

УДК 551.7.02:551

ГЕОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНО-КАНАДСКОЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ

© 2019 г. А. Забанбарк*, Л. И. Лобковский**

Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Москва, Россия

**e-mail: azaban@jcean.ru*

***e-mail: llobkovsky@ocean.ru*

Поступила в редакцию 24.10.2017 г.

После доработки 26.01.2018 г.

Принята к публикации 08.02.2018 г.

В пределах Восточно-Канадской континентальной окраины выделяются три нефтегазоносных региона с севера на юг: шельф Лабрадорского моря, окраина Большой Ньюфаундлендской банки и Новошотландская континентальная окраина. В каждом из этих регионов выделяется ряд осадочных бассейнов, полностью погруженных под воду. На шельфе Лабрадорского моря выделяются следующие крупные осадочные бассейны: Саглек, Хопдейл и Хавке, на окраине Ньюфаундлендской банки известны бассейны Жанна д'Арк, Флемиш Пасс и Орфан. На Шотландском шельфе выделяются бассейны Новошотландский и Сейбл. Примечательно, что в высоких широтах, таких как район Лабрадорского моря, возраст продуктивных отложений начинается с более древних пород (с палеозоя), чем в бассейнах, расположенных южнее (с мезозоя), вследствие этого стратиграфический диапазон нефтегазоносности в бассейнах высоких широт значительно шире. Перспективы нефтегазоносности всего региона связаны преимущественно с континентальными склонами и турбидитовыми отложениями, залегающими в них. Позднеюрские и раннемеловые коллекторы будут целевыми отложениями при глубоком бурении. Широкое распространение позднемеловых и раннетретичных перспективных на нефть и газ образований вполне реально, поскольку они не залегают на глубоких горизонтах. Также перспективы нефтегазоносности на окраинах бассейнов связываются с позднемеловыми и третичными образованиями, с отложениями конусов выноса и соляными диапирами.

Ключевые слова: нефтегазоносные бассейны, осадочные бассейны, континентальные окраины

DOI: 10.31857/S0030-1574594656-669

В пределах Восточно-Канадской континентальной окраины выделяются три нефтегазоносных региона с севера на юг: шельф Лабрадорского моря, окраины Большой Ньюфаундлендской банки и Новошотландская континентальная окраина. В каждом из этих регионов выделяется ряд осадочных бассейнов, полностью погруженных под воду. Оконтуривание подобных бассейнов зачастую носит несколько условный характер, поскольку эти крупные бассейны приурочены к окраинам пенепленизированных областей кратонов, погруженных под воду целиком. На шельфе Лабрадорского моря выделяются следующие крупные осадочные бассейны: Саглек, Хопдейл и Хавке, на окраине Ньюфаундлендской банки известны бассейны Жанна д'Арк, Флемиш Пасс и Орфан. Эти три последних бассейна объединены под единым названием Северный Гранд Бэнк. В Южный Гранд Бэнк входят такие бассейны, как Вейл, Хорсешое,

Лаврентия и др., которые в настоящее время не исследуются. И, наконец, на Шотландском шельфе выделяются осадочные бассейны Новошотландский и Сейбл (рис. 1).

Распад Пангеи, который начался в позднем триасе-юре, привел к образованию рифтовых бассейнов вдоль обеих пассивных континентальных окраин Атлантического океана. Канадские Атлантические прогибы представляют собой цепочку бассейнов, которая протягивается от окраин Новой Шотландии на юге до Лабрадорского моря на севере на расстояние около 3000 км при глубине воды от 10 м на юге до более 4000 м на севере. Эти позднемезозойские осадочные бассейны отделены друг от друга разломами, выступами фундамента, заполнены толщей осадков, покоящихся на тонкой континентальной коре. Структурный характер бассейнов и геометрия бассейнов различна на всем протяжении. Общим для большинства перспективных

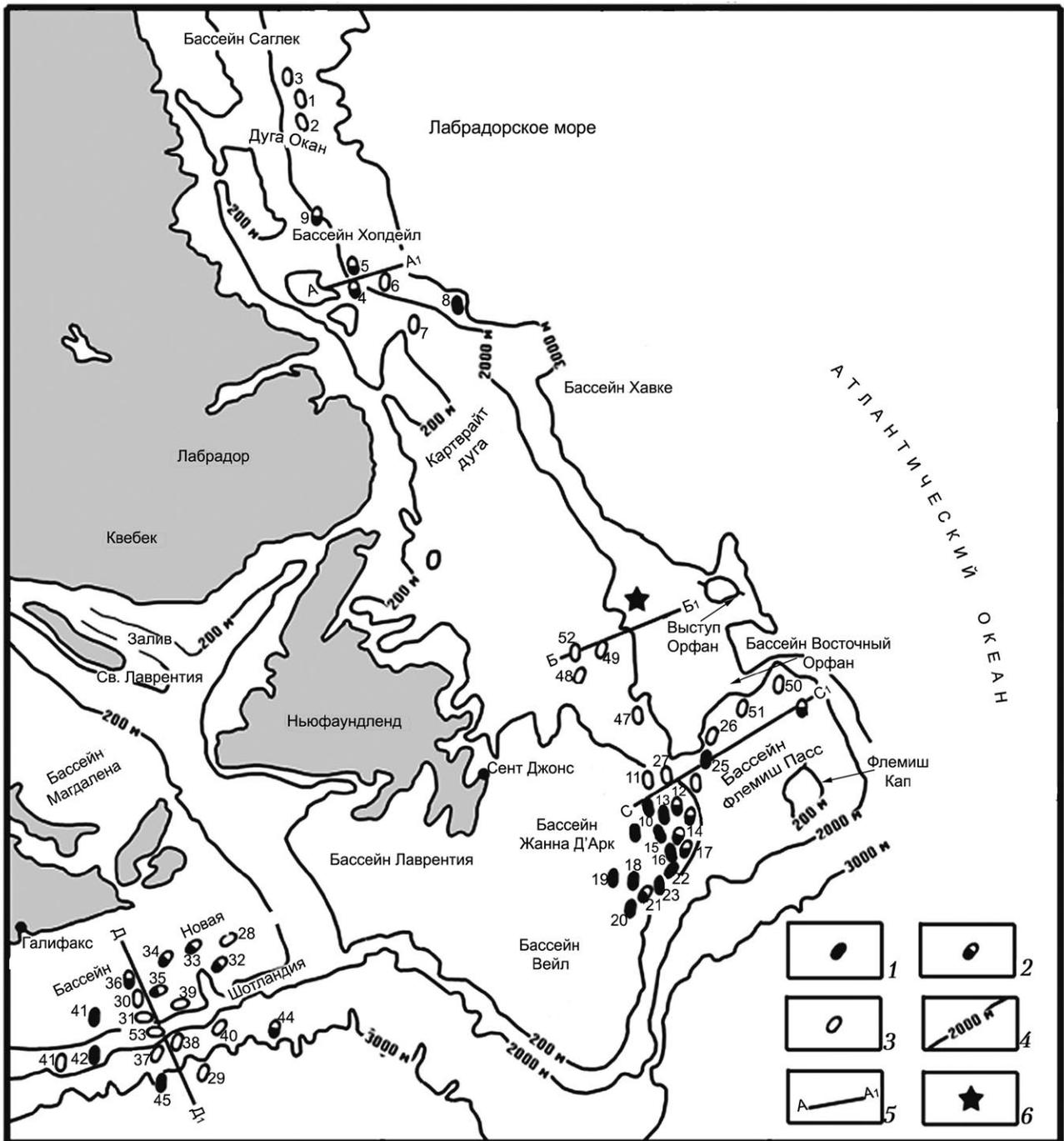


Рис. 1. Схема нефтегазоносности восточной континентальной окраины Канады, составлена А. Забанбарк и Л. И. Лобковским с использованием материалов [1, 2, 5, 11, 13, 15–18].

1 – месторождения нефти, 2 – месторождения нефти и газа, 3 – месторождения газа, 4 – изобаты глубин Атлантического океана, 5 – геологические разрезы, 6 – глубоководная скважина DSDP 111. Цифры на карте названия месторождений:

1 – Карлсефни, 2 – Снорри, 3 – Хеклья, 4 – Бьярни, 5 – Северный Бьярни, 6 – Руб ервейл, 7 – Гудрид, 8 – Лейф, 9 – Хопдейл, 10 – Хиберния, 11 – Наутилус, 12 – Вайт Роуз, 13 – Мара, 14 – Саус Мара, 15 – Хеброн, 16 – Терра Нова, 17 – Северный Бен Невис, 18 – Бен Невис, 19 – Ранкин, 20 – Кингс Кав, 21 – Спрингдейл, 22 – Фортьюн, 23 – Вест Бон Бей, 24 – Трейв, 25 – Тампест, 26 – Северный Дана, 27 – Адолфас, 28 – Северный Аметист, 29 – Аннаполис, 30 – Дип Пануке, 31 – Вентура, 32 – Праймроз, 33 – Синтаита, 34 – Тебо, 35 – Сейбл Айленд, 36 – Кохассет, 37 – Кримсон, 38 – Гленелг, 39 – Алма, 40 – Чебукто, 41 – Глускар, 42 – Альбатрос, 43 – Бонэ, 44 – Танталон, 45 – Веймус, 46 – Габриель, 47 – Бонанза, 48 – Камберленд, 49 – Блюе-Н, 50 – Балькаль, 51 – Миззен.

осадочных бассейнов здесь является то обстоятельство, что осадки обогащены органикой. Там, где органические вещества зрелые, они генерируют огромное количество углеводородов, как, например, в позднеюрских высококачественных материнских породах. Мощность осадочного чехла в бассейнах составляет 7–12 км. Для всех перечисленных нефтегазоносных бассейнов характерен меловой возраст продуктивной толщи, имеющей преимущественно терригенный состав и мелководно-морской или континентальный генезис. Крупнейшие открытия были сделаны в 5 бассейнах: Сейбл на Новошотландском шельфе, Жанна д'Арк и Флемиш Пасс на окраинах Ньюфаундлендской банки и в бассейнах Хопдейл и Саглек в Лабрадорском море (рис. 1).

Бассейн Хопдейл. Акватория Лабрадорского моря занимает огромную площадь в 200 тыс. км², оценивается как высокопотенциальная углеводородная территория. Два крупных рифтовых бассейна — Хопдейл и Саглек — расположены на севере Канады, в цепи бассейнов вдоль западной окраины Атлантического океана (рис. 1). Эти бассейны несколько моложе, чем другие рифтовые бассейны на Атлантической окраине Канады. Бассейны Хопдейл и Саглек разделены поднятием фундамента-дугой Окан с тонким слоем мезозойских отложений. Основываясь на интерпретации сейсмических данных, бассейн Хопдейл может быть разделен на южный и северный сектора. В южном секторе находится суббассейн Хавке — глубоководная рифтовая впадина мезозойского возраста, отделенная от собственно бассейна Хопдейл дугой Картврайт. Дуга Картврайт — это дорифтовая возвышенность фундамента, покрытая тонким слоем третичных отложений (рис. 1). Суббассейн Хавке мало изучен, хотя считается высокопотенциальным в нефтегазоносном отношении.

Бассейн Хопдейл площадью 175 тыс. км² расположен между 55° и 59° северной широты (подобно Северному морю), протягивается от шельфа до склона на глубины 200–3000 м. Шельфовая часть бассейна имеет при глубине до 400 м, состоит из нескольких банок, плато и впадин. Склоновая часть пологая и изрезана каньонами. Бассейн граничит на юге с разломной зоной и дугой Картврайт. На севере он ограничен дугой Окан, отделяющий бассейн Хопдейл от бассейна Саглек; на западе ограничен несогласно залегающими трансгрессивными мезозойскими отложениями и разломом; на востоке линиamentом, отмечающим границу конти-

нента и океана (это отмечается по сейсмическим данным) (рис. 1) [4].

Стратиграфический разрез покоится на до-рифтовом фундаменте, который состоит из докембрийских метаморфических и магматических пород, а также из палеозойских кластических и карбонатных отложений. Мезозойские образования представлены нарушенными и слегка складчатыми, в основном раннемеловыми рифтовыми отложениями, перекрытыми полностью толщей третичной клиноформы и современными ледниковыми осадками (рис. 2).

Шельф бассейна Хопдейл был интенсивно исследован в 1970 г. и в начале 1980-х гг., когда были проведены 2D сейсмические исследования объемом 120 тыс. км и пробурена 21 скважина. Из всех скважин только 16 были успешными. Эти ранние исследования и полученная дальнейшая информация позволили выделить основные стратиграфические комплексы как материнские породы и доказанные нефтегазоносные коллекторы. Прекрасного качества коллекторы были встречены на глубине от 2 до 3.5 км в позднемеловых рифтовых песчаниках и палеозойских дорифтовых известняках и доломитах (рис. 3). Широко распространены песчаные коллекторы формации Бьярни (ранний мел-апталб) пористостью 12%, проницаемостью 100 мд как в грабенах, так и на возвышенностях. До последнего времени сланцы Маркленд (сеноман-маастрихт) рассматривались как основной комплекс материнских пород. Однако современный анализ отложений методом Rock-Eval показал, что самые лучшие материнские породы залегают в раннемеловых отложениях формации Бьярни (готерив-баррем-апт). Мощная толща мелкозернистых сланцев формации Маркленд образует хорошую региональную покрывку-флюидоупор. Другим региональным флюидоупором являются отложения формации Кенаму в эоцене и сланцы Моками в олигоцене. Коллекторами являются третичные песчаные отложения горизонтов Лейф и Гудрид, верхнемеловые песчаники горизонта Фрейдис, нижнемеловые песчаники формации Бьярни и нижнепалеозойские карбонатные породы (рис. 3) [10, 20]. К настоящему моменту пробурено 27 скважин, из них 21 находится в бассейне Хопдейл. Открыто более 10 месторождений преимущественно газовых (рис. 1, таблица). Общие доказанные запасы углеводородов в бассейне оцениваются в 117 млрд м³ газа, 17 млнт нефти и конденсата уд. веса 0.779–0.738 г/см³. Неоткрытые потен-

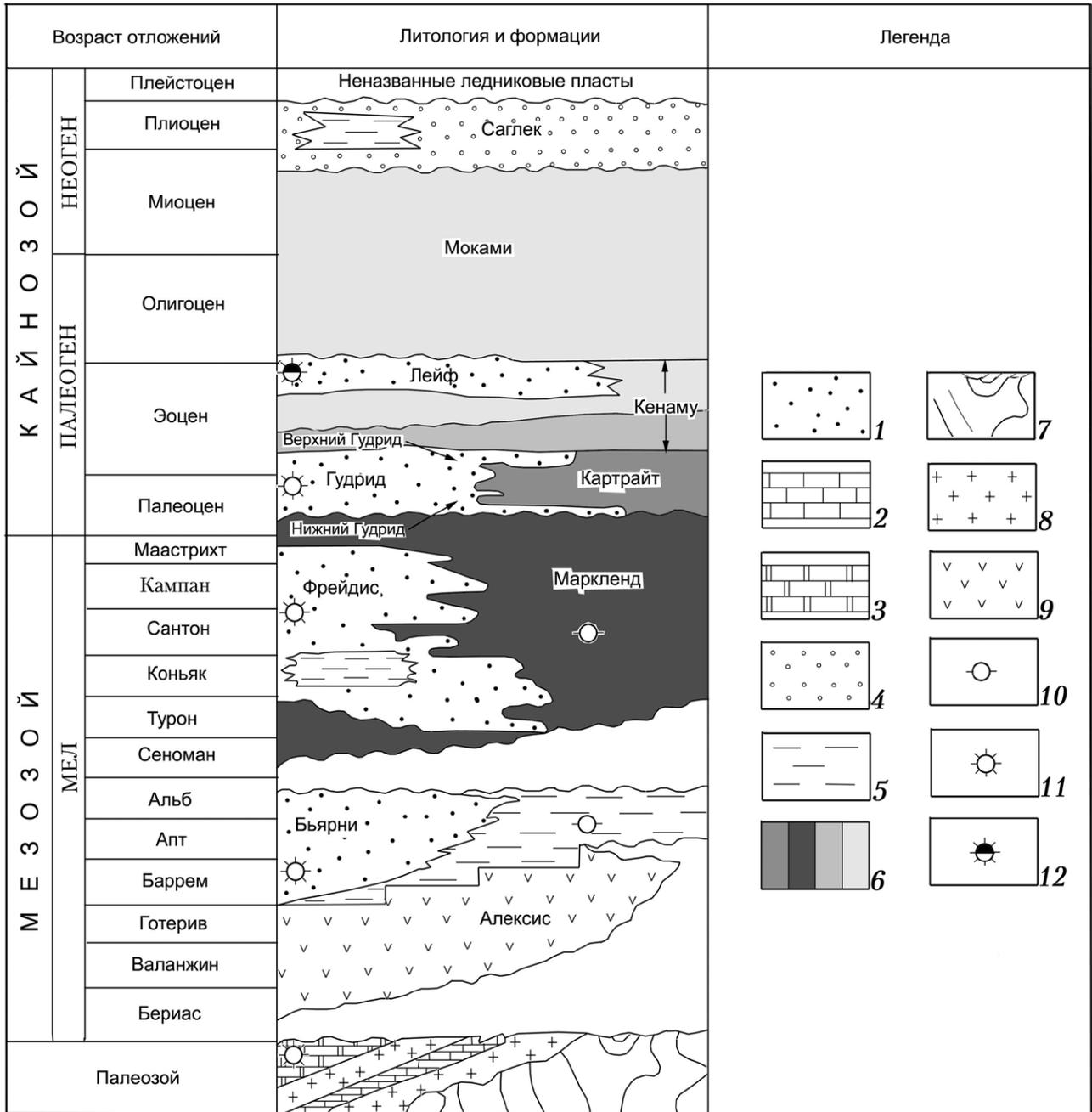


Рис. 2. Сводный стратиграфический разрез бассейна Хопдейл [11]

1 — песчаник, 2 — известняк, 3 — доломит, 4 — конгломерат, уголь, 5 — аргиллиты, 6 — глинистые сланцы, 7 — метаморфические породы, 8 — аркозовые песчаники, 9 — вулканические породы, 10 — материнские породы, 11 — газовые залежи, 12 — газонефтяные залежи.

циальные запасы газа оценены в 616 млрд м³. Вся площадь бассейна Хопдейл перспективна для поисков углеводородов, особенно глубоководные районы.

Бассейн Орфан расположен восточнее о-ва Ньюфаундленд. Он представляет собой растянутую и погруженную толщу осадков, лежащих на континентальной коре, которая образова-

лась в течении серии повторяющихся рифтогенезов, начиная от позднего триаса и до третичного времени, в период образования Северной Америки и раскрытия северной части Атлантического океана и Лабрадорского моря [7]. Бассейн ограничен на западе разломом Бонависта, на востоке — поднятием фундамента, который расположен между выступами Кнолл и Фле-

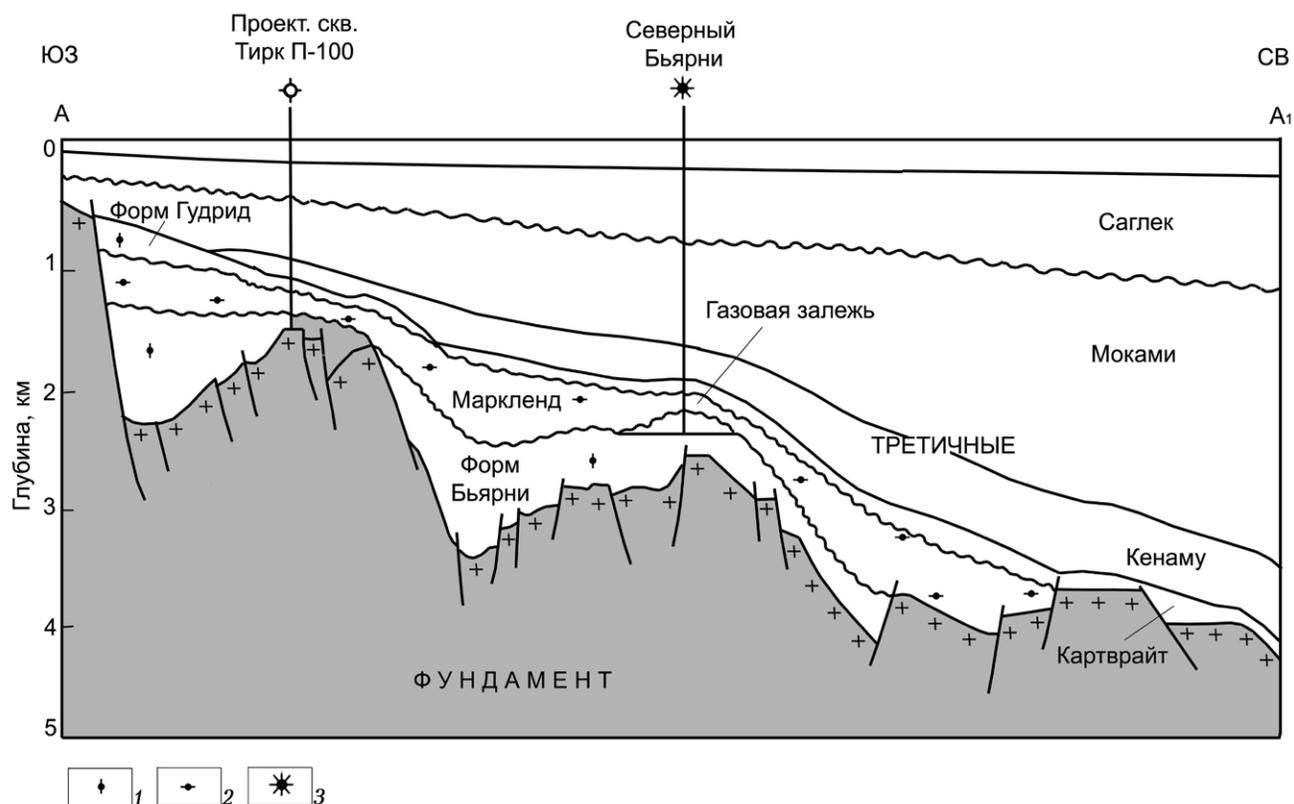


Рис. 3. Поперечный геологический разрез по линии АА' через бассейн Хопдейл [20].
1 — продуктивные породы, 2 — материнские породы, 3 — месторождение.

миш Кап, на севере — разломом Чарли Гиббс, а на юге — трансформным разломом, известным как пояс разлома Камберленд. Площадь, занимаемая бассейном, составляет 150 тыс. км², в нем пробурено 9 скважин. По сейсмическим данным, бассейн делится на два различных мезозойских бассейна — восточный и западный, разделенных разломом Вайт Сейл. Территория бассейна расположена между мелководным участком акватории Атлантического океана глубиной 200–500 м на западе, в середине бассейна глубина океана 500–1500 м, а на востоке — 1500–3000 м. Поисково-разведочное бурение проводилось с 1969 г. в мелководной западной части бассейна Орфан. В 1970-х и в ранних 1980-х г. было пробурено 7 скважин, которые установили, что мощность третичных отложений здесь составляет более 4 км. Проведенное глубоководное бурение (DSDP) в 1970-х гг. на выступе Орфан показало наличие меловых и юрских образований на восточном фланге бассейна (рис. 4). Залежи в этих скважинах были поздне мелового и третичного возраста. Третичные отложения перекрывали в разрезе тонкий слой меловых пород, лежащих

на палеозойских образованиях. Нужно отметить, что палеозойские отложения являются объектом активной разведки на западе, на о. Ньюфаундленд. Также известен высокий газоносный потенциал карбонатных отложений ордовика на шельфе Лабрадорского моря, соседствующего на севере с бассейном Орфан. Пробуренные скважины показали, что в поздне меловых и раннетретичных отложениях содержание $C_{орг}$ меняются от 1 до 7%. Но ни одна скважина не встретила позднеюрские отложения в качестве нефтематеринских пород, как в соседних бассейнах Жанна д'Арк и Флемиш Пасс на юге.

Западный бассейн Орфан площадью 60 тыс. км² расположен между разломами Вайт Сейл и Бонависта. Этот рифтовый бассейн моложе Восточного бассейна Орфан и менее глубоководный, образован в течение мелового времени. Третичные отложения здесь значительно мощнее, чем в Восточном Орфане, и составляют порядка 3000–5000 м. Ниже третичных образований сейсмическими данными отмечена толща мезозойских пород, которая залегает в грабене, ограниченном разломом Бонависта. Сейсмическими

Таблица. Характеристика некоторых углеводородных месторождений на Атлантической континентальной окраине Канады

№ п/п	Название месторождения	Год открытия	Глубина моря, м	Возраст продуктивного горизонта	Тип коллектора	Характер флюида	Запасы: нефти млн.т, газ млрд. м ³
1.	Снорри	1975	150–200	Мезозой	Доломит	Газ	3.0
2.	Хопдейл	1973	180	Ордовик	Доломит, песчаник	Газ, конден.	3.0
3.	Бьярни	1973	180	Ниж. мел-юра	Доломит	Газ, кон.	87.9
4.	Север. Бьярни	1980	300	Ниж. мел-юра	Доломит	Газ	61.6
5.	Гудрид	1974	200–250	Карбон	Доломит	Газ	26
6.	Хиберния	1979	80	Ниж. мел-юра	Песчаник	Нефть, газ	118.5 38.7
7.	Вайт Роуз	2000	120	Ниж. мел	Песчаник	Нефть, газ, кон.	37.7–42 75.6, 12.2
8.	Хеброн	1978	87–107	Мел, юра	Песчаник	Нефть	76.5–100
9.	Терра Нова	1998	93	Юра	Песчаник	Нефть, газ	55.6 7.6
10.	Северный Аметист	2002	120	Мел	Песчаник	Нефть, газ	10–20 8.8
11.	Бен Невис	2002	87–06	Ниж. мел, юра	Песчаник	Нефть	20, 12.2
12.	Кингс Кав		93–200	Мел	Песчаник	Нефть	40
13.	Лейф	1981	1700–2000	Мел	Песчаник	Нефть	
14.	Робервейл	1979		Мел	Песчаник	Газ	
15.	Адолфас	1973		Мел	Песчаник	Нефть, газ	
16.	Уэст Сейбл	1971	25–310	Ниж. мел	Песчаник	Нефть, газ	12 168
17.	Праймроз	1972	250–300	Ниж. мел	Песчаник	Газ, конден.	
18.	Тебо	1972	270	Ниж. мел	Песчаник	Газ, конден.	
19.	Синтаита	1974	250	Мел	Песчаник	Газ, конд.	
20.	Кохассет	1973		Мел	Песчаник	Нефть, газ	
21.	Дип Пануке	1990	44	Мел, юра	Известняк песчаник	Газ	28
22.	Вентура	1981	70–90	Мел	Песчаник	Газ	65
23.	Онондага	1969	180	Ниж. мел-палеоген	Песчаник	Газ	
24.	Аннаполис	2000	2000	Мел, юра	Песчаник	Газ	
25.	Миззен–О-16	2008	1100	Мел, юра	Песчаник	Нефть	68.5
26.	Бей дю Нор	2013	1100	Юра	Песчаник	Нефть	41.1–82.2
27.	Харпун	2013	2800	Мел	Песчаник	Нефть	

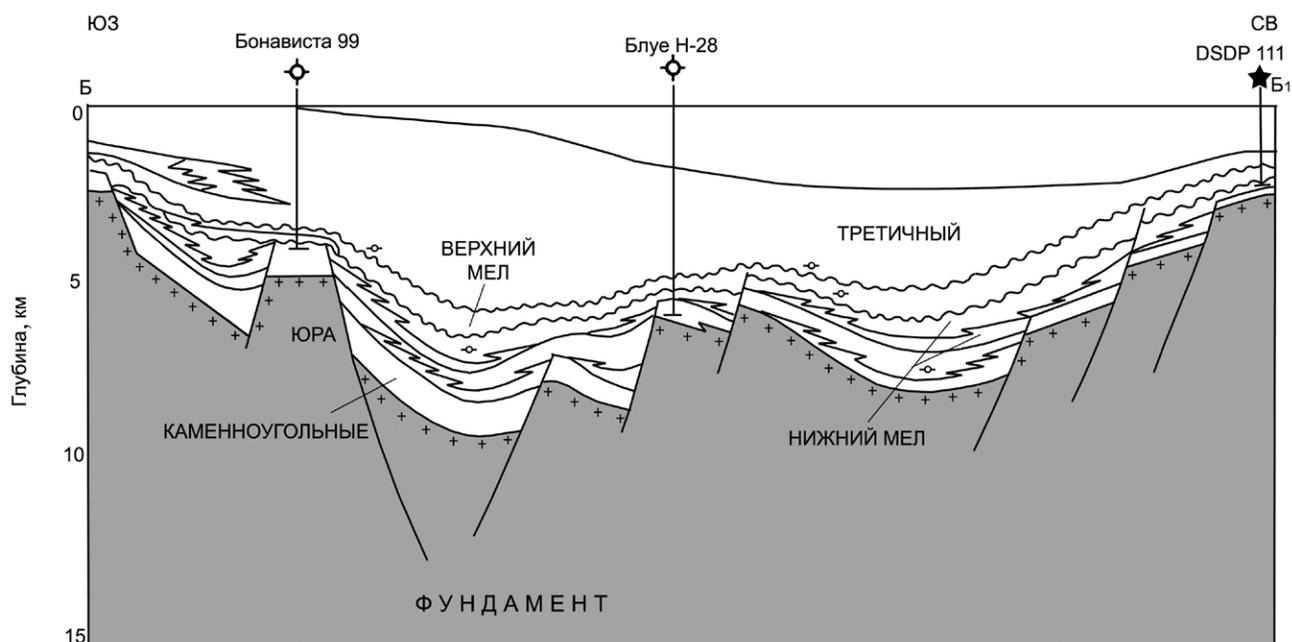


Рис. 4. Поперечный геологический разрез по линии ББ' через бассейн Орфан [20].

исследованиями также установлено, что бассейн Западный Орфан состоит из суббассейнов мелового возраста, и эти впадины могут содержать толщу меловых осадков до 7 км [7]. Возможно, в разрезе отдельных суббассейнов в Западном бассейне Орфан присутствуют юрские отложения, однако сейсмическими данными это не подтверждено. Также сейсмическими исследованиями выявлено большое количество потенциальных углеводородных залежей в пределах меловых отложений, скорее, газоносных, чем нефтеносных. Эти залежи стратиграфического типа залегают на флангах поднятия фундамента. Материнскими породами здесь считаются раннетретичные сланцы. Нужно отметить, что в этой части бассейна нет большой поисково-разведочной активности.

Восточный бассейн Орфан площадью более 50 тыс. км² расположен между разломами выступов Орфан, Вайт Сейл и Флемиш Кап. Мощность осадочного разреза от поздней юры до раннего мела составляет 4000 м. В восточной части бассейна раннемезозойские отложения перекрыты толщей мощностью в 2000 м позднемеловыми породами, которые в свою очередь перекрываются третичными образованиями мощностью порядка 1000–2500 м по всему бассейну Восточного Орфана. Бассейн образован в течение поздне триасового-раннеюрского времени в процессе внутриконтинентального риф-

тогенеза. Однако последующие тектонические события от позднеюрского до палеоценового времени деформировали осадочный разрез, превратив его во множество складок и структур, ограниченных разломами.

Восточный Орфан рассматривается как высокопотенциальный в нефтегазоносном отношении бассейн. Подобно соседним бассейнам, нефтематеринскими здесь считаются позднеюрские породы. Толщи сланцев, которые определены в разрезах поздне мелового и третичного возраста, могут генерировать газовые углеводороды, подобно северным бассейнам в Лабрадорском море. Коллекторами являются песчаники в раннемеловых отложениях пористостью 19%, выявленные в скважине Blue-N-28, и поздне меловые песчаники с наличием прекрасных коллекторов, подтвержденных скважиной Linnet E-63 [8]. Скважина Blue-N-28 пробурена в 2007 г. и является глубоководной (глубина моря 1486 м, при общей глубине скважины 6088 м). Она расположена на континентальном склоне и достигла глубоководных палеозойских пород. Вторая скважина Linnet E-63 пробурена в 2010 г. (глубина моря 2600 м, что является рекордной глубиной для Канады). В пробуренных в бассейне Восточный Орфан скважинах Linnet E-63 и Blue-N-28 встречены прекрасные поздне меловые песчаные коллекторы, которые будут первоначальными целями разработки по всему

бассейну Орфан, хотя ожидания при бурении были связаны с раннемеловыми и юрскими песчаниками в восточной части бассейна Орфан.

Таким образом, в бассейне Орфан пробурено 9 скважин. В результате бурения и сейсмических работ выяснилось, что материнскими породами могут быть сланцы нижнетретичных отложений, сланцы формации Маркленд в нижнемеловых отложениях, сланцы Эгрет в верхней юре и каменноугольные сланцы. Прекрасные песчаные коллекторы встречены в скважинах в олигоцене в основании фэновых образований (эквивалент отложениям формации Мара), а также в верхнемеловых песчаниках. Возможно также наличие коллекторов в нижнемеловых песчаниках, встреченных в скважине Linnet E-63, и в юрских песчаниках на флангах бассейна.

Бассейн Жанна д'Арк расположен в достаточно мелководной части Ньюфаундлендской акватории при глубине моря 80–200 м, является основным нефтедобывающим бассейном всего Восточно-Канадского региона. Все крупные открытия нефтяных месторождений последнего времени сделаны в этом бассейне: Хиберния, Терра-Нова, Вайт-Роз, Бен-Невис и др.

Этот мезозойский бассейн развивался в течение 3 этапов рифтогенеза, связанных с распадом суперматерика Пангеи и образованием северной части Атлантического океана, которые начались в позднем триасе и завершились в позднем мелу. Самым интенсивным из 3 этапов рифтогенеза является первый этап, который проходил в позднем триасе–ранней юре и определил форму и размер бассейна. Последующие эпизоды рифтогенеза привели только к укрупнению фрагментов бассейна [9].

Тектонически бассейн Жанна д'Арк представляет собой грабеновую впадину, выполненную мощными нижнемеловыми отложениями, состоящими из систем блоков фундамента и прорванными диапировыми соляными штоками. Разрез осадочного чехла характеризуется резким контрастом между относительно спокойно залегающими образованиями кайнозоя и верхнего мела, и нарушенными складчатостью и сбросами породами нижнего мела и юры, разделенными региональным среднемеловым несогласием (рис. 5).

Структурные несогласия и вторичные очаги размыва, возникшие при осадконакоплении,

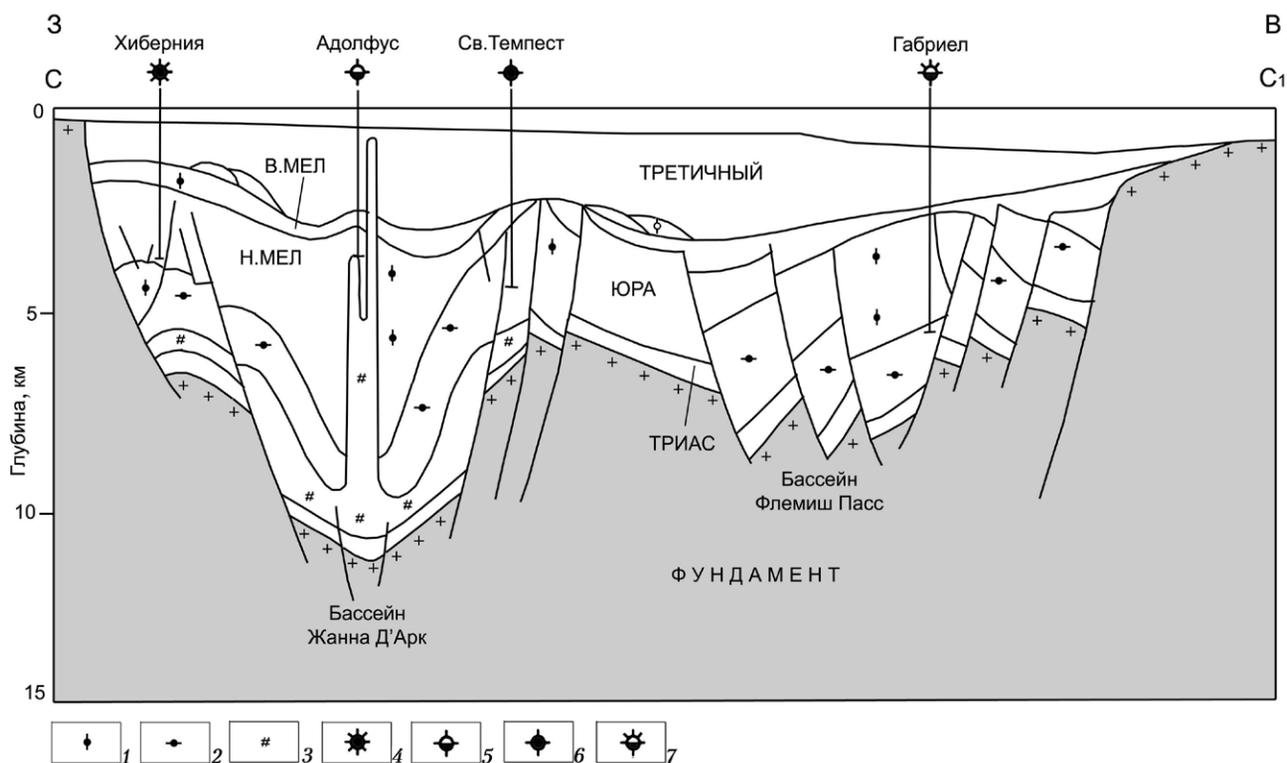


Рис. 5. Поперечный геологический разрез по линии СС' бассейнов Жанна д'Арк и Флемиш Пасс [20].

1 — продуктивные породы, 2 — материнские породы, 3 — соль, 4 — месторождение нефти, 5 — залежь нефти и газа, 6 — залежь нефти, 7 — месторождение нефти и газа.

образовали множество горизонтов коллекторов и залежей, которые сегодня известны в позднеюрских и раннемеловых отложениях.

Первая поисковая скважина на шельфе Ньюфаундленда в бассейне Жанна д'Арк была пробурена в 1966 г. В настоящее время пробурено более 200 скважин. В результате открыто 16 месторождений нефти, газа и газоконденсата (таблица). Однако основная добыча происходит из месторождений Хиберния, Терра Нова, Вайт Роз, Бен Невис [12,15–18]. Бассейн Жанна д'Арк богат горизонтами материнских пород киммериджского возраста (формация Ранкин, серия Эгрет). Разрез пород третичных отложений также обогащен органическим веществом. В бассейне известны прекрасные коллекторы в отложениях позднеюрских–среднемеловых песчаных образований формаций Жанна д'Арк, Хиберния, Каталина, Авалон и Бен Невис. Известны также коллекторы в верхнемеловых–нижнетретичных песчаниках формации Саус Маара. Встречаются разнообразные типы залежей: антиклинальные, стратиграфически и тектонически экранированные, клиноформные и другие (рис. 5).

Киммериджские материнские породы представлены морскими богатыми органическими известковыми сланцами, в которых генерация углеводородов началась в позднем мелу и достигла пика в течение эоцена *in situ*. Нужно отметить, что генерация углеводородов продолжается и в настоящее время [20]. Эта 200-метровая толща распространена по всему бассейну Жанна д'Арк, она также встречена при бурении в бассейнах Флемиш Пасс и Восточный Орфан. Помимо киммериджских отложений, потенциально материнскими породами могут быть также оксфордские, раннемеловые и раннетретичные образования.

Широко распространенные по всему бассейну многочисленные песчаные горизонты в формациях Жанна д'Арк, Хиберния, Каталина и Авалон представляют собой высококачественные коллекторы проницаемостью 26.9 дарси, пористостью до 21%, в среднем 19.3%. Высококачественные коллекторы также встречены в формациях Вуаяжер (средняя юра) и Бен Невис (апт + альб). Превосходные коллекторы были вскрыты в позднем мелу, в формации Даунсон Каньон, и в палеоценовой формации Саус Маара. Нужно отметить, что в последних формациях были найдены только две небольшие залежи. Поисково-разведочные работы велись и ведутся

в основном на уже доказанных нефтегазоносных коллекторах поздней юры и раннего мела. Широко распространенные позднемеловые и раннетретичные перспективные на нефть и газ образования также вполне реальны для поисково-разведочных работ, поскольку они потенциально эффективны и залегают на неглубоких горизонтах.

Нефтяные и газовые залежи перекрываются многочисленными непроницаемыми крышками горизонтов сланцев, которые изобилуют в отложениях формаций Фортюн Бей, Вайт Роз и Наутилус от поздней юры до позднего мела. Флюидоупоры представлены также сланцами позднемеловой формации Даунсон и третичной формации Банкеро.

Миграция углеводородов в бассейне Жанна д'Арк происходит преимущественно вертикально, в основном вдоль многочисленных протяженных разломов. Латеральная миграция происходит локально вдоль склонов бассейна. Поздняя миграция происходила только в окраинных частях бассейна, где он заполнен осадками конусов выноса и песчаниками каньонов [4].

Вся поисково-разведочная работа в бассейне сфокусирована в основном на поиски нефтяных залежей, поскольку нет заметного рынка сбыта газа. Перспективы бассейна Жанна д'Арк очень велики, извлекаемые запасы нефти составляют 300 млн т, газа 1.5 трлн м³ и 40 млн т конденсата, перспективные запасы нефти оценены в 343 млн т, а газа в 4.8 трлн м³.

Крупнейшим месторождением бассейна Жанна д'Арк является Хиберния. Глубина моря здесь достигает 80 м. Структура Хиберния расположена в 300 км от о-ва Ньюфаундленд и представляет собой крупную антиклиналь, ограниченную с запада и северо-востока конседиментационными сбросами. Основным продуктивным горизонтом является верхнемеловая песчаная формация Авалон (пласт А), распространенная по всей площади этой удлиненной, нарушенной сбросами структуры. Песчаники Авалон залегают на глубине 2500 м с запасами до 274 млн т нефти. Вторым продуктивным горизонтом на месторождении Хиберния являются песчаники формации Хиберния (пласт Н). Структура Хиберния на северо-западе нефтенасыщена, а в опущенных по сбросам на периферических блоках водонасыщена. Продуктивные песчаники Хиберния залегают на глубине 3800 м, обладают исключительными коллекторскими свойствами, пористостью порядка 16%, прони-

цаемостью от сотни мД до нескольких мД. Дебит одной скважины из этого горизонта составляет рекордный, по канадским меркам, уровень добычи — 7.7 тыс. т/сут. Дебит обоих продуктивных горизонтов составляет от 27.4 тыс. т/сут. до 301.4 тыс. т/сут нефти [14, 15]. Добываемый попутный газ вновь инъецируется в резервуар для поддержания давления. Общая мощность этих двух продуктивных горизонтов составляет 450 м. Третий продуктивный горизонт — песчаники и конгломераты переходной зоны юр-мела (формация Жанна д'Арк). Литологический состав всех обнаруженных крупных залежей — континентальные, дельтовые и мелководно-морские песчаники. Плотность скважин в бассейне составляет 1 скважина на 250 км².

Перспективы бассейна Жанна д'Арк по прежнему связаны с доказанными и уже известными продуктивными горизонтами: позднеюрскими и раннемеловыми. Также перспективы связываются с позднемеловыми и третичными образованиями на окраинах бассейна, с отложениями конусов выноса и соляными диапирами. В бассейне насчитывается до 20 окраинных суббассейнов, в которых потенциальные запасы углеводородов в позднемеловых и раннетретичных образованиях составляют миллионы тонн в отложениях конусов выноса.

Бассейн Флемиш Пасс. Бассейн Флемиш Пасс — рифтовый бассейн мезозойского возраста, расположен на северо-востоке бассейна Жанна д'Арк. Бассейн целиком погружен под воду на глубины 1000 м и более (рис. 1). В бассейне было пробурено всего 3 скважины — Кайле L-11, Баккалие I-78 и Габриель С-60, которые подтвердили наличие материнских пород серии Эгрет и мощную толщу прекрасных песчаных коллекторов формации Хиберния и Жанна д'Арк (рис. 5). Не исключено и присутствие других коллекторов в более молодых образованиях. Весь бассейн покрыт 3D-сейсмикой, которая показала наличие крупных антиклинальных структур. Бассейн разбит многочисленными разломами на ряд суббассейнов, которые имеют различное осадочное наполнение и структурную историю. В 2008 г. скважинами Миззен-О-15, Миззен-О-16 и Тукмор В-27 выявлены 2 структуры. Коммерческих скоплений углеводородов открыто не было, однако признаки нефти и газа были отмечены. Позже, в 2012 г., на структуре Миззен были открыты залежи нефти, потенциальные запасы которых оцениваются в 685 млн т. В 2013 г. в июне и августе было открыто 2 ме-

сторождения — Харпун, а затем структура Бей дю Нор. Последняя расположена в 500 км к северо-востоку от города Сент-Джонс и в 20 км южнее структуры Миззен (глубина моря 1100 м). Запасы месторождения Бей дю Нор оценены в 82.2 млн т нефти. Структура Харпун находится в 10 км севернее структуры Бей дю Нор [19]. В обеих структурах продуктивны юрские отложения с высококачественными коллекторами и светлой нефтью уд. веса 0.855 г/см [21]. В целом бассейн считается высокоперспективным на нефть и газ.

Бассейн Лаврентия имеет четко выраженный отпечаток соляной тектоники. Территория мало исследована, тем не менее здесь в 2010 г. была пробурена одна скважина Бандол-1 во французской части бассейна [9]. Скважина вскрыла антиклинальную структуру с залежью в юрских карбонатных отложениях с высокой пористостью, а также она вскрыла меловые песчаники. Кроме того, скважина выявила позднемеловые и ранне третичные склоновые песчаники конусов выноса. Однако она оказалась сухой. Предварительное сейсмическое картирование бассейна показало, что возможные и потенциальные запасы нефти в бассейне Лаврентия могут быть оценены в 82–96 млн т, газа — в 224–252 млрд м³.

Бассейн Вейл является мезозойским рифтовым бассейном, расположен в мелководной части акватории. Бассейн находится между бассейном Сейбл и Жанна д'Арк (рис. 1). Осадочный чехол бассейна имеет мощность 5–8 км, представлен полным мезозойским разрезом. В пределах бассейна пробурено 15 скважин с 1960-х гг. и по сей день. 11 из 15 скважин были пробурены в сводовых частях соляных куполов на небольших глубинах и затем были заброшены. Хотя материнские породы не были встречены при бурении этих скважин, поскольку это были неглубокие скважины, возможно, такие породы залегают в более глубоких горизонтах в альбских отложениях вдоль континентального склона, или в киммериджских образованиях, как на шельфе Новошотландского бассейна, или же в серии сланцев Эгрет, как в бассейне Жанна д'Арк. Позднеюрские и раннемеловые коллекторы будут целью при глубоком бурении. В бассейне Вейл встречены нижнемеловые песчаные коллекторы формации Микмак и Миссисауга, которые являются основными продуктивными горизонтами Новошотландского бассейна, а также карбонатные коллекторы в юрских ри-

фах. Перспективы бассейна оцениваются очень высоко, поскольку в 9 из 15 скважин отмечены признаки нефти и газа.

Новошотландские бассейны представлены собственно Новошотландским бассейном, бассейном Сейбл и рядом мелких незначительных

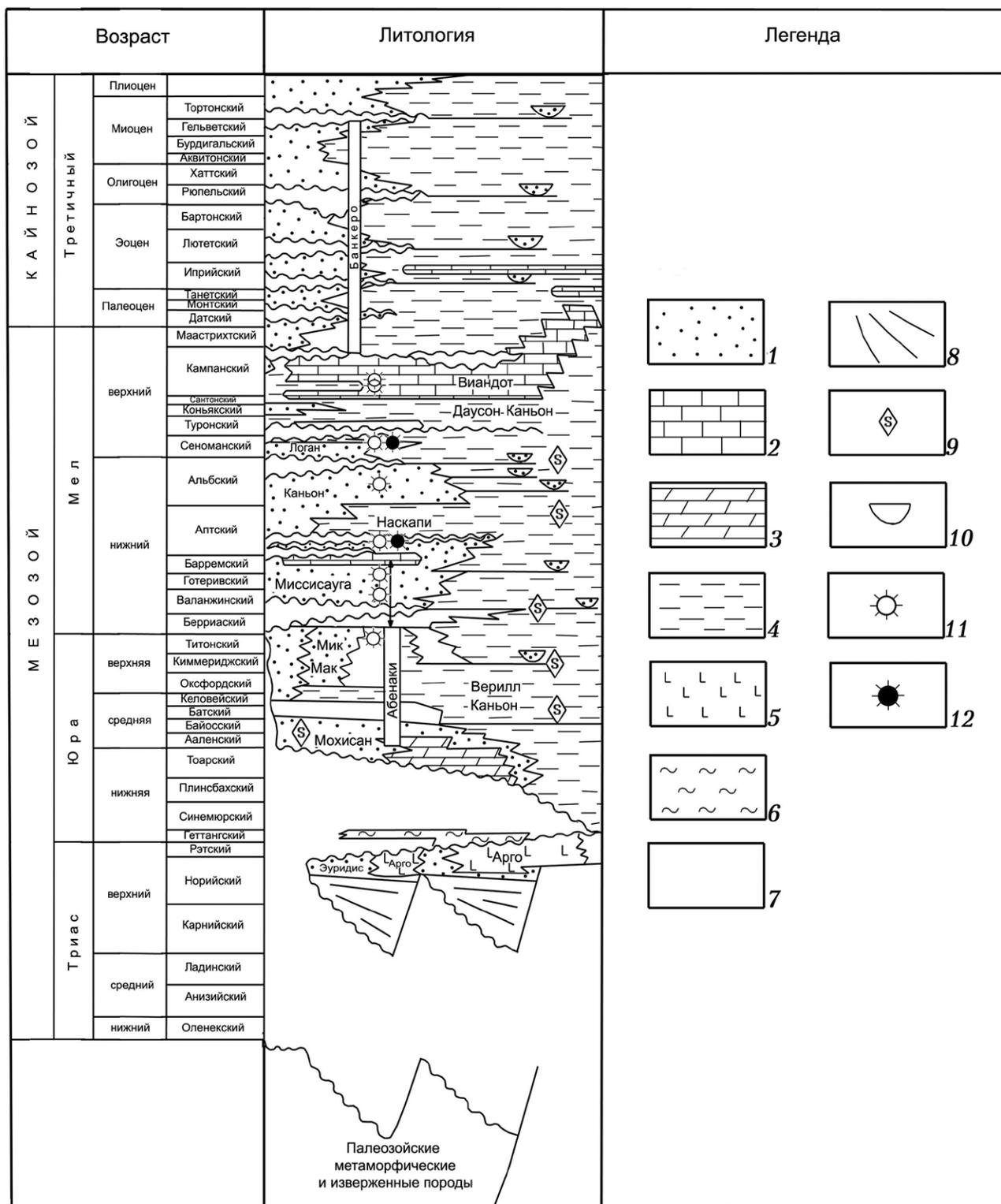


Рис. 6. Сводный стратиграфический разрез Новошотландского бассейна [23].
 1 – песчаник, 2 – известняк, 3 – доломит, 4 – глинистый сланец, 5 – соль, 6 – метаморфические и изверженные породы, 7 – вулканические породы, 8 – красноцветные слои и разломы, 9 – интервалы материнских пород, 10 – глубоководные турбидиты, 11 – газ, 12 – нефть.

суббассейнов, которые разделены выступами фундамента, разломами и т.д. **Новошотландский бассейн** расположен на расстоянии 900 км от полуострова Новая Шотландия, находится целиком в пределах акватории, охватывая территорию шельфа и склона шириной 200 км. Отложения, формирующие бассейн, образуют пологую моноклиналь, наклоненную на юго-восток, мощность отложений увеличивается с удалением от побережья. На окраине шельфа полуострова Новая Шотландия мощность бассейна достигает 10 км. Осадочный чехол представлен мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Кайнозойский разрез состоит из терригенных образований, мезозойские отложения представлены меловыми терригенными породами, которые подстилаются известняками и эвапоритами юрского возраста. Нижняя часть разреза датируется позднепалеозойским возрастом (рис. 6) [22]. Геофизическими исследованиями в бассейне установлен целый ряд солянокупольных структур [7]. История поисково-разведочных работ на нефть и газ в Новошотландском бассейне началась в 1959 г., и только в 1969 г. было открыто месторождение Онондага, а в 1971 г. — месторождение Сейбл, запасы которого оценены в 12 млн т. нефти, 168 млрд м³ газа. Материнскими породами в бассейне считаются верхнеюрские и нижнеюрские отложения. Нижнеюрские материнские породы генерируют нефть в юго-западной части бассейна, а на восточной окраине они преимущественно генерируют газ [22]. Юрские и меловые дельтовые образования являются основными коллекторами. Коллекторами могут быть также оолитовые нижнеюрские образования и песчаники. К сегодняшнему дню в Новошотландском бассейне пробурено более 30 поисковых, оконтуривающих и добывающих скважин. В 1998 г. было открыто газовое месторождение Дип Пануке с запасами 28 млрд м³ (таблица) [6]. В Новошотландском бассейне открыто более 28 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Запасы нефти бассейна Новошотландия оцениваются в 110 млн т, газа — около 336 млрд м³. Перспективы бассейна связаны с континентальным склоном, с залежами в турбидитовых отложениях. Основные продуктивные горизонты Новошотландского бассейна заключены в среднеюрских кластических отложениях формации Мохисан, а также в рифовых, оползневых и оолитовых отложениях формации Бакаро, кроме того, в верхнеюрских дельтовых образованиях формации Микмак. Выше по раз-

резу продуктивные горизонты залегают в нижнемеловых берриасских дельтовых отложениях формации нижний Миссисауга, в валанжинских дельтовых и турбидитовых образованиях формации средний Миссисауга, в барремских дельтовых породах формации верхнего Миссисауга, также известны в аптских дельтовых и турбидитовых отложениях формации Логан Каньон и в альбских песчаниках (рис. 6, 7).

Для **бассейна Сейбл** материнскими породами являются верхнеюрские, титонские отложения. На острове Сейбл, в 50 км восточнее него и примерно на таком же расстоянии юго-западнее открыты газоконденсатное месторождение Уэст Сейбл, нефтегазовое Праймроз и газовое Тебо (рис. 1, таблица). В первом из них продуктивны песчаники верхнего мела и палеогена, во втором — юрские отложения, а в третьем — меловые. Структурно месторождение Уэст Сейбл выражено как закрытый соляной диапир. В последнее время в 30 км северо-восточнее острова Сейбл открыт ряд месторождений нефти, газа и газоконденсата (Китналта, Вентура и другие) (таблица) [3]. На месторождении Вентура скважина D-23 вскрыла шесть газоносных горизонтов ниже глубины 3900 м и дала при испытании крупный промышленный приток газа (280–620 тыс. м³/сут.). Площадь структуры 44 км², глубина залегания коллектора около 4960 м. В бассейне Сейбл 12 месторождений нефти и газа.

Из анализа геологических и стратиграфических разрезов осадочных бассейнов, а также углеводородных месторождений, расположенных на восточной Атлантической окраине Канады, становится очевидным, что в осадочных бассейнах на севере рассматриваемого региона Лабрадорского моря отмечаются в основном скопления газа в продуктивных песчаных и карбонатных коллекторах. Далее на юг, в Ньюфаундлендском регионе идет преимущественно аккумуляция нефти и только в терригенных коллекторах, а на самом юге, в Новошотландской области, отмечены опять скопления газа, но только уже в терригенных отложениях. Примечательно также, что в высоких широтах, таких как район Лабрадорского моря, возраст продуктивных отложений начинается с более древних отложений, чем в бассейнах, расположенных южнее, вследствие этого стратиграфический диапазон нефтегазоносности в них значительно шире. Так, в бассейне Хопдейл нефть и газ встречаются в палеозойских, мезозойских и третич-

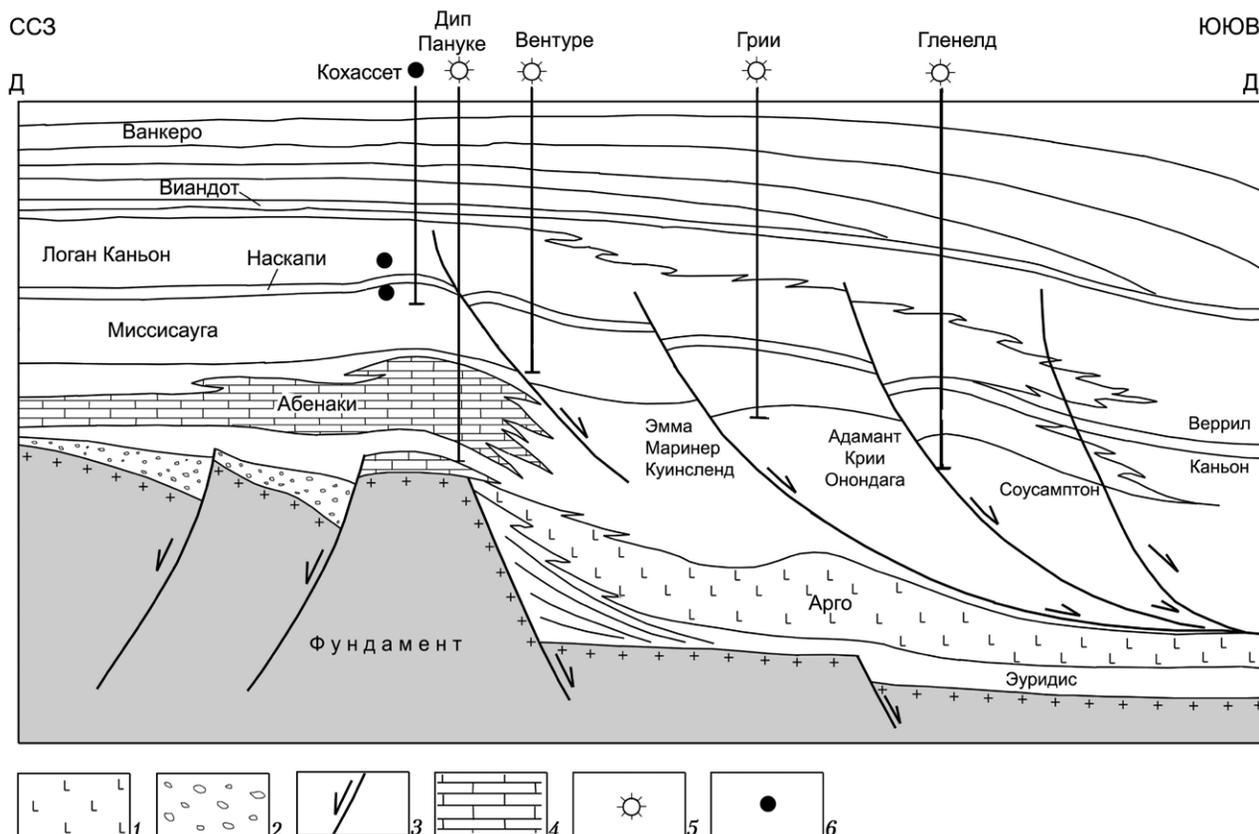


Рис. 7. Поперечный геологический разрез по линии ДД' Новошотландского бассейна [23].

1 — соль, 2 — базальт, 3 — разломы, 4 — известняк, 5 — газовые месторождения, 6 — нефтяные месторождения.

ных образованиях, а в более южных от него регионах — в бассейнах Жанна д'Арк, Флемиш Пасс, Сейбл и других — только в мезозойских и кайнозойских породах, что прекрасно видно на стратиграфических разрезах (рис. 2, 6). Подобное обстоятельство необходимо учесть при проведении поисково-разведочных работ. Перспективы нефтегазоносности на континентальных окраинах Восточно-Канадского региона связаны преимущественно с континентальными склонами и турбидитовыми отложениями, залегающими в них. Позднеюрские и раннемеловые коллекторы будут целевыми отложениями при глубоких бурениях. Однако широкое распространение позднемеловых и раннетретичных перспективных на нефть и газ образований вполне реально, поскольку они потенциально эффективны и залегают на неглубоких горизонтах. Также перспективы нефтегазоносности на окраинах бассейнов связываются с позднемеловыми и третичными образованиями, с отложениями конусов выноса и соляными диапирами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Cassidy P., Chao G. Canadian oil and gas opportunities gather momentum off Atlantic and Pacific coasts // Oil and Gas J. 2005. V. 103 № 5. P. 38-42.
2. Chevron to develop Hebron heavy oil off Canada // Oil and Gas J. 2008. V. 106. № 33. P. 8.
3. Contract let for deep water development off Nova Scotia // Oil and Gas J. 2014. V. 114. Nov. 03. P. 6.
4. Dunnahoe T. Newfoundland, Labrador prepare for deep water exploration // Oil and Gas J. 2015. V. 113. July 06. P. 48-52.
5. East Coast Canada. Annual report 2011. Tor Naess, INTSOK oil and Gas Advisor Canada. 35 p.
6. En Cana lets feed contract for deep Panuke field // Oil and Gas J. 2007. V. 105. № 15. P. 8.
7. Enachescu M., Fagan Ph., Smec J. Orphan basin off Newfoundland set for multiyear exploration program // Oil and Gas J. 2005. V. 103. № 31. P. 32-37.
8. Enachescu M., Fagan Ph., Smec J. Exploration opportunities abound in Orphan basin off Newfoundland // Oil and Gas J. 2005. V. 103. № 30. P. 32-36.
9. Enachescu M., Fagan Ph. Newfoundland's Grand Banks presents untested oil and gas potential in eastern North America // Oil and Gas J. 2005. V. 103. № 6. P. 32-39.

10. *Enachescu M.* Atlantic off Labrador poised for modern exploration round // *Oil and Gas J.* 2006. V. 104. № 24. P. 36-42.
11. *Enachescu M.* Favorable geology, advanced technology may unlock Labrador's substantial resource // *Oil and Gas J.* 2006. V. 104. № 23. P. 29-34.
12. Exxon Mobil group outlines Hebron development details // *Oil and Gas J.* 2009. V. 107. № 22. P. 38-39.
13. *Guntis M.* North Amethyst, first White Rose satellite to be developed // *Oil and Gas J.* 2008. V. 106. № 8. P. 37-39.
14. Hibernia southern extension work advances // *Oil and Gas J.* 2009. V. 107. № 24. P. 10.
15. Hibernia south extension oil production starts // *Oil and Gas J.* 2011. V. 109. July 4. P. 12.
16. Husky's new FPSO ready for White Rose field // *Oil and Gas J.* 2005. V. 103. № 25. P. 9.
17. Husky finds gas, oil in Jeanne d'Arc basin // *Oil and Gas J.* 2007. V. 105. № 1. P. 8.
18. Petro-Canada shuts in Terra Nova production // *Oil and Gas J.* 2006. V. 104. № 19. P. 8.
19. *Rach N. M.* New projects develop in Canada Maritimes // *Oil and Gas J.* 2006. V. 104. № 43. P. 47-52.
20. Sedimentary basins and hydrocarbon potential of Newfoundland and Labrador. Government of Newfoundland and Labrador. Department of Mines and Energy. Energy branch report. 2000-2001. 71 p.
21. Statoil makes thirds Flemish Pass basin discovery // *Oil and Gas J.* 2013. V. 111. Sep. 2. P. 8.
22. *Verall M. J.* Canada-Nova Scotia offshore petroleum board. CNSOPB. 2016. 13 May. 40 p.
23. *Wilson H., Luheshi M., Colletta B.* Detailed play fairway analysis sheds new light in Nova Scotia offshore // *Oil and Gas J.* 2011. V. 109. July 4. P. 48-63, 127.

GEOLOGY AND PROSPECTS OF OIL AND GAS BEARING OF EAST — CANADIAN CONTINENTAL MARGINS

© 2019 A. Zabanbark*, L. I. Lobkovsky**

Institute of Oceanology of RAS AS, Moscow, Russia

*e-mail: azaban@jcean.ru

**e-mail: llobkovsky@ocean.ru

Received October 24, 2017

Revised version received January 26, 2018

After revision February 08, 2018

At the limit of the East-Canadian continental margin there are three oil and gas regions from north to south: Labrador Sea shelves, margins of the Great Newfoundland Bank and the continental margin of Nova Scotia. In each of these distinguishing regions are a number of sedimentary basins completely plunging under the water. At the shelf of Labrador Sea distinguishing the following large sedimentary basins: Saglek, Hopdale and Havke, at the margin of Newfoundland Bank it is known the basins: Jeanne d'Arc, Flemish Pass and Orphan. At the Nova Scotia shelf there are Nova Scotian and Sable basins. It is remarkable at the lofty latitude like of Labrador Sea region the age of the productive sediments beginning from more ancient rocks (Paleozoic), than in basins situated in low latitude (Mesozoic). In consequence of this the stratigraphy diapason of oil and gas bearing of the north latitude is considerably wide. The prospect of oil and gas bearing in all region is related principally with continental slopes and turbidites sediments in its. Late Jurassic and early Cretaceous reservoirs would be the aim for deep drilling sediments. Wide distribution of late Cretaceous and early Tertiary prospects reservoirs of oil and gas is quite really so far as they are bedded in the shallow horizons. Also the prospect of oil and gas bearing at the margin of the basin is related to late Cretaceous and Tertiary sediments, to deposits of fan and diapirs salt.

Keywords: oil and gas, continental margins