *7* – разломы: глубинные (а), сбросы (б), надвиги (в); *8* – залежи нефти и газа, *9* – пробуренные скважины, *10* – основное несогласие.

Профиль В: 1, 2 – тектонические комплексы основания: *1* – докембрийский кристаллический фундамент, *2* – складчатое основание (породы палеозойско-триасовой пассивной окраины, деформированной в предоксфордское время с надвинутой на неё нижнемеловой островной дугой, дислоцированной повторно в раннем мелу); *3, 4* – осадочный чехол: *3* – каменноугольно-нижнемеловой и нижний мел (апт)-кайнозойский, *4* – верхний мел-кайнозойский; *5* – разломы: глубинные (а), надвиги (б), сбросы (в); *6* – островодужные нижнемеловые породы складчатого основания; *7* – прогнозируемые месторождения нефти и газа по аналогии тектонического положения с месторождением Прадхо-Бей (США)

Аляскинская пассивная окраина
Ороген столкновения Брукса (K2-P1)
Канадская океаническая впадина
Поднятие Барроу
Аллохтонная зона
Шовная зона
I С
Прадхо-Бей
Губик
Ю I'
Вода
KZ
PZ1-2
J3-KZ
C-J
P-K1
D3-C3
D3-J
0
-5
-10
-12
км
А
72°
II'
64°
252°
180°
п-ов Аляска
США
о. Врангеля
Россия
Анадырь
0 50 100 км
Г


Восточно-Арктический ПНГБ
Аляскинско-Чукотский НГБ
З
В
II
Россия
США
Прадхо-Бей
II'
KZ
P-J
P-T-J
P-T-K1
C
0
-5
-10
-15
-20
км
0 50 100 км
а б в
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Б


Островная дуга хребта Менделеева
Палеоконтинент Арктида
Макаровский ПНГБ
Восточно-Арктический ПНГБ
Новосибирско-Чукотский бассейн
Чукотский ороген
Суббассейны тыльно-дуговой террасы
Суббассейн преддуговой террасы
Внутренняя зона ПО
Внешняя зона
о. Врангеля
С
Ю
Вода
KZ
Вилькицкая пассивная окраина (ПО) (K1ap-KZ)
K1ap-KZ
K2-KZ
K1
C-K1
PZ-T
T-K1
PZ
D3
0
-5
-10
-15
км
0 100 200 300 км
а б в
1 2 3 4 5 6 7

В

(см. рис. 24), либо Макаровской островной дугой – на северо-востоке (см. рис. 10). Описанная последовательность смены тектонических зон и наличия крупных поднятий в пределах Вилькицкой пассивной окраины позволяет прогнозировать здесь крупные залежи нефти и газа, соизмеримые с запасами месторождения Прадхо-Бей. Судя по приведенным данным, мощностям (до 10-15 км) и сейсмическим скоростям (2,0-4,5 км/с), в осадочном чехле Восточно-Арктического ПНГБ могут формироваться крупные зоны нефтегазонакопления. Резервуары для нефти и газа могут быть связаны с дельтовыми толщами разветвленных каналов, каньонов, где возможны как структурные, так и неструктурные ловушки (В.Е.Хаин, И.Д.Полякова, 2006).

Перспективы нефтегазоносности субдукционных бассейнов арктических акваторий (Берингово море) и прилегающей суши рассмотрены в ряде работ, в том числе Д.Д.Агапитова (2006), В.А.Игнатовой (2003), [6] и др.

Учитывая плитотектонический вариант интерпретации эволюции, геологического строения Арктики, авторами разработаны модели геологического строения осадочных бассейнов региона и осуществлено нефтегазогеологическое районирование российской части региона [6]. Выделено пять типов НГБ, ПНГБ: I – континентальных и межконтинентальных палеорифтов и надрифтовых депрессий, II – пассивных, трансформных палеоокраин, III – океанических рифтов, IV – орогенов столкновения плит, V – областей схождения плит (активных континентальных палеоокраин, островных дуг и окраинных морей), образованных при преобладающем режиме субдукции, объединенных авторами под общим названием "субдукционные бассейны" (см. рис. 15).

К группе бассейнов рифтов и надрифтовых депрессий Арктики относятся Баренцевоморский ГНБ, Лаптевский ПНГБ, а также суббассейны Западно-Сибирского МНГБ, который имеет двухэтажное строение: нижний этаж – доюрский, верхний – доюрско-меловой, включающий Южно-Карский, Гыданский и Ямальский НГБ. К бассейнам пассивных континентальных палеоокраин принадлежат Тимано-Печорский НГБ, Мезенский ПНГБ, Енисейско-Анабарский, Лено-Вилюйский ГНБ, Аляскинско-Чукотский НГБ, Восточно-Арктический ПНГБ. Амеразийский и Евразийский ПНГБ – бассейны океанических рифтов, а к бассейнам орогенов столкновения плит относятся Верхоянский, Зырянский ВНГБ, Новосибирско-Чукотский ПНГБ, к субдукционным бассейнам – Западно-Камчатский ГНБ,

Пенжинский, Ильпинско-Карпинский, Олюторско-Командорский, Наваринский, Макаровский ПНГБ.

Более подробные сведения о плитотектонических моделях геологического строения перечисленных бассейнов приведены в работе [3], а о перспективах нефтегазоносности – в работах [1, 6-9], в работе "Нефть, газ Арктики" (2006) и других публикациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог рассмотрению геологии и нефтегазоносности Арктики, можно отметить следующее.

Главные структуры, определяющие строение разных районов Арктики, – Восточно-Европейский, Сибирский, Северо-Американский палеоконтиненты, Арктический (Арктида), Баренцевский, Западно-Сибирский мезоконтиненты, Доуральский, Уральский, Палеоазиатский, Панталасский, Япетусский, Южно-Анюйский, Северный Ледовитый океаны. В пределах указанных структур развивались рифты, пассивные, активные континентальные палеоокраины, орогены столкновения плит, способствуя формированию нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных бассейнов. В истории развития структур Арктического региона выделены рифейско-кембрийский, среднекембрийско-раннедевонский, среднедевонско-триасовый, юрско-раннемеловой, поздний мел-кайнозойские этапы геодинамической эволюции.

В **протерозое** существовал суперконтинент Родиния. В *позднем протерозое* начался его распад, приведший к образованию Восточно-Европейского, Сибирского, Северо-Американского, Арктического палеоконтинентов, Доуральского и Палеоазиатского океанов.

В **среднем рифее** от Восточно-Европейского палеоконтинента были отторгнуты континентальные блоки, которые в конце рифея объединились между собой, образовав палеомезоконтинент Баренция. По его периферии в конце рифея и венда формировалась Баренцевская пассивная континентальная окраина, фрагменты которой закартированы сейсморазведкой в пределах Белого моря.

В **начале кембрия** Баренцевский палеомезоконтинент присоединился к Восточно-Европейскому палеоконтиненту. Осадочный чехол внешней зоны Баренции был смят, образовав складчатое основание, а во внутренней зоне (Кольско-Канинская моноклиналь) породы рифея-венда, скорее всего, могут рассматриваться как осадочный чехол.

Среднекембрийско-раннедевонский этап эволюции начался с формирования осадочного чехла на большей части Арктического региона (о. Новая Земля, восток Чукотки, Аляска, Тимано-Печорский, Баренцевский регионы, Урал, Пай-Хой).

В **ордовике-начале силура** возникла деструкция региона, в результате чего появился Доуральский океан, произошло накопление пассивноокраинных толщ вдоль его периферии.

В **конце силура-девоне** в одних районах Арктиды (архипелаг Шпицберген, Восточная, Северная Гренландия) произошло столкновение плит, а в других (Новая Земля, Северное Верхоянье, Новосибирские острова, восточно-Баренцевский прогиб, Пай-Хой) – начиная со среднего девона господствовало растяжение и рифтогенез.

В **среднедевонско-триасовый** этап эволюции на большей части Евроамерика-Арктического палеоконтинента и обрамляющих его областей (океаны Панталасса, Уральский) накапливался осадочный чехол (Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Западно-Сибирский регионы, Таймыр, Новая Земля, Новосибирские острова, Северная Земля, о. Врангеля, Аляска, Свердруп, Шпицберген, Чукотка). Территория Иннуитского орогена являлась областью размыва и континентального осадконакопления с раннего карбона; районы, сопредельные с океаном Панталасса (от Чукотки до Таймыра) представляли собой пассивную континентальную окраину.

К **концу перми** Уральский океан был почти полностью поглощен, сохранившись лишь ввиде Южно-Анюйского залива. Упомянутая ранее пассивная континентальная палеоокраина сменилась активной в связи с появлением зоны субдукции под Чукотку, Аляску и Таймыр.

В **триасе** Южно-Анюйский океан значительно расширился, формируя пассивную окраину на Чукотке.

В **начале триаса** Евроамерика-Арктический палеоконтинент соединился с Сибирью, образовав Лавразию и ряд орогенов столкновения плит (Уральский, Новоземельский, Таймырский).

В **юрско-раннемеловой** этап эволюции осадконакопление продолжилось в центральной части Арктики. В юрское время Арктида была отторгнута от Лавразии, в пределах Южно-Анюйского океана появились островные дуги, террейны, микроконтиненты.

В **поздней юре** возникла Канадская океаническая впадина, отделившая Чукотский и Карский блоки Арктиды.

Позднее **(готерив-баррем)** Чукотский блок был разделен на собственно Чукотский и Аляскинский. По их периферии накаплива-

лись осадочные породы Вилькицкой и Аляскинской пассивных континентальных окраин, формирование которых началось в позднем девоне. Перед карбоном эти толщи во внешних зонах были смяты, образовав складчатое основание, что доказано в пределах Аляскинско-Чукотского НГБ.

К **началу апта** Южно-Анюйский океан был поглощен полностью, в результате чего ранее образовавшийся осадочный чехол во внешних зонах пассивных окраин смялся и вновь преобразовался в складчатое основание либо в переходный комплекс, сформировав Новосибирско-Чукотский ороген (Чукотка, о. Врангеля, Ляховские острова). С апта по настоящее время формировался осадочный чехол в пределах всей площади Восточно-Арктического бассейна. На краях Чукотского блока накапливались пассивно-окраинные толщи (Вилькицкий прогиб), а во внутренних частях – рифтовые (Восточно-Чукотская впадина, Северо-Чукотский блок и др.

В **поздний мел-кайнозойский** этап эволюции зарождались океанические и континентальные рифты в центральной части Арктики. Над рифтами образовывались впадины и прогибы, а по периферии расширяющегося Северного Ледовитого океана оформлялась протяженная (более 3,5 тыс. км) пассивная континентальная окраина, еще не смятая столкновением плит. Упомянутые структуры выполнены верхний мел-кайнозойским осадочным чехлом в пределах Лаптевского, Евразийского, Макаровского, Амеразийского ПНГБ. В восточной части Арктики верхний мел-кайнозойским осадочным чехлом выполнен Новосибирско-Чукотский ПНГБ, отдельные суббассейны Верхоянского ВНГБ. В результате описанной геодинамической эволюции возникали различные плитотектонические структуры. Наиболее крупные из них показаны на рис. 1, возраст осадочного чехла в их пределах см. на рис. 12, а площади распространения тектонических комплексов, подстилающих чехол иллюстрируются на рис. 13.

Месторождения нефти и газа в пределах Арктики обнаружены в 12 нефтегазоносных бассейнах, 8 из которых находятся в пределах Российской Федерации. Залежи нефти и газа выявлены в палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложениях. Основные нефтематеринские толщи палеозойских отложений связаны с бассейнами западной части арктических акваторий (Тимано-Печорский, Баренцевоморский бассейны). Во всех бассейнах Арктического региона нефтематеринские толщи распространены в отложениях верхней юры-нижнего мела. Триасовые нефтематеринские толщи известны в ряде районов (Аляска, Баренцево море, Свердруп). Помимо из-

вестных НГБ, в пределах акваторий России выделен ряд потенциально нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов (см. рис. 14).

Залежи нефти и газа выявлены в разрезе палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений. В **палеозойском комплексе** они связаны с карбонатными коллекторами девона, верхнего карбона-нижней перми, терригенными и карбонатными – верхней перми (Тимано-Печорский НГБ). Основной нефтегазопродуктивный комплекс здесь – рифогенные и органогенные известняки верхнего карбона-нижней перми. Перспективными резервуарами для поисков нефти и газа рассматриваются отложения среднего-верхнего карбона, девона, экранами которых служат сульфатно-доломитовая толща визейско-серпуховского возраста и глинисто-мергелистая толща кыновско-саргаевского горизонта. В пределах Баренцевоморского ГНБ залежи нефти и газа в палеозойских отложениях пока не выявлены. Эти породы на большей части акваторий залегают на глубинах более 5 км. Предполагается, что средне-верхнепалеозойские отложения перспективны на поиски газа в центральных частях ГНБ и нефти и газа – по периферии бассейна, где их глубины залегания менее 5 км. Поэтому первоочередными объектами поисков углеводородов в резервуарах палеозоя рассматриваются в бортовые зоны бассейна (Адмиралтейская, Пастуховская и др. площади). В зарубежных бассейнах залежи нефти и газа известны в разрезе девона (бассейн Свердруп), карбона (Северо-Аляскинский НГБ), перми (бассейны Маккензи-Боффорта).

Триасовый терригенный газоносный комплекс распространен в пределах Баренцевоморского ГНБ. Перспективы газонефтеносности связываются с западными и центральными частями Баренцева моря, где предполагаются коллекторы хорошего качества. В зарубежных бассейнах месторождения в разрезе триаса известны в пределах Свердрупского, Норвежского, Аляскинско-.чукотского НГБ.

Юрский терригенный комплекс содержит уникальные по запасам залежи газа в пределах Баренцевоморского ГНБ. Наиболее перспективной здесь считается центральная часть ГНБ, где прогнозируются породы-коллекторы хорошего качества, благоприятные условия для генерации и аккумуляции газа и открытия крупных залежей углеводородов. В зарубежных странах залежи известны в пределах бассейнов Свердруп и Норвежского.

В разрезе **мелового терригенного комплекса** крупные залежи газа известны в пределах Карского суббассейна Западной Сибири. Предполагается, что зоны нефтегазонакопления здесь связаны

с рифтовыми структурами северо-западного и северо-восточного направлений. Вдоль этих направлений в новейшее время проявлялись сдвиги, способствуя образованию коллекторов хорошего качества. Именно с такими зонами связываются основные перспективы выявления крупных залежей углеводородов. В зарубежных странах крупные залежи газа и нефти в терригенных коллекторах нижнего мела известны в пределах Свердрупского, Аляскинско-Чукотского НГБ. Сравнение геологического строения Северо-Аляскинского НГБ (США) и Восточно-Арктического ПНГБ (РФ) позволяет прогнозировать открытие крупных залежей углеводородов и в пределах России.

Проведенный геодинамический анализ, нефтегазогеологическое районирование Арктического региона позволяют наметить перспективные плитотектонические структуры и связанные с ними НГБ, ПНГБ в порядке убывания перспектив нефтегазоносности: 1 – континентальных рифтов и надрифтовых прогибов (Южно-Карский суббассейн Западной Сибири, Баренцевоморский НГБ), 2 – пассивных континентальных палеоокраин и сопряженных с ними краевых прогибов (Тимано-Печорский, Енисейско-Анабарский, Восточно-Арктический, Аляскинско-Чукотский НГБ), 3 – пассивных континентальных палеоокраин и предорогенных прогибов (Кольско-Канинский, Предновоземельский, Предсевероземельский суббассейны Баренцевоморского ГНБ, Мезенский ПНГБ, 4 – континентальных рифтов и надрифтовых прогибов (Лаптевский ПНГБ), 5 – активных континентальных палеоокраин (Анадырский, Хатырский НГБ, Западно-Камчатский ГНБ, Пенжинский, Олюторско-Командорский, Наваринский, Алеутский ПНГБ), 6 – орогенов столкновения плит (Новосибирско-Чукотский, Верхоянский, Зырянский ПНГБ), 7 – суббассейнов нетрансформированных пассивных континентальных окраин (Шпицбергенский, Франц-Иосифовский, Карский, Северо-Земельский, Новосибирский, Западно-Ломоносовский Евразийского ПНГБ, Восточно-Ломоносовский суббассейн Макаровского ПНГБ), 8 – островных дуг (суббассейны – Западно-Менделеевский, Толля, Макарова Макаровского ПНГБ, Восточно-Менделеевский суббассейн Амеразийского ПНГБ), 9 – океанических рифтов (Нансенский, Амундсенский суббассейны Евразийского ПНГБ, Канадский суббассейн Амеразийского ПНГБ).

Первоочередными направлениями геологоразведочных работ в Арктике являются меловые и юрские отложения северной части Западно-Сибирского мегабассейна (Южно-Карский суббассейн.

Основными направлениями поисков газа и нефти в пределах Баренцевоморского ГНБ являются юрские и триасовые отложения

в центральной части бассейна, палеозойские отложения – в пределах бортовых зон. Первоочередными направлениями геологоразведочных работ в акваториальной части Тимано-Печорского НГБ должен быть поиск залежей нефти и газа в карбонатных отложениях верхнего карбона-нижней перми, среднего-верхнего карбона, девона, в терригенных породах верхней перми. Основным направлением работ в Восточно-Арктическом ПНГБ является региональное изучение, подготовка объектов поисков для газа и нефти в отложениях от карбона до палеогена, но в первую очередь – в разрезе нижнего мела.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гаврилов В.П.* Геодинамика и нефтегазоносность Арктики / В.П. Гаврилов, Ю.Ф. Федоровский, Ю.А. Тронов и др. / Ред. В.П. Гаврилов. – М.: Недра, 1993. – 329 с.

2. *Зоненшайн Л.П.* Тектоника литосферных плит территории СССР / Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузмин, Л.М. Натапов. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2 – 334 с.

3. *Клещев К.А.* Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России / К.А. Клещев, В.С. Шеин // Геология нефти и газа. – 2004. – № 1. – С. 23-40.

4. *Кораго Е.А.* Формации, тектоника и история геологического развития кимериджа Новой Земли / Е.А. Кораго, Г.Н. Ковалева, Г.В. Труханов. // Геотектоника. – 1989. – № 6. – С. 40-62.

5. *Хаин В.Е.* Тектоника континентов и океанов (год 2000-й). – М.: Научный мир, 2001.

6. *Шеин В.С.* Геология и нефтегазоносность России. – М.: ВНИГНИ, 2006. – 776 с.

7. *Arctic Geology* and Petroleum Potential /Elsevier Amsterdam, 1993. – P. 751.

8. *Roeser A.A.* Marine geophysical investigations in the Laptev Sea and the western part of the East Siberian Sea / A.A.Roeser, M.Bllock, K.Hinz, C.Reichert // Berichte zur Polarforschung. – 1995. – № 176.

9. *Undiscovered oil and gas resources*, Alaska federal offshore. Editer by Kirk W.Sherwood. – Anchorage, Alaska, 1998.

Содержание

Введение 3

1. Геолого-геофизическая изученность арктических акваторий 3

2. Геодинамическая эволюция и основные структуры региона 6

3. Нефтегазогеологическое районирование арктических акваторий и прилегающей суши 37

4. Типы нефтегазоносных (газонефтеносных), потенциально нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов, суббассейнов и условия их формирования 42

4.1. Типы нефтегазоносных (газонефтеносных) бассейнов, суббассейнов 42

4.2. Условия формирования бассейнов и суббассейнов разных типов 43

4.2.1. Бассейны и суббассейны континентальных палеорифтов и надрифтовых депрессий . . . 43

4.2.2. Бассейны и суббассейны пассивных, трансформных палеоокраин 46

4.2.3. Бассейны и суббассейны океанических рифтов 48

4.2.4. Бассейны и суббассейны орогенов столкновения плит 49

4.2.5. Бассейны и суббассейны, образованные за счет субдукции (субдукционные) 50

5. Характеристика выявленных месторождений нефти и газа арктических акваторий 52

6. Перспективы нефтегазоносности арктических акваторий . . 73

Заключение 95

Литература 100