

## Геологическое строение и нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента

А. Забанбарк<sup>1</sup>, кандидат геолого-минералогических наук,  
Л. И. Лобковский<sup>2</sup>, член-корреспондент РАН

Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН

*Рассмотрены основные структурные элементы арктической части Северо-Американского континента и связанное с ними современное состояние нефтегазоносности региона, который является наиболее перспективным при освоении Арктики в текущем столетии.*

**Ключевые слова:** Гиперборейская платформа, впадина, нефтегазоносность, море Бофорта, Свердруп, диапиры, тектоника, стратиграфия, залежь, запасы, нефть, газ, конденсат.

Арктика — один из последних сравнительно малоизученных регионов нашей планеты. Арктический пояс нефтегазонакопления, основу которого составляют циркумполярные нефтегазоносные бассейны, является вторым после Тетиса крупнейшим нефтегазовым поясом Земли. В настоящее время открытые запасы углеводородов в этом регионе оцениваются в 100 млрд нефтяных эквивалентов, из которых 80% составляют запасы газа [8]. Считается, что 25% запасов углеводородов мира залегают под дном Ледовитого океана [13]. Поэтому в последние десятилетия в России и за рубежом все более пристальное внимание уделяется изучению Арктического нефтегазонаосного пояса.

Арктическая часть Северо-Американского континента омывается Северным Ледовитым океаном. Возникновение и развитие этого океана связано с Гиперборейской платформой, включавшей северную часть Аляски (в пределах шельфа). Рассматриваемая территория представлена:

- Гиперборейской докембрийской платформой;
- складчатым поясом Франклина (Маккензи-Банкс, Парри, Элсмир, Пири);

- северной частью докембрийской Канадской платформы и мезозойским складчатым поясом Канады и Аляски (рис. 1).

С севера и северо-востока перикратонное обрамление ограничено глубинными разломами, по которым, вероятно, произошло раскалывание Гиперборейской платформы на Канадскую котловину, занимающую центральную часть этой платформы. Южным ограничением является хребет Брукса и его продолжение под водами Чукотского моря по направлению к острову Врангеля и далее на север, восточным — складчатый пояс Франклина. До начала мезозоя Гиперборейская платформа существовала как единый крупный геотектонический элемент. В раннем мезозое в результате дрейфа континентов эта древняя платформа распалась на отдельные блоки, краевые части которых трансформировались со временем в современные материковые окраины Северной Америки и северо-восточной части Евразии в Северном Ледовитом океане. Одни блоки платформы приподняты и денудированы. Таковы Чукотское поднятие (массив Шатского), Гиперборейская глыба, массив Геральда. Другие погружены под уровень вод и покрыты осадочной толщей (Канадская котловина, впадина Свердрупа, впадина моря Бофорта и подножие Арктического склона Аляски) (см. рис. 1). На

<sup>1</sup> e-mail: azaban@ocean.ru.

<sup>2</sup> e-mail: llobkovsky@ocean.ru.

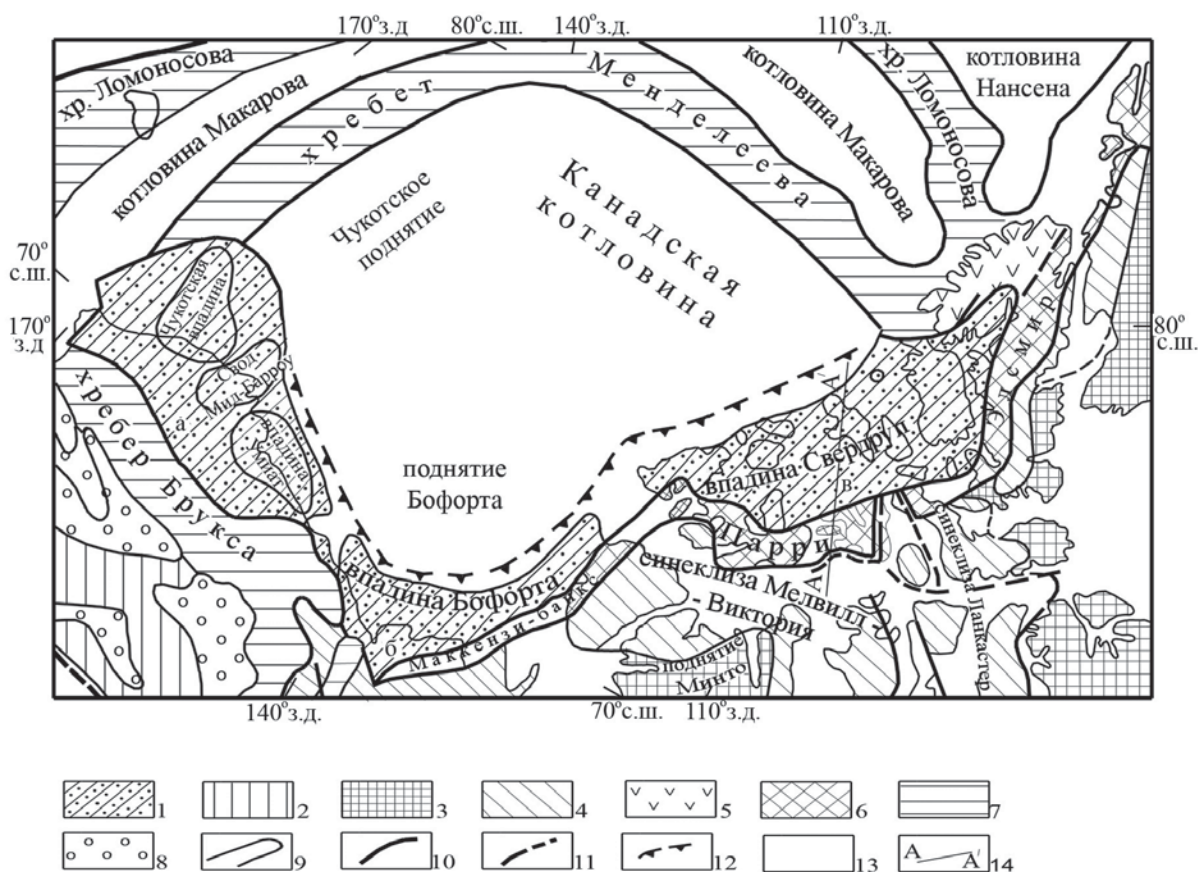


Рис. 1. Схематическая тектоническая карта арктической части Северо-Американского континента: 1 – Гиперборейская платформа: краевые впадины, прогибы, нефтегазоносные бассейны (а – северного склона Аляски, б – моря Бофорта, в – Свердрупа); 2 – антиклинорий Руби; 3 – докембрийский фундамент на дневной поверхности; 4 – синеклизы, впадины, перикратонные прогибы; 5 – раннепалеозойская складчатость – каледониды – складчатая область Северный Элсмир; 6 – позднепалеозойская складчатость – складчатый пояс Франклина; 7 – мезозойская складчатость; 8 – мезозойские впадины; 9 – границы нефтегазоносных бассейнов; 10 – границы древних платформ; 11 – основные глубинные разломы; 12 – гравитационная ступень; 13 – глубоководные впадины, котловины и моря; 14 – профильный разрез А-А' (составили А. Забанбарк и Л. И. Лобковский с использованием материалов [1; 2; 3; 4; 5 и др.]

отдельных участках Канадской котловины предполагается кора океанического типа, а толщина осадочной оболочки достигает 8–10 км [4]. Четкие протяженные гравитационные ступени, видимо, отражают глубинные разломы, по которым раскалывалась Гиперборейская платформа. В пределах южных окраинных частей Гиперборейской платформы располагаются подножие Арктического склона Аляски, впадины моря Бофорта и Свердрупа [1; 2; 3]. Строение и особенности развития этих структурных элементов генетически связаны с развитием Гиперборейской платформы.

Бассейн Арктического склона Аляски с севера и северо-востока ограничен глубинными разломами, а на юге и юго-востоке — хребтом Брукса. В пределах перикратонного опускания Арктического склона Аляски можно выделить два относительно прогнутых участка — впадины Умиат на востоке и Чукотская на западе, разделенные поперечным

поднятием Барроу-Мид (см. рис. 1). Вдоль северного склона антиклинория Брукса протягивается предгорный прогиб Колвилл. Особенно широкий шельф находится на западе, он ограничен крутым эскарпом (23°), который переходит в обширное аккумулятивное подножие. В районе мыса Барроу шельф сужается. Его обрамляет крутой склон (4–12°), прорезанный крупными каньонами и осложненный оползнями, а также слабовыраженное подножие. В основании арктической платформы Северной Аляски находятся докембрийские, а также ранне- и среднепалеозойские образования. После атлерской фазы складчатости (на рубеже девона и карбона) аляскинская часть Гиперборейской платформы стабильно развивалась в течение 200 млн лет (с раннего карбона до мелового периода). За это время здесь сформировался осадочный чехол, в состав которого входят терригенные и карбонатные породы морского и наземного генезиса.

Особенности строения впадин Умиат и Чукотской, время их заложения, история развития и состав выполняющих отложений достаточно близки. Глубина залегания фундамента в обеих впадинах превышает 5—8 км. Наиболее полно осадочный чехол вскрыт скважинами во впадине Умиат в связи с бурением в районе нефтегазового месторождения Прадхо-Бей. Однако наиболее глубокие скважины не вышли из каменноугольных отложений.

Предгорный прогиб Колвилл — юрского времени заложения. Осадконакопление в его пределах продолжалось вплоть до позднего мела. За этот период отмечается накопление отложений преимущественно триасового и мелового возраста общей мощностью более 7 км. Крупные орогенические движения на территории прогиба отмечены в поздне- и послепалеоценовое время. В течение почти всего палеогена-неогена прогиб представлял собой крупное поднятие, которое в результате эрозии превратилось в низкую равнину, а впоследствии, в четвертичную эпоху, вновь подвергается незначительному поднятию.

На территории Юкона отложения миссисипского (нижнего каменноугольного) и триасового возраста перекрываются глинами Кингак — довольно мощной (предположительно 1,8 км) терригенной серией юрско-раннемелового возраста. Соотношение песчаников и глин в этой толще меняется от Юкона к прибрежной равнине Аляски в пользу глин. Это предполагает вынос терригенного материала с юга, где сформировался складчатый пояс Брукса, располагающийся вдоль южного края Арктической платформы. На глинах Кингак с размывом залегают неоконские «галечниковые глины». Для южных районов бассейна характерен другой тип разреза — так называемый разрез хребта Брукса. Наиболее древние пласты в его составе — это туфогенные образования средней юры, сменяющиеся выше верхнеюрско-неоконскими турбидитами, которые обнажаются в настоящее время в полосе предгорий складчатого пояса Брукса. Меловые толщи, мощность которых в этой зоне превышает 6 км, также сложены турбидитами и сериями предположительно дельтового генезиса. В направлении арктического шельфа Аляски меловые отложения утоняются до 2 км и даже до 500 м (свод Барроу). Здесь они представлены береговыми и прибрежно-шельфовыми фациями. В северо-западных районах Аляски и на Чукотском шельфе — это дельтовые образования с мощными горизонтами углей. Севернее они, вероятно, сменяются морскими отложениями.

Мощность кайнозойских осадков увеличивается на шельфе при одновременном замещении континентальных осадков мелководно-морскими. Интересно, что в этой же зоне наблюдается увеличение мощности и меловых отложений — эквивалентов толщ из разреза хребта Брукса — до 2 км, а местами и до 6 км (на открытом шельфе).

Таким образом, в западной части моря Бофорта и в северных районах Чукотского моря в мезозое и кайнозое сформировалась призма осадочных пород мелового-кайнозойского, а местами и юрско-кайнозойского возраста, мощность которой возрастает от берега к краю шельфа.

Общая мощность фанерозойских образований в бассейне Арктического склона Аляски достигает 7—8 км. В настоящее время установлена нефтегазоносность известняков Лисберн (миссисипского и пенсильванского — каменноугольного возраста), песчаников Седлерочит (пермь — триас), песчаников Сэг Ривер (нижняя юра) и песчаников Купарук (нижний мел). Открыто до 100 месторождений нефти, газа и газоконденсата (рис. 2). В основном это небольшие месторождения с извлекаемыми запасами 1,7—17 млн т нефти и 0,5—700 млрд м<sup>3</sup> газа. В прибрежной части впадины Умиат в 1968 г. открыто супергигантское месторождение Прадхо-Бей с извлекаемыми запасами нефти 1,35 млрд т и газа 728 млрд м<sup>3</sup> (см. рис. 2). Это самое крупное месторождение Северной Америки. Месторождение приурочено к крупной антиклинальной складке, расположенной на северном платформенном крыле передового прогиба Колвилл. Породы фундамента в этом районе сильно дислоцированы, толща осадочных образований залегают на них с резким несогласием. Осадочный чехол подразделяется на два комплекса, слагающих два самостоятельных этажа, которые разделены стратиграфическим и угловым несогласием. В составе нижнего этажа находятся каменноугольные, пермо-триасовые, юрские и нижнемеловые отложения. Каменноугольные отложения (миссисипи и пенсильвания) объединены в группу Лисберн, сложенную преимущественно известняками и доломитами. Эта толща представляет собой нижний нефтегазоносный горизонт. Выше залегают два продуктивных пласта пермо-триасового возраста, объединенные в группу Прадхо-Бей. Основные скопления нефти и газа находятся в этих двух пластах пермо-триасового возраста (группа Прадхо-Бей). Нижний пласт свиты Седлерочит сложен высокопористыми песчаниками мощностью до 180 м и характеризуется наиболее высокой промышленной нефтеносностью. Верхний пласт свиты Сэг Ривер сложен тонкозернистыми глауконитовыми песчаниками и алевролитами мощностью 10 м. В нем открыта газовая залежь. Оба пласта разделены толщей глинистых известняков и аргиллитов мощностью 12—45 м. В нем сосредоточены все нефтяные и газовые залежи месторождения Прадхо-Бей. На пермо-триасовых отложениях залегают юрские глины и алевролиты мощностью около 540 м. Разрез нижнего структурного этажа завершается нижнемеловой свитой Купарук-Ривер. Это самые молодые продуктивные пласты месторождения Прадхо-Бей, которые представлены песчаниками, переслаивающимися с глинами. Мощность этой свиты до 240 м. Верхний

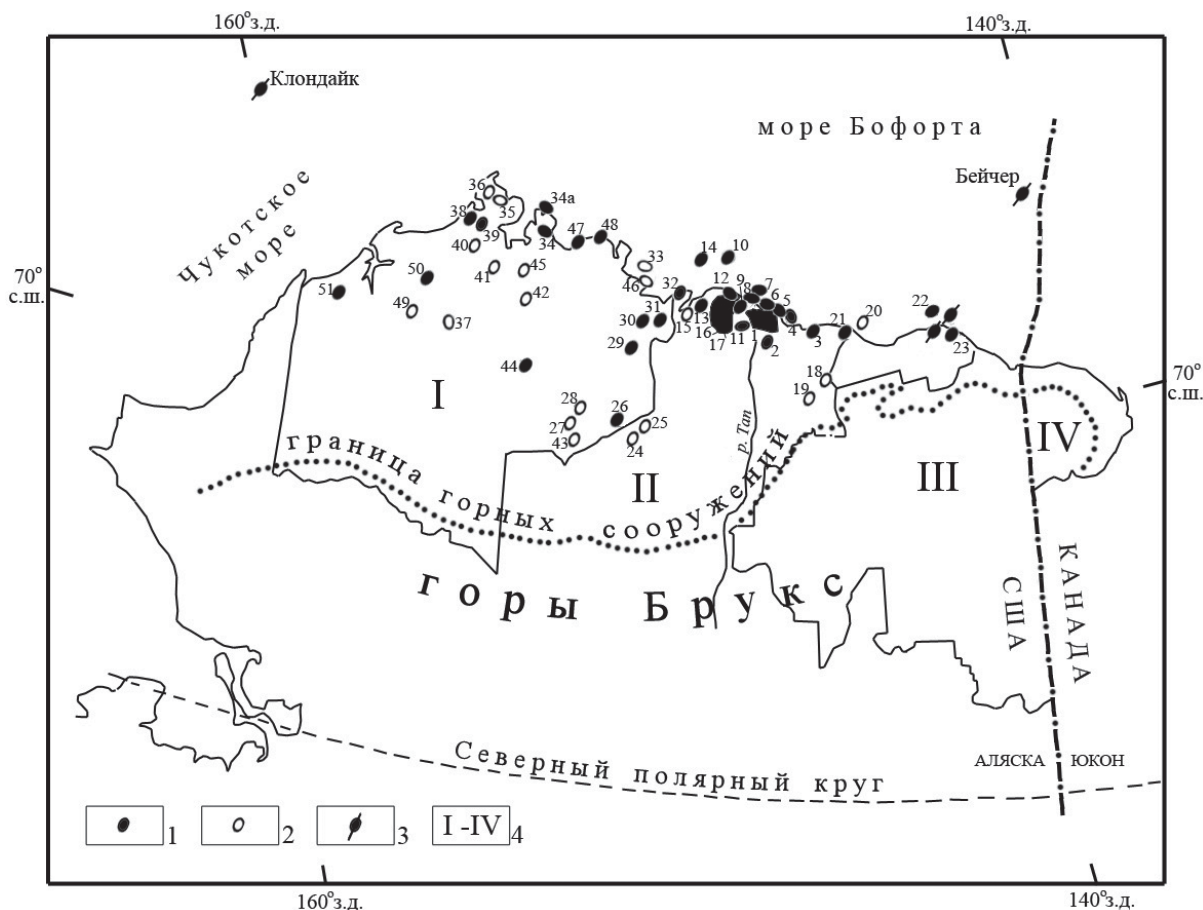


Рис. 2. Карта размещения некоторых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в бассейне Арктического склона Аляски: а – нефтяные месторождения, б – газовые месторождения, в – пробуренные скважины; I – Национальный нефтяной резерв Аляски (ННРА – NPRA), II – Централно-Аляскинская управляемая территория (ЦАУТ – САМА), III – Арктическая необитаемая территория (АНТ – ANWR), IV – Северо-Юконский национальный парк (СЮНП – NYWR); названия месторождений: 1 – Прадхо – Бей, 2 – Диадхорс, 3 – Бадами, 4 – Эндикотт, 5 – Ниокук, 6 – Лисберн, 7 – Сил-Айленд, 8 – Поинт-Мак-Интайер, 9 – Норс-Стар, 10 – Никаитчук, 11 – Хари-Стейт, 12 – Милн-Пойнт, 13 – Табасско, 14 – Оугурук, 15 – Алпин, 16 – Купарук, 17 – Вест Сак и Угну, 18 – Кевик, 19 – Кемик, 20 – Хаммерхид, 21 – Поинт-Томсон, 22 – Аурора, 23 – Кис, 24 – Ист-Умиат, 25 – Губик, 26 – Умиат, 27 – Вульф-Крик, 28 – Сквайер-Лейк, 29 – Рандеву, 30 – Фиш-Крик, 31 – Пион, 32 – Колвил-Дельта, 33 – Мулук, 34 – Ист-Симпсон, 34а – Норс-Симпсон, 35 – Ист-Барроу, 36 – Соус-Барроу, 37 – Меад, 38 – Коалак, 39 – Топагорак, 40 – Мид, 41 – Оумалик, 42 – Титалук, 43 – Грандстанд, 44 – Титалук, 45 – Инигок, 46 – Атигари-Пойнт, 47 – Дрю-Пойнт, 48 – Далтон, 49 – Коалок, 50 – Кугруа, 51 – Туналик (составили А. Забанбарк и Л. И. Лобковский по материалам [7; 16; 19; 20])

структурный этаж — нижнемеловые и третичные образования — сложен аргиллитами и песчаниками с редкими прослоями вулканических туфов в нижней части разреза. Мощность верхнего этажа — 2050—2650 м. Все залежи, вскрытые на месторождении Прадхо-Бей, относятся к структурно стратиграфическому типу (рис. 3). Они приурочены к ловушкам, образовавшимся в результате срезания каменноугольных, триасовых и нижнемеловых продуктивных горизонтов нижнемеловой поверхностью несогласия. Залежи надежно изолированы породами мела и кайнозоя.

Прирост запасов нефти и газа в бассейне Северного склона Аляски ожидается за счет территорий

моря Бофорта, прогиба Колвилл, Чукотского моря, национального нефтяного резерва Аляски, Арктической необитаемой территории и открытий глубоководных залежей в зоне подвигов (см. рис. 2) [12].

Хотя сейсмические работы в Чукотском море начались в ранних 1970-х годах, проведено до 5 тыс. м 2D-сеймики, однако только в середине 1980-х начали обращать внимание на шельфы и акватории Чукотского моря, поскольку природные условия для поисково-разведочных работ в этом районе очень сложны. В 1989 г. была пробурена первая скважина Клондайк № 1 в акватории при глубине моря 42,3 м (см. рис. 2). Получены

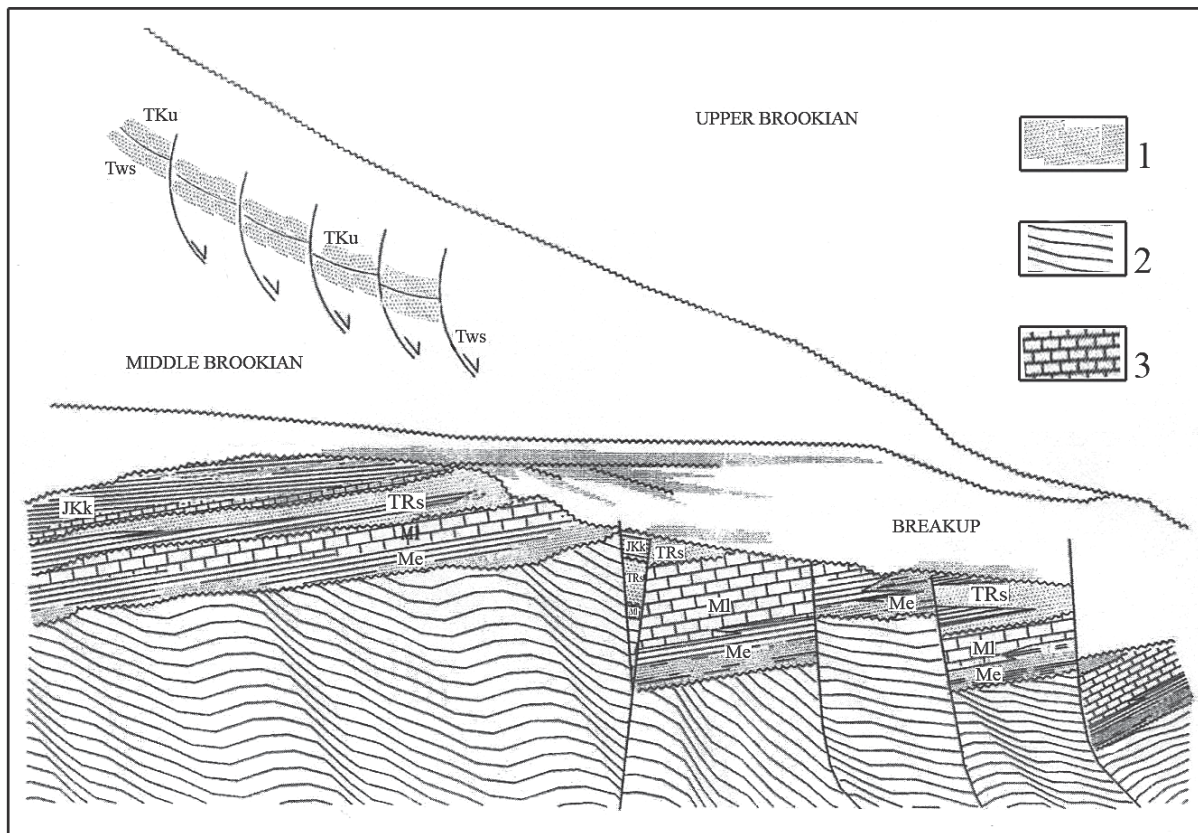


Рис. 3. Схематический продольный разрез бассейна северного склона Аляски [7]: 1 – песок; 2 – глина; 3 – известняк

признаки нефти в отложениях верхнего Седлерочит, Купарук и в турбидитах серии Бруклиан. Еще 4 скважины были пробурены в 1990-х годах в прибрежной полосе. Бурение этих скважин не привело к открытию месторождений, однако полученные признаки нефти и газа в вышеприведенных сериях отложений, которые являются высокоперспективными во впадине Колвилл, позволяет считать эту территорию потенциально перспективной.

Первую добычу нефти здесь планируется получить в 2022 г., а газа — в 2036 г.

С 1983 г. на Арктическом склоне Аляски проводится бурение скважин на искусственном гравийном острове при глубине 12 м [1]. Добыча нефти в бассейне Арктического склона Аляски на 1 января 2013 г. составила 3 млн т нефти. Извлекаемые запасы нефти бассейна оцениваются в 1,7—2,9 млрд т, газа — в 3,1—7,8 трлн м<sup>3</sup> [19].

Таблица 1. Ожидаемый прирост запасов нефти и газа по Арктической Аляске за 2005—2050 гг. по [12] с изменениями авторов

Территория	2005—2015 гг.		2015—2050 гг.		2005—2050 гг.	
	Нефть, млн т	Газ, млрд м <sup>3</sup>	Нефть, млн т	Газ, млрд м <sup>3</sup>	Нефть, млн т	Газ, млрд м <sup>3</sup>
Впадина Колвилл	151	280	281	652	432	932
Море Бофорта	89	28	589	560	678	588
Чукотское море	—	—	1301	1400	1301	1400
Национальный нефтяной резерв Аляски	151	28	740	840	891	868
Арктическая необитаемая территория	—	—	925	56	925	56
Общее по Арктической Аляске	391	336	3836	3508	4227	3844

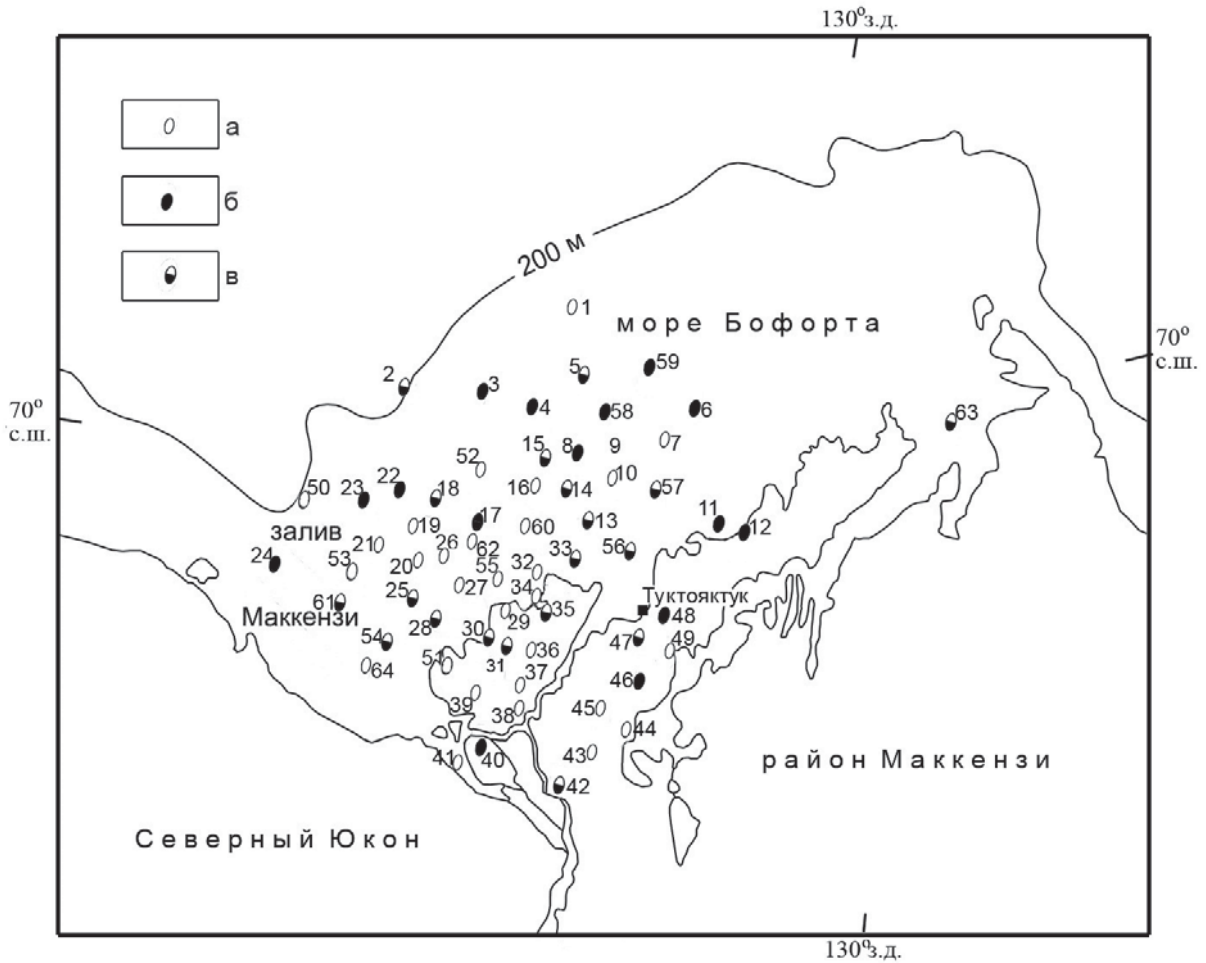


Рис. 4. Карта размещения некоторых нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений в бассейне моря Бофорта: месторождения: а – нефтяные, б – газовые, в – нефтегазовые или газоконденсатные; названия месторождений: 1 – Кеналук, 2 – Некторалик, 3 – Копаноар, 4 – Кукоак, 5 – Нерлерк, 6 – Ховик, 7 – Укалерк, 8 – Вест Амолигак, 9 – Амолигак, 10 – Америк, 11 – Вест Аткинсон, 12 – Аткинсон, 13 – Арнак, 14 – Итийок, 15 – Иссуньяк, 16 – Иссерк, 17 – Ниптерк, 18 – Киггавик, 19 – Кадлук, 20 – Нетсерт, 21 – Минук, 22 – Тарсьют, 23 – Петсиулик, 24 – Адларток, 25 – Адго, 26 – Пелли, 27 – Гарри северный, 28 – Гарри южный, 29 – Таглу, 30 – Ниглентгак, 31 – Кумак, 32 – Ивик северный, 33 – Хансен, 34 – Ивик южный, 35 – Малик, 36 – Яя северный, 37 – Яя южный, 38 – Рейндир, 39 – Титалик, 40 – Кигпик, 41 – Унак а, в, 42 – Ихил, 43 – Парсон, 44 – Камик, 45 – Без названия, 46 – Имнак, 47 – Тук Тертиари, 48 – Майюгиак, 49 – Тук Крет, 50 – Кингарт, 51 – Унипкат, 52 – Каубвик, 53 – Пактоа, 54 – Икатток, 55 – Унарк, 56 – Кугмаллит, 57 – Алерк, 58 – Когийук, 59 – Увилук, 60 – Пуллен, 61 – Сарпик, 62 – Иммерк, 63 – Каннерк, 64 – Икатток (составили А. Забанбарк и Л. И. Лобковский по материалам [14; 18 и др.]

В пределах южной границы Гиперборейской платформы располагается впадина моря Бофорта, которая на юге ограничена западным продолжением складчатого пояса Франклин, зоной Банкс-Маккензи, на севере — поднятием Бофорта, расположенным под водами Северного Ледовитого океана. На западе его граница проходит по склонам хребта Брукса и поднятия Мартин. Вскрытый разрез осадочного чехла скважинами представлен в основном терригенными отложениями от кембрия до неогена до глубины 3800 м. Его мощность увеличивается в северо-восточном направлении от полуострова Туктояктук в сторону моря Бофорта, где по данным геофизики она превышает 10 км. Столь интенсивное прогибание в этом районе

происходило в кайнозое. В пределах впадины по гравиметрическим и сейсмическим данным выявлено более 100 диапировых структур, являющихся, видимо, соляными куполами [9]. Возраст соли древнее мелового. Она, однако, моложе палеозойских эвапоритов, образующих соляные купола впадины Свердруп. Отдельно следует рассматривать ту часть впадины, которая сложена выносами реки Маккензи. Строение этого участка аналогично строению окраин поперечных рифтов и авлакогенов, где к океаническим впадинам выходят русла крупных рек. Континентальный склон и его подножие здесь являются аккумулятивными и как бы составляют продолжение дельты реки Маккензи. Соответственно этому резко омолаживается

Таблица 2. Характеристика некоторых месторождений нефти и газа в море Бофорта

Месторождение	Глубина моря, м	Характер флюида	Извлекаемые запасы нефти, млн т	Извлекаемые запасы газа, млрд м <sup>3</sup>
Тарсьют	20	Нефть	3,4—13,7	—
Амолигак	20—31	Нефть/газ	68,5	28 -56
Иссерк	12	Газ	—	0,28—2,8
Иссуньяк	26	Нефть/газ	68,5	28—56
Кеналуак	68	Газ	—	14—28
Нетсерк	5—8	Газ	—	2,8—14
Укалерк	42	Газ	—	2,8—14
Анарк	9	Нефть/газ	1,4—14	0,28—2,8
Киггавик	18	Газ	—	0,28—2,8
Некторалик	64	Нефть/газ	1,4—3,4	0,28—2,8
Нерлерк	45—52	Нефть/газ	1,4	0,28
Копаноар	56—60	Нефть	14—68,5	—
Кукоак	49	Нефть	3,4 -13,7	—
Минук	15	Газ	—	0,28—2,8
Хавик	35	Нефть	3,4—13,7	—
Амерк	26	Газ	—	0,28—2,8
Итийок	14	Нефть/газ	1,4	0,28—2,8
Кадлук	14	Газ	—	0,28—2,8
Адларток	68	Нефть	14—68,5	—
Ниртерк	7—11	Нефть	3,4—13,7	—
Персиулик	27	Нефть	3,4—13,7	—

и возраст продуктивных горизонтов (по сравнению с районом Прадхо-Бей): нефтяные и газовые залежи заключены в песчаниках мела, палеогена и неогена. В подводной части дельты, по существу в верхней половине глубоководного конуса выноса, при глубине воды до 300 м поисковыми скважинами были обнаружены значительные скопления нефти и газа в отложениях эоцена и олигоцена. Мощность осадочной толщи в верхней части подводного конуса выноса реки Маккензи превышает 8 км. Давление столь значительной мощности толщи относительно молодых осадков привело к явлениям диапиризма, что выразилось в образовании обширного поля глиняных диапиров, вероятно, кайнозойского

возраста. Ненарушенными остаются лишь пласты неогенового и плейстоценового возраста. В прилегающих к конусу участках склона и подножия, где активно проявились процессы оползания осадков, диапиризм наблюдается и сейчас.

Поисково-разведочные работы в этом регионе начались в 1969 г. с открытием небольшого нефтяного месторождения Аткинсон-Пойнт на полуострове Туктоятук с залежью в нижнемеловых песчаниках с извлекаемыми запасами около 14 млн т (рис. 4). За последние десятилетия в бассейне моря Бофорта (это дельта реки Маккензи, полуостров Туктоятук и море Бофорта) открыто более 60 средних и крупных нефтяных, газовых

Таблица 3. Характеристика некоторых месторождений в дельте Макензи и на полуострове Туктояктук

Месторождение	Характер флюида	Извлекаемые запасы нефти, млн т	Извлекаемые запасы газа, млрд м <sup>3</sup>
Таглу	Газ	—	56
Парсон	Газ	—	28—56
Ниглингак	Нефть/газ	1,4—3,4	14—28
Адго	Нефть/газ	1,4—3,4	2,8—14
Гарри северное	Газ	—	2,8—14
Гарри южное	Нефть/газ	1,4—3,4	2,8—14
Хансен	Газ	—	2,8—14
Тук — М 09	Газ	—	2,8—14
Яя южное	Газ	—	2,8—14
Ихил	Газ	—	0,28—2,8
Малик	Газ	—	0,28—2,8
Пелли	Газ	—	0,28—2,8
Рейндир	Газ	—	0,28—2,8
Титалук	Газ	—	0,28—2,8
Унак а	Газ	—	0,28—2,8
Унак в	Газ	—	0,28—2,8
Яя северное	Газ	—	0,28—2,8
Аткинсон	Нефть	3,4—13,7	—
Ивик северный	Нефть	3,4—13,7	—
Кумак	Нефть	3,4—13,7	—
Ивик южный	Нефть	1,4—3,4	—
Имнак	Нефть	1,4—3,4	—
Кугпик	Нефть	1,4—3,4	—
Вест Аткинсон	Нефть	1,4—3,4	—
Камик	Нефть	1,4	—
Майогиак	Нефть	1,4	—

и газоконденсатных месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти от 100 млн т (Амолигак, Адларток, Копаноар и др.) до 13,7 млн т и менее (Амак, Итииок, Нерлерк и др.), газа

от 100 млрд м<sup>3</sup> (Таглу, Парсон, Амолигак и др.) до 2,8 млрд м<sup>3</sup> (Нерлерк, Америк, Минук и др.). Море Бофорта неглубокое, и месторождения расположены на глубине воды от 1,4 м (месторождение Адго)



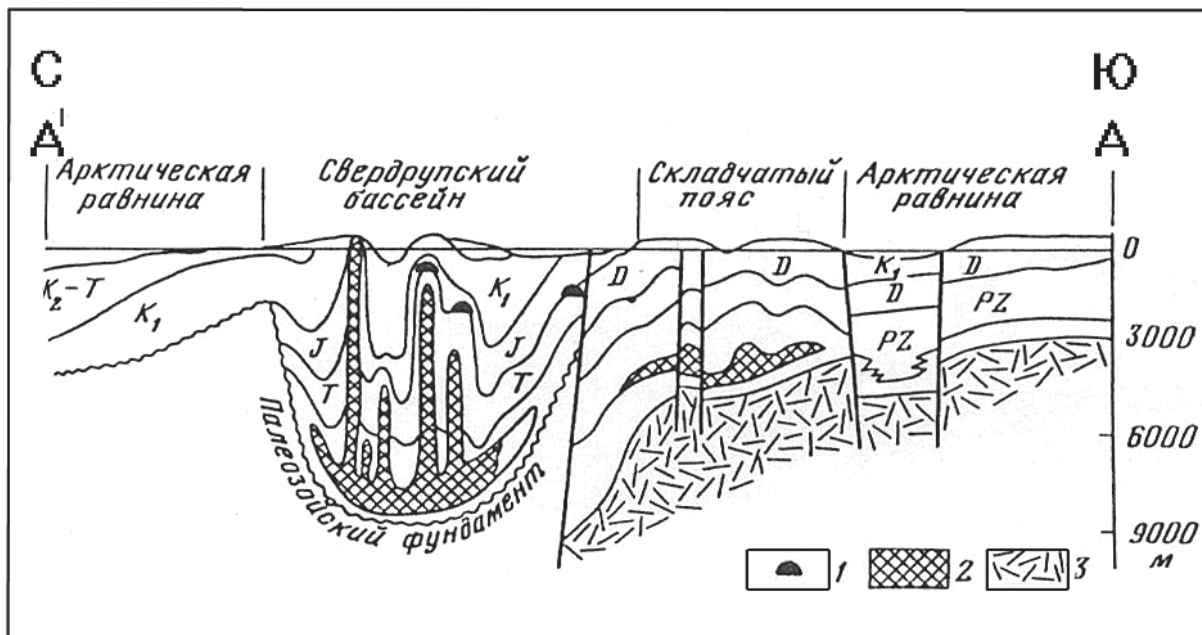


Рис. 5. Схематический поперечный разрез канадских арктических островов по линии А-А': 1 – залежи нефти и газа, 2 – эвапориты, 3 – докембрий (составили А. Забанбарк и Л. И. Лобковский по материалам [15; 17])

до примерно 100 м (месторождение Некторалик) (см. рис. 4). Основные залежи открыты в третичных отложениях дельтового генезиса (табл. 2). Углеводороды были также открыты в палеозойских карбонатных образованиях и нижнемеловых песчаных отложениях в южных областях дельты реки Маккензи и вдоль полуострова Туктояктук [11].

Наиболее перспективные ловушки бассейна могут быть связаны с глубоко погруженными поднятиями. Диапировые купола, закартированные в прибрежной части моря, указывают на перспективность структур, рост которых совпадает по времени с процессами генерации и миграции углеводородов. В бассейне моря Бофорта выделяются три зоны нефтегазонакопления. В западной части побережья обнаружены чисто газовые скопления. В третичных отложениях северной части дельты реки Маккензи и прилегающей акватории выявлены газовые и газоконденсатные месторождения и отдельные скопления нефти. На полуострове Туктояктук и в соседних с ним районах обнаружены в основном нефтяные месторождения. С меловыми отложениями полуострова связаны природные битумы (см. рис. 4, табл. 3).

Потенциальные запасы бассейна только в структурных ловушках районов дельты реки Маккензи и моря Бофорта оценены в 4,5—9,6 млрд т нефти и 7—9 трлн м<sup>3</sup> газа [14].

Следующим к востоку от бассейна моря Бофорта в перикратонном обрамлении Гиперборейской платформы расположен бассейн Свердруп. Складчатый пояс Франклина опоясывает впадину

Свердруп с юга, запада и востока. Крайнюю северо-восточную часть складчатого пояса Франклина в северной части острова Элсмир выделяют как раннепалеозойскую, возможно, каледонскую складчатость, продолжающую каледониды Гренландии и носящую название складчатой области Северный Элсмир. Вся остальная часть пояса — это позднепалеозойская складчатость, которая в современном структурном плане представляет систему сложно построенных структур зоны Пири, Элсмир, Парри, Банкс-Маккензи (см. рис. 1). Резкое изменение простирания складчатых структур от субмеридиального до субширотного говорит об облекании ими жесткого погруженного блока фундамента, над которым в современном структурном плане расположена впадина Свердруп.

Бассейн Свердруп располагается в пределах крупной краевой эгзогональной впадины в юго-восточной части Гиперборейской платформы длиной около 600 км. Она выполнена песчано-глинистыми осадочными породами мезозоя и кайнозоя, а также палеозойскими глинистыми и эвапоритовыми образованиями пермо-пенсильванского возраста общей мощностью 9—12 км, по некоторым данным 14—18 км в восточной части, 7—9 км в западной, 3 км в центральной части, где расположено поднятие Эллеф-Рингнес. В осевой части впадины разрез полный, а в краевых ее частях наблюдаются перерывы, особенно в нижних частях разреза — в отложениях пермо-пенсильванского возраста. В вышележащих частях разреза значительных перерывов не наблюдается за исключением

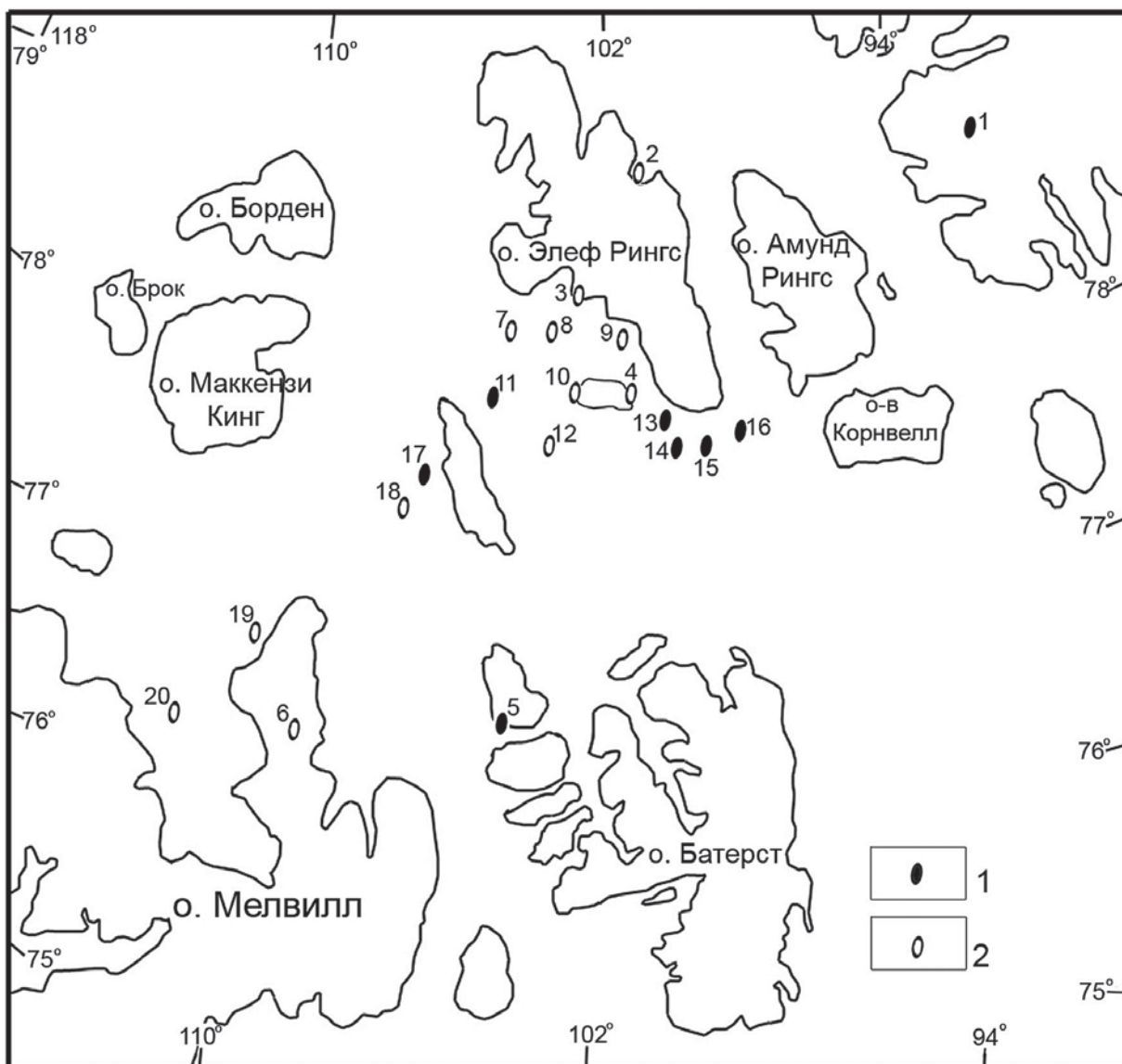


Рис. 6. Карта размещения некоторых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в бассейне Свердрупа: месторождения: а – нефтяные, б – газовые, в – нефтегазовые и газоконденсатные; названия месторождений: 1 – Ромулус, 2 – Панарктик-Галф, 3 – Кристофер-Бей, 4 – Кинг-Кристиан, 5 – Бент-Хорн, 6 – Дрейк-Пойнт, 7 – Скалпин, 8 – Тор, 9 – Джексон-Бей, 10 – Воллис, 11 – Скейт, 12 – Маклин, 13 – Балена, 14 – Шар, 15 – Кейп-Аллисон, 16 – Кейп-Макмилан, 17 – Сиско, 18 – Вайтфин, 19 – Рош-Пойнт, 20 – X (составили А. Забанбарк и Л. И. Лобковский по материалам [15; 17])

предпалеогенового. Кайнозойские отложения, как правило, выходят на дневную поверхность, и, несмотря на то что их мощность в некоторых местах достигает 3 км, их промышленная значимость невелика. На поперечном разрезе А-А' (рис. 5) хорошо виден полный разрез осадочной толщи в осевой части бассейна, перерывы, особенно в нижних отделах и в краевых частях, а также характерные для впадины Свердрупа диапировые купола и антиклинали с гипсо-ангидритовыми ядрами, солью пермо-пенсильванского возраста. В Свердрупской впадине отмечено более 70 диапировых структур.

Интенсивное проявление диапиризма связывается с тектонической активизацией в кайнозое, приведшей к образованию складок, нередко осложненных взбросами и надвигами [10; 15].

Канада стала первой страной, начавшей бурение на шельфе за полярным кругом. В архипелаге устойчивый покров льда держится круглый год. Глубины моря велики, зачастую превышают 300 и даже 900 м. Бурение ведется с искусственно утолщенных плавучих льдин и ледовых платформ, опирающихся на дно моря. Применяются также искусственные острова из гравийной или алевритовой фракции

Таблица 4. Основные нефтегазодобывающие месторождения бассейна Свердруп

Месторождение	Характер флюида	Извлекаемые запасы нефти, млн т	Извлекаемые запасы газа, млрд м <sup>3</sup>
Дрейк-Пойнт	Газ	—	98,5
Кинг-Кристиан	Газ	—	17,3
Кристофер-Бей	Газ	—	27,1
Хекла	Газ	—	85,5
Тор	Газ	—	11,9
Джексон-Бей	Газ	—	28,3
Вайтфиш	Газ	—	57,2
Бент-Хорн	Нефть	1,0	—
Сиско	Нефть/газ	48,7	4,4
Маклин	Нефть/газ	3,0	13,6
Остальные		31,5	44,6

и специальные буровые суда. С 1961 г. пробурено более 200 скважин, и в 1969 г. было открыто первое газовое месторождение Дрейк-Пойнт. В настоящее время известно до 30 месторождений нефти газа и газоконденсата, однако преобладают газовые месторождения (рис. 6), (табл. 4).

Основными резервуарами являются флювиодельтовые и морские песчаники мезозоя, пермские рифы и пермо-карбоновые песчаники. Флюидоупорами являются морские сланцы мезозоя. Материнскими породами считаются морские образования триаса, пермо-карбоновые битуминозные сланцы, мезозойские сланцы верхнего мела, а также палеоценовые морские сланцы. Мощный комплекс осадков в сочетании со структурным строением бассейна благоприятно сказывается при оценке перспектив нефтегазоносности, которые связываются с небольшими структурами залежами в стратиграфических ловушках, большинство которых

может быть обнаружено в ядрах протыкания соляных структур. Потенциальные запасы бассейна оценены в 2—4 млрд т нефти и 6—9 трлн м<sup>3</sup> газа [17].

Форсированное освоение арктических районов США и Канады стало важной вехой в современном развитии мировой энергетики. В результате бурных исследований было открыто несколько сотен месторождений нефти, газа и газоконденсата и установлено, что потенциальные запасы нефти и газа в арктической части Северо-Американского континента оцениваются соответственно в 30 млрд т и 50 трлн м<sup>3</sup>. Большие надежды связываются с континентальными склонами всех трех вышеназванных впадин, общие потенциальные запасы склонов оцениваются в 10—12 млрд т нефти и 20—25 трлн м<sup>3</sup> газа.

## Литература

1. Геоденян А. А., Забанбарк А. Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане. — М.: Наука, 1985. — 190 с.
2. Забанбарк А. Структурное строение и нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента // Тезисы XLII Тектонического международного совещания «Геология полярных областей Земли», 03—06 февраля 2009 г. — Т. 1. — М.: ГЕОС, 2009. — С. 199—203.
3. Моделевский М. Ш., Толстой Н. С. Геология, нефтегазоносность арктических и субарктических районов мира. — М.: ВНИИОЭНГ, 1970. — 85 с.
4. Хаин В. Е. Тектоника континентов и океанов. — М.: Науч. мир, 2001. — 604 с.
5. Ханкинс К. Арктический континентальный шельф к северу от Аляски // Окраины континентов и островные дуги. — М.: Мир, 1970. — С. 103—108.
6. Arctic Island gas reserves climbing but long way to pilot production // Offshore Eng. — 1980. — Febr. — P. 50—51.
7. Banet A. C. Oil and gas development of Alaska's North Slope: Past results and future prospects / Bureau of Land Management Alaska State office, Anchorage, Alaska. — [S. l.], 1991. — 42 p. — (Open file report 34).
8. Blaizot M. Arctic may reveal more hydrocarbons as shrinking ice provides access // Oil and Gas J. — 2011. — Vol. 109. — May 2. — P. 48—54.
9. Boisard J. P. La mer de Beaufort // Petroleum informs. — 1981. — № 1542. — P. 33—37.
10. Canada's Beaufort, Arctic Islands, Atlantic, frontiers look steadily better // Oil and Gas J. — 1980. — Vol. 78, № 8. — P. 63—69.
11. Devon's Paktoa a giant Beaufort oil find // Oil and Gas J. — 2007. — Vol. 105, № 42. — P. 8.
12. Houseknecht D. W., Bird K. J. Oil and gas resources of the Arctic Alaska Petroleum Province. — [S. l.], 2005. — 11 p. — (U.S. Geological Survey in Alaska: Professional paper; 1732-A).
13. Kaj H. Territorial disputes and natural resources: the melting of the ice and Arctic disputes // Oil and Gas J. — 2011. — Vol. 109. — Febr. 7. — P. 54—60.
14. Lin C. Oil and gas exploration and development activity Forecast. Canadian Beaufort Sea 2012—2027 / Beaufort Regional environmental assessment Aboriginal affairs and Northern development Canada. — [S. l.], Apr. 2012. — 45 p.
15. Meneley R. The significance of oil in the Sverdrup basin // Back to exploration / CS PG, CSEG, CWLS Convention. — [S. l.], 2008. — P. 579—582.
16. Montgomery S. L. Geologic assessment and production forecasts for the ANWR 1002 Area // Oil and Gas J. — 2003. — Vol. 101, № 16. — P. 35—40.
17. Morrel G. R., Fortier M., Price P. R., Polt R. Petroleum exploration in Northern Canada: A guide to oil and gas exploration and potential / Northern oil and gas directorate Indian and Northern affairs Canada. — Chap. 5. — [S. l.], 1995. — P. 116.
18. Oil and gas exploration and development activity Forecast: Canadian Beaufort Sea 2012—2027 / Beaufort Regional environmental assessment. Aboriginal affairs and Northern development Canada. 2012. — 45 p.
19. Panda M. N., Pietras J. BP evaluates develops North Slope reservoir // Oil and Gas J. — 2008. — Vol. 106, № 26. — P. 55—63.
20. Thomas Ch. P., Faulder D. D., Doughty T. C., Hite D. M. Alaska North Slope oil and gas a promising future or an area in decline? Addendum report / National Energy Technology Laboratory. — [S. l.], 2009. — 475 p.