

II. Изучение и освоение природных ресурсов

УДК 550.834:551.24:98.04

Сейсморазведка и освоение морских месторождений нефти и газа Арктики Западного полушария.

Н.П. Лаверов, академик,
В.И. Богоявленский, доктор технических наук,
И.В. Богоявленский,
ИПНГ РАН

Статья является логическим продолжением предыдущих исследований авторов для акваторий Арктики Восточного полушария (Россия, Норвегия), Каспийского моря и северной части Мексиканского залива (США). В данной статье проанализированы геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность акваторий Западной Арктики (США, Канада, Дания). Приведена информация об уровнях нефтегазодобычи на суше и море Северного Склона Аляски. Проведено сопоставление запасов и уровней добычи нефти и газа в морских нефтегазоносных бассейнах циркумарктического региона.

Вряде наших работ проанализированы технологические особенности и результаты геофизических исследований, перспективы нефтегазоносности и особенности освоения месторождений углеводородов (УВ) арктического шельфа России и Норвегии, Каспийского моря и северной части Мексиканского залива (США) [1-3, 6]. Данная работа является продолжением начатых исследований применительно к морским нефтегазоносным бассейнам Арктики Западного полушария, относящимся в административном плане к США (Аляска), Канаде и Дании (Гренландия). Отметим, что большая часть государственных границ на шельфе Арктики и в Северном Ледовитом океане (СЛО) дискуссионная.

Информация о сейсмических исследованиях, бурении и другие данные, приведенные ниже,

собраны, обработаны и проанализированы нами на основе многолетней работы с многочисленными (сотни) цифровыми и другими источниками, включая: USGS, MMS, NOAA, NASA, IBCAO, NSIDC, CGS, GEUS, NPD, МПР РФ и геофизических компаний СМНГ, ДМНГ, МАГЭ, TGS, PGS, Fugro-Geoteam, ION, Western Geco, IGC [4, 5, 7-11] и др. Созданная за почти 20 лет цифровая база данных постоянно дополняется и совершенствуется в системе ArcView.

Изучение и освоение арктических акваторий ограничивается распространением льда СЛО. На рис.1 показано сокращение минимальной площади льда (сентябрь), произошедшее в последние 30 лет. При этом розовая линия отображает среднюю границу льда в 1979-2000 годах, а синяя – тоже в 2010 г. При подготовке рис.1 использованы мате-

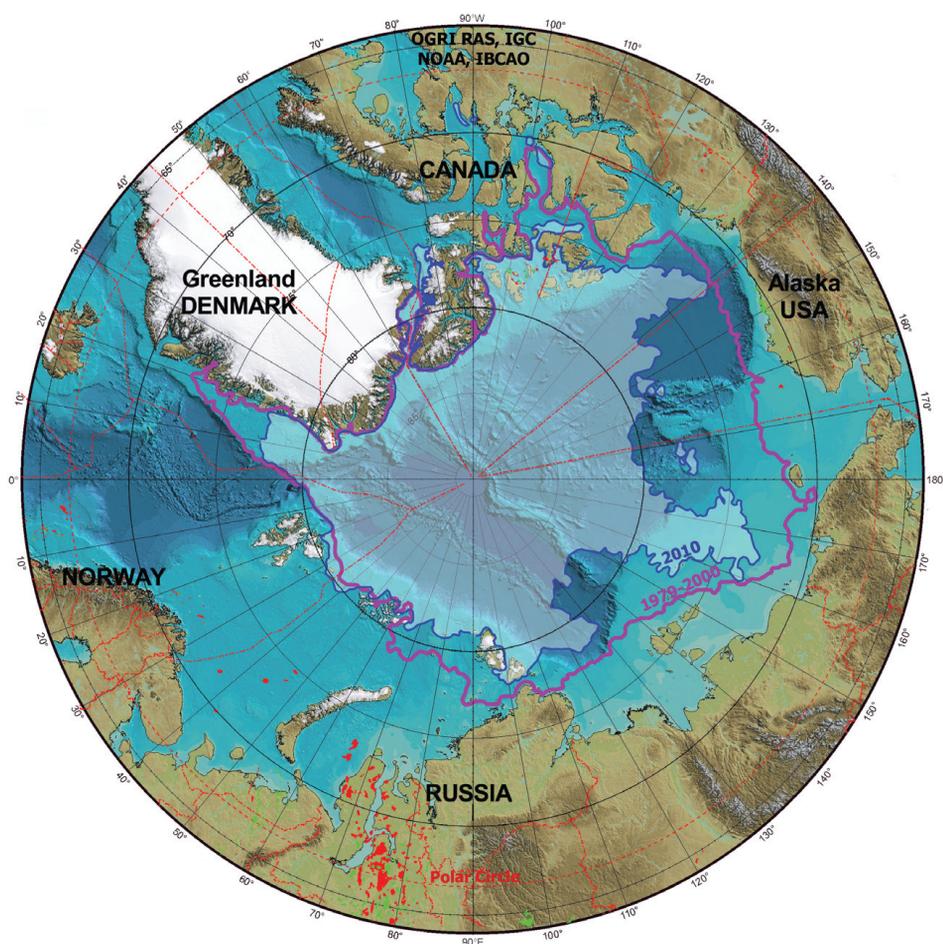


Рис. 1
Ледовая обстановка в северном полушарии
в сентябре 2010 г.
и средняя за 1979-2000 гг.

риалы NOAA, IBCAO, ИПНГ РАН и IGC. На этом же рисунке показаны месторождения нефти и газа (зеленый и красный цвета). По результатам исследований Национального центра данных по снегу и льду США (NSIDC), полученных на основе данных спутников (NASA SMMR и SSMI), максимальная площадь льда СЛЮ, замеряемая в марте, сократилась на 2 млн км² (с 15 до 13 млн км²), а минимальная (сентябрь) – на 2.5 млн км² (с 5.5 до 3 млн км²). Если площадь льда в сентябре всего СЛЮ уменьшилась на 45.5%, то по данным ААНИИ для арктических морей Сибири – на 87% (в 7.5 раза). Эти процессы позволили значительно расширить регионы сейсмических исследований на акваториях арктических морей, что отражено на карте рис.2, на которой белым цветом показано распространение льда в сентябре 2010 г.

Сейсморазведка на акваториях Арктики

Современная сейсмическая изученность акваторий арктического шельфа различается в

десятки, а местами в сотни раз и ограничивается распространением льда СЛЮ (рис.1 и 2). Особенно малоизученными сейсморазведкой (0.01-0.04 пог. км/ км²) являются российские моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское (по итогам работ МОГТ в сезоне 2011 г. данная ситуация будет несколько скорректирована). В этих же морях не пробурено ни одной глубокой скважины. Наиболее высокой изученностью сейсморазведкой (более 1 пог. км/ км²) обладают: северный шельф Аляски и Канады в морях Бофорта и Чукотском, норвежская юго-западная акватория Баренцева моря и отдельные части российских акваторий Баренцева, Печорского и Карского морей [2].

В последние годы на зарубежных акваториях начата новая стадия региональных исследований с длинными (8-12 км) сейсмическими косами и длительной (до 18 сек) регистрацией колебаний, позволяющими получать качественно новую информацию о строении осадочного чехла и фундамента [11]. Исследования ведутся в малоизученных потенциально нефтегазоносных бассейнах и в районах с

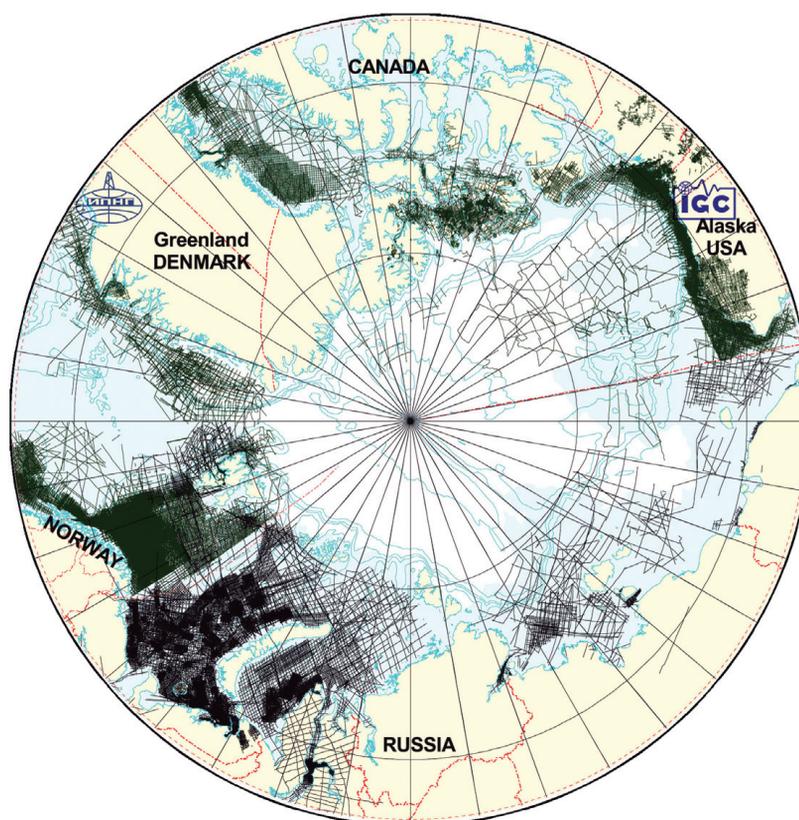


Рис. 2

Изученность шельфа Арктики сейморазведкой 2D

высокой плотностью расположения сеймопрофилей и поисково-разведочных скважин (море Бофорта, Мексиканский залив и др.). Кроме того, региональная и нефтегазопроисковая морская сейморазведка МОГТ 2D проводится в значительных объемах компанией ION в ледовых условиях Арктики в Западном полушарии (шельф Аляски, Канады и Гренландии), что отражено на карте рис.2. Данные работы реализуются парой судов – специально оборудованного геофизического судна ледового класса, позволяющего заглублять сейсмические косы и пневмоисточники ниже льда на глубину более 10 м, и ледокола сопровождения. Ведется подготовка к проведению аналогичной сейморазведки в 2011 г. на покрытых льдом акваториях морей России и прилегающей части СЛО. Отметим, что первые опытные работы в данном направлении велись в Баренцевом море более 20 лет назад силами НИИМоргеофизика ВМНПО «Союзморгео» (А.А. Гагельганц и др.), однако из-за известных проблем 90-х годов не были доведены до производственного использования.

В 2005-2010 годах проводились мегарегиональные сейсмические исследования глубинного

строения СЛО на площади свыше 1.3 млн км², прилегающей к США и Канаде. Сейморазведка отработывалась на открытой воде и в сложных ледовых условиях с ледокольным сопровождением до 84-85° СШ (рис.2), при этом использовались ледоколы США (Hearly, построен в 1999 г.) и Канады (Louis St.Laurent – 1962 г.). Получены качественные сейсмические материалы в объеме 13.5 тыс. км, давшие важную информацию о строении осадочной толщи северной части Канадского бассейна, являющегося нефтегазоперспективным продолжением континентального шельфа на глубоководье. Здесь необходимо отметить, что первая информация о строении осадочного чехла и фундамента данного региона в пределах глубоководной (более 3 км) Канадской котловины, была получена СССР в 1978 г. в ходе сейморазведки МОВ со станции «Серный полюс – 22» (СП-22) с дрейфующего льда. Кроме того, сейсмические исследования СССР МОВ, МПВ и ГСЗ велись с 1961 г. в разных частях СЛО с дрейфующих льдов в ходе многих экспедиций «СП», а в последние годы в ходе полярных экспедиций «Арктика» на НИС «Академик Федоров» (2005, 2007,

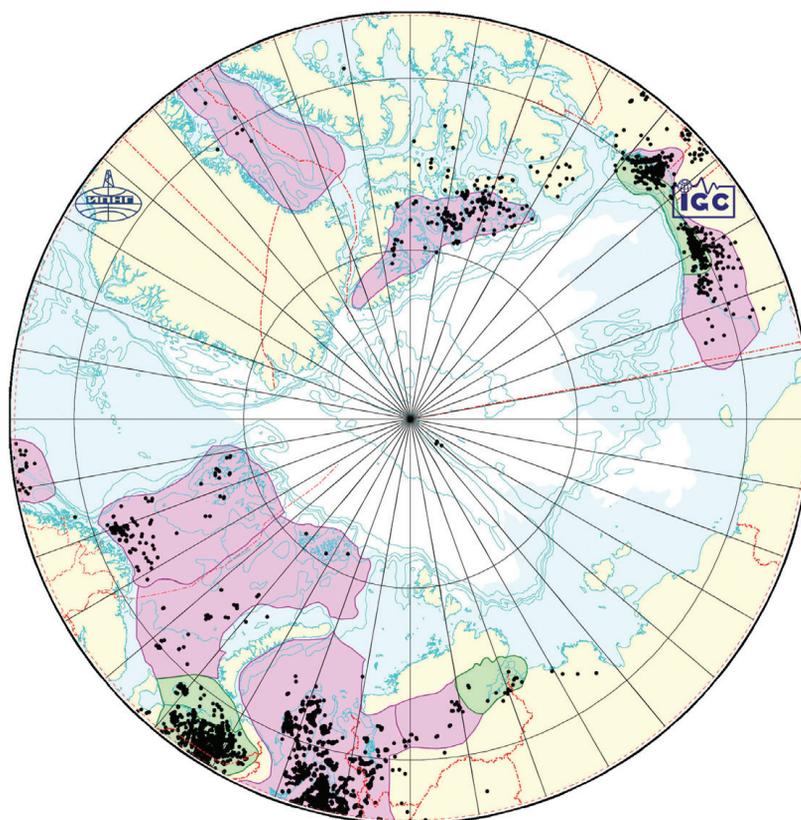


Рис. 3
Изученность шельфа и суши Арктики бурением
и нефтегазоносные бассейны

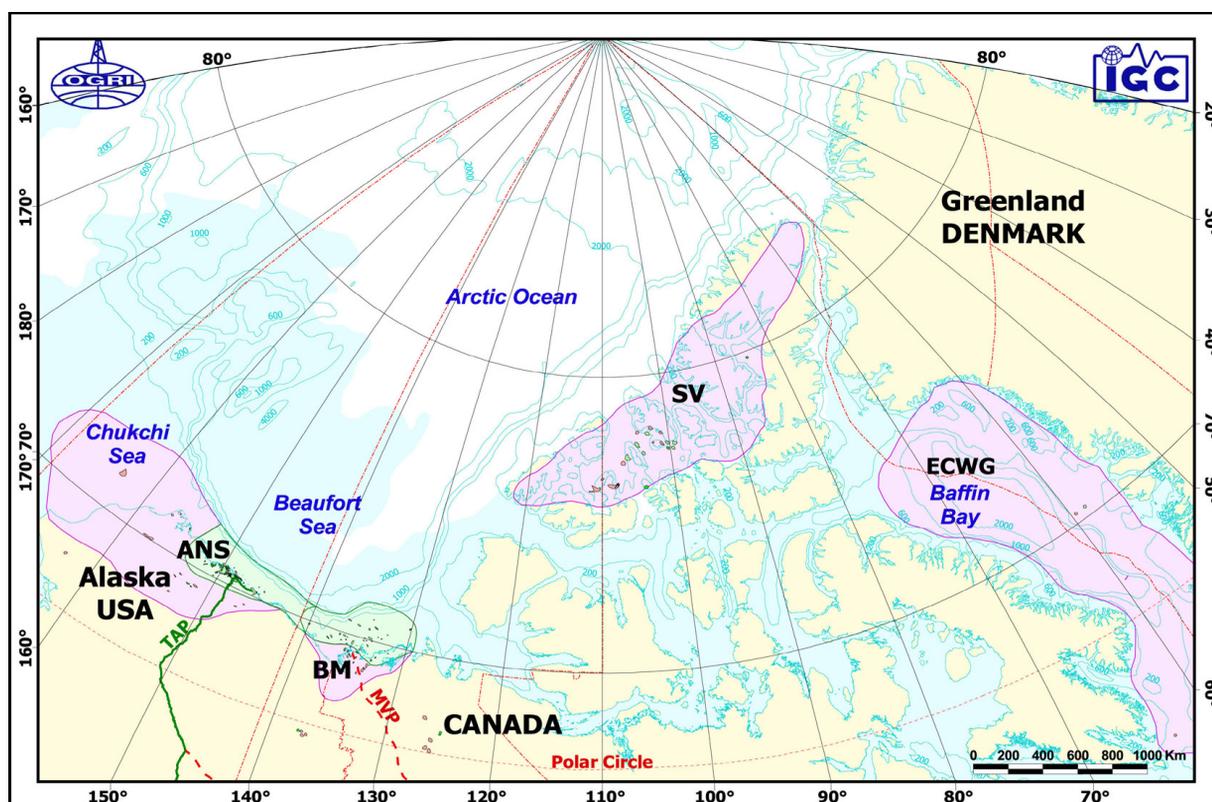


Рис. 4
Нефтегазоносные бассейны и месторождения Западного полушария

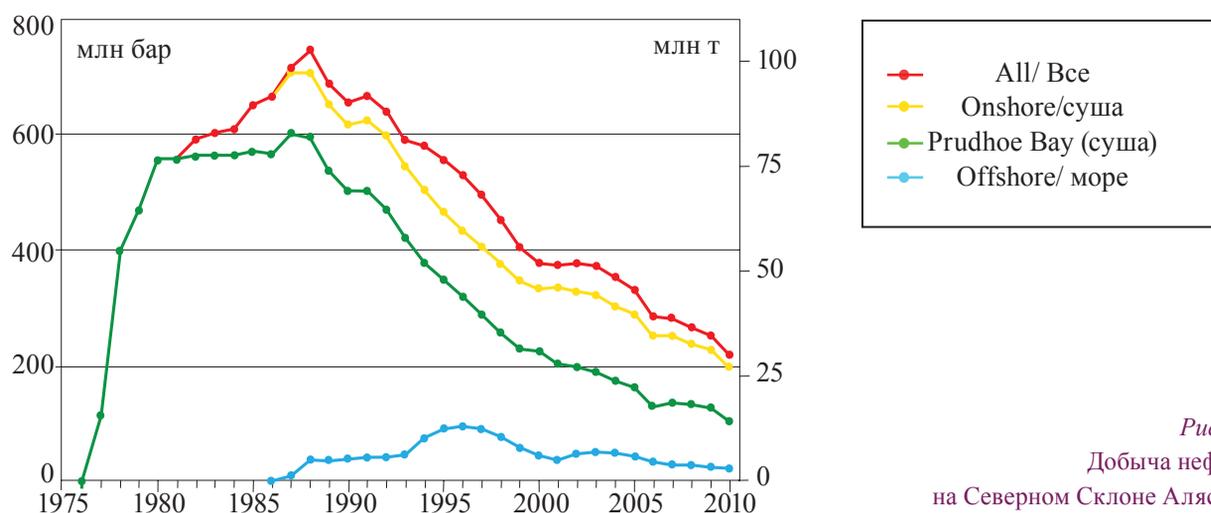


Рис. 5
Добыча нефти
на Северном Склоне Аляски

2010 гг.). Основной целью экспедиций «Арктика» является получение дополнительной информации, подтверждающей континентальное происхождение хребта Ломоносова и поднятия Менделеева.

На рис.3 приведена карта изученности нефтегазопроисхождением шельфа и прилегающей суши пяти стран циркумполярного региона, на которой показаны подтвержденные открытыми месторождениями нефтегазоносные бассейны (НГБ) с преимущественно газовой и нефтяной составляющими (розовый и зеленый цвета). Дополнительно на карте показаны три точки неглубокого (до 428 м), но самого северного в мире (широта около 88°) бурения на хребте Ломоносова во время экспедиции IODP-302 в 2004 г.

США – арктический шельф Аляски.

Арктический шельф Аляски приурочен к акваториям морей Бофорта и Чукотского с границей между ними у мыса Барроу (рис.4). Восточной границей моря Бофорта является побережье Канадских Арктических островов. Площадь моря Бофорта по разным данным составляет 476-481 тыс. км², а его средняя глубина – 1004 м. Почти весь год море покрыто льдом, а летом долгие годы освобождалась от льда только узкая прибрежная полоса Аляски и Канады шириной до 100 км. В последнее десятилетие в западной части моря открывается для свободного судоходства значительно большая территория, до 600-800 км севернее береговой линии (рис.4). Чукотское море примыкает к побережьям одноименного российского полуострова и северо-западной части Аляски. Оно имеет площадь 590 тыс. км², среднюю глубину 71 м (максимальная – 1256 м). Около 62% акватории ограничивается изобатами 0-100 м.

Летом (июль-начало октября) значительная часть моря (до широты 80-81°) свободна от льда.

Основные арктические запасы углеводородов Западного полушария сосредоточены в бассейне Северного Склона Аляски (ССА/ANS – Alaska North Slope) США, на котором открыто 78, в основном, нефтяных месторождений, в том числе 22 в море Бофорта (включая переходную зону суша-море) [8, 9]. В 1946 г. на небольшой глубине (150-430 м) в палеомерзлых песчаниках нижнего мела было найдено первое на суше месторождение Umiat с геологическими запасами легкой нефти около 140 млн т. В 1967 и 1969 годах на северном побережье Аляски были открыты два крупнейших месторождения ССА Prudhoe Bay и Kuparuk River с начальными извлекаемыми запасами нефти 1.95 и 0.41 млрд т (геологические запасы 25 и 5 млрд баррелей) и газа 750 и 28 млрд м³, сосредоточенными главным образом в песчаниках триаса. Данные два месторождения содержат основную долю запасов нефти и газа ССА (81 и 75%). Максимальная добыча нефти на Prudhoe Bay около 83 млн т была достигнута в 1987-1988 годах, а на Kuparuk River – 17 млн т в 1992 г. (рис.5).

Акватория моря Бофорта вблизи побережья ССА хорошо изучена сейсморазведкой 2D (более 1 пог. км/км²) и бурением (рис.2 и 3), при этом часть работ проводилась со льда, включая с искусственно создаваемых ледовых оснований для размещения буровых. Первое морское месторождение Gwydur Bay открыто в 1969 г. Самые большие месторождения на море – Endicott (80 млн т нефти), Point McIntyre (83 млн т нефти и 17 млрд м³ газа) и Northstar (24 млн т нефти). Оператором этих и большинства других месторождений (включая Prudhoe Bay) является компания BP. Суммарные начальные

запасы 22 морских месторождений равны 325 млн т жидких УВ и 190 млрд м³ газа. Основные залежи приурочены к песчаным отложениям триаса и мела.

Добыча нефти на шельфе США началась в 1987 г. на месторождении Endicott (оператор BP) и ведется в настоящее время еще на 8 месторождениях: Sag Delta North (1989), Point McIntyre (1993), Niakuk (1994), Eider (1998), Badami (1998), Northstar (2001), Oooguruk (2008) и Nikaichuq (2011). В 2011 г. планируется начать добычу на месторождении Liberty, удаленном от берега на 9-12 км. Основной подход к организации нефтепромыслов – бурение наклонных и горизонтальных (Extended Reach Drilling) скважин с материка, с песчаных кос и с искусственных островов – облегчается расположением открытых месторождений вблизи берега на мелководье.

На рис. 6 показан промысел месторождения Northstar, открытого компанией BP в 1984 г. при бурении с маленького насыпного острова в 9.5 км (6 миль) к северу от побережья Аляски (20 км от Prudhoe Bay). Залесь нефти расположена в песчаниках триаса пористостью 15% на глубине около 3785-3980 м. Разработка месторождения Northstar осуществляется с 2001 г. с расширенного искус-

ственного острова, укрепленного бетонными плитами для противостояния ледовым нагрузкам. Нефть транспортируется на материк по толстостенному трубопроводу, закопанному в донные отложения на глубину около 3 м.

На рис. 7 приведены объемы добываемой нефти на всем шельфе США и на трех самых крупных морских месторождениях – Endicott, Point McIntyre и Northstar. По состоянию на 01.01.11 на шельфе США добыто 157.2 млн т нефти (1146 млн баррелей), при этом три основных месторождения обеспечили 90% добычи, включая Endicott – 40% и Point McIntyre – 37.4%. Наибольший вклад морских месторождений в суммарную нефтедобычу США 18-18.2% был в 1996-1997 г. (рис. 5) за счет ввода в разработку Point McIntyre (с 1993 г.), при этом морская добыча составила 22-22.2% от уровня добычи на суше. В последующие годы этот вклад снизился до 10.2% в 2010 г.

Максимальная добыча нефти всего США около 102 млн т (745 млн баррелей) была в 1988 г., после которого наблюдается ее стабильный спад (рис. 5). В начале 2011 г. накопленная добыча превысила 2.3 млрд т. С 1977 г. нефть



Рис. 6
Морское месторождение Northstar в зимнее время
[фото BP]

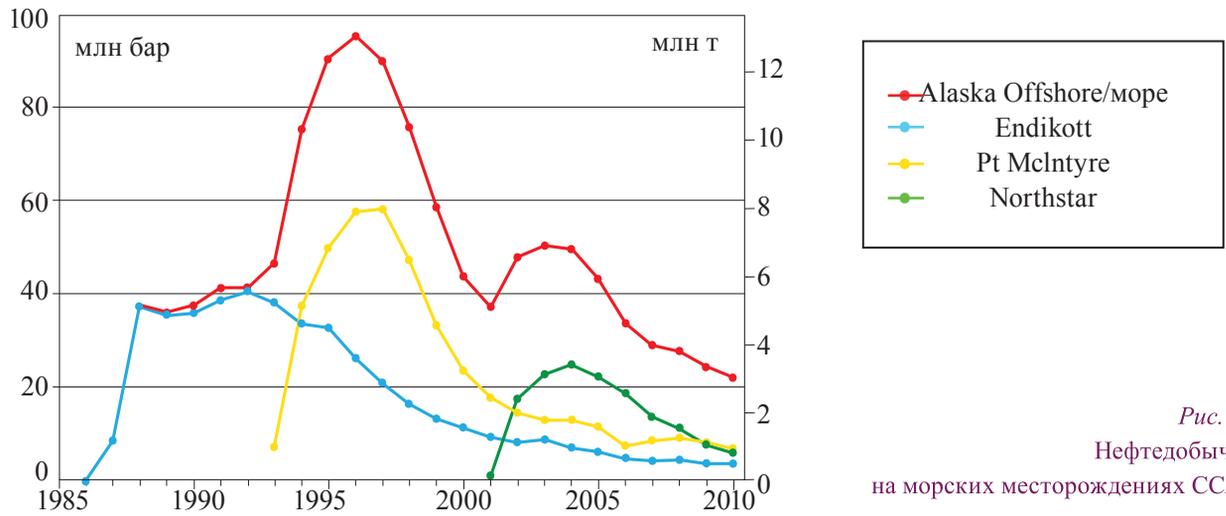


Рис. 7
Нефтедобыча на морских месторождениях США

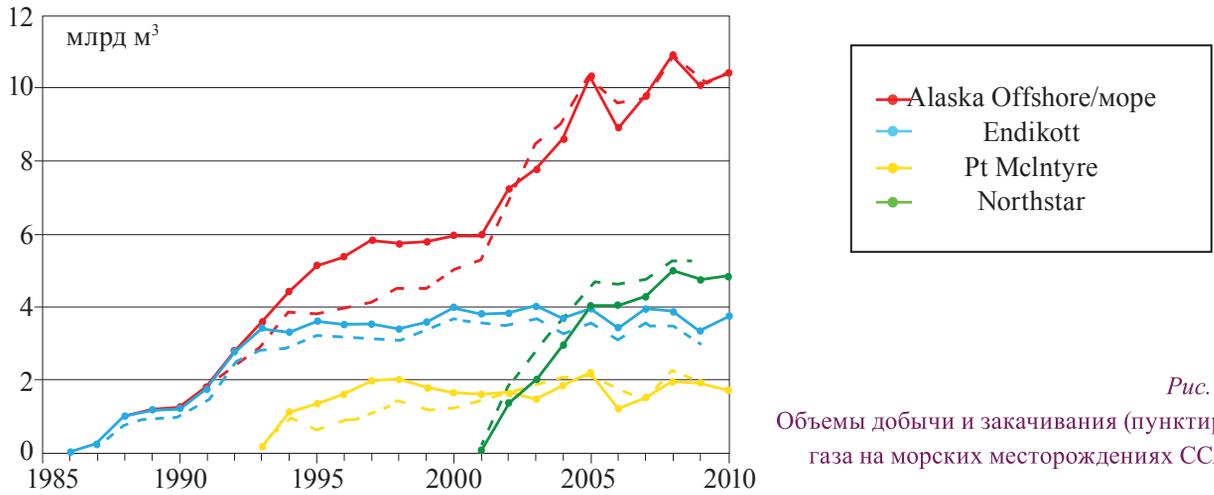


Рис. 8
Объемы добычи и закачивания (пунктир) газа на морских месторождениях США

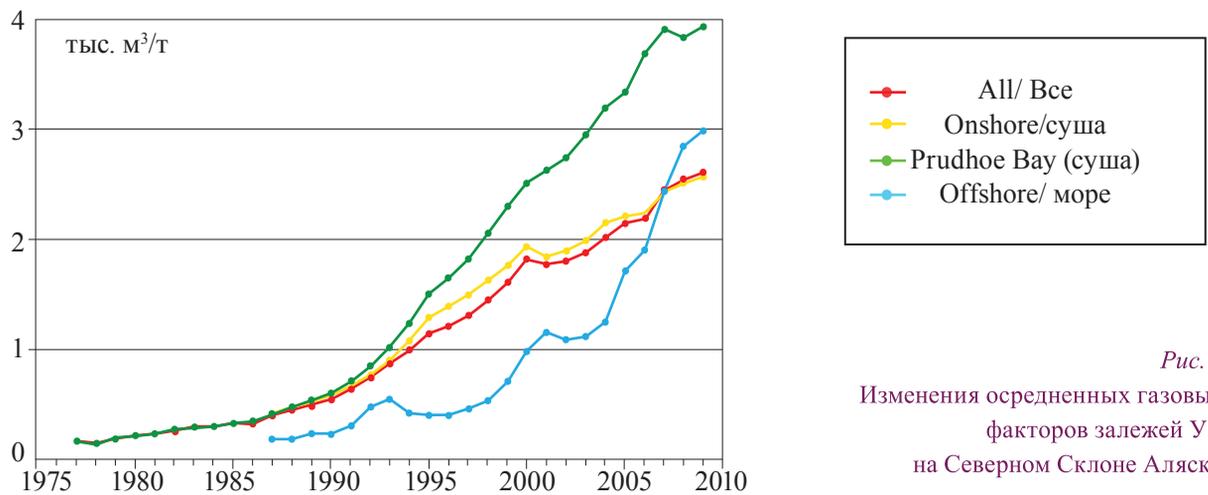


Рис. 9
Изменения осредненных газовых факторов залежей УВ на Северном Склоне Аляски

ССА транспортируется на юг в порт Valdez по Транс-Аляскинскому трубопроводу (Trans Alaska Pipeline – TAP, *рис.4*) длиной 1288 км и диаметром 48 дюймов (122 см). На территории вечной мерзлоты и в сейсмоактивных зонах трубопровод проложен над землей. В зонах пересечения разломов построены специально сконструированные рельсовые и демпферные конструкции, компенсирующие возможные движения земли в горизонтальных и вертикальных направлениях (X, Y, Z). Уникальная сейсмостойкая конструкция трубопровода сохранила его от сильнейшего землетрясения магнитудой 7.9 в районе разлома Denali, произошедшего в 2002 г.

На *рис.8* показаны объемы добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ) на морских месторождения ССА. Максимальный вклад морских месторождений в общий объем добычи ПНГ достиг 9.5% в 2008 г. Особенностью разработки месторождений ССА является то, что большая часть газа (до 92.4% в 2000 г., в среднем 90.1%) закачивается обратно в залежи для поддержания давления и увеличения объема извлекаемой нефти (коэффициента извлекаемой нефти), а остальная часть в основном используется для местных нужд. По данным NOAA на Аляске сжигается не более 1.5% ПНГ. Здесь отметим, что в арктических регионах России ПНГ сжигается в несравнимо больших объемах, чем на Аляске. По официальным данным в 2010 г. в Ненецком АО сожжено 58.4% ПНГ, в Ямало-Ненецком АО – 24%, в России в целом – 23.7%, а по данным ОАО «СибНАЦ» и NOAA – еще больше.

На некоторых месторождениях шельфа (Point McIntyre, Northstar и др.) в залежи закачивается больше газа, чем добывается попутно с нефтью (*рис.8*). За счет истощения залежей нефти и закачивания в них газа на месторождениях ССА наблюдается сильный рост газовых факторов (ГФ) (*рис.9*). В период 1977-2009 годы средний по ССА ГФ увеличился в 15 раз (до 2680 м³/т), на морских месторождениях – в 17 раз (до 3000 м³/т), а на Prudhoe Bay – почти в 23 раза (до 4000 м³/т). Рост средних ГФ наблюдается также на многих разрабатываемых месторождениях России, но в меньших масштабах. По данным ОАО «СибНАЦ» на месторождениях ЯНАО ГФ вырос: на Мерето-Яхинском – в 8 раз (до 1576 м³/т), на Присклоновом – в 5.6 раза, на Новогоднем и Комсомольском – в 5 раз.

В недалеком будущем ПНГ, сохраняемый в природных резервуарах нефтегазовых месторождений ССА, позволит США начать добычу газа и его транспортировку на юг по специально постро-

енному газопроводу. Уже создан проект газопровода (Alaska Pipeline Project) длиной 2762 км и диаметром 48 дюймов, позволяющий перекачивать в Канаду и далее в США 58-76 млрд м³ газа ежегодно. В своей северной части газопровод будет расположен параллельно нефтепроводу TAP (*рис.4*) с частичным использованием его инфраструктуры.

К западу от моря Бофорта в американской части Чукотского моря в 1969-1991 гг. отработано 329.51 тыс. км сейсмопрофилей МОГТ – почти в 20 раз больше, чем в российской части Чукотского моря. Из современной сейсморазведки 2D выделим работы по проекту ION (GXT) ChukchiSPAN в 2006 г. с сейсмокозой длиной 9 км по 90-кратной системе наблюдений в объеме 3200 км профилей, пересекающих 5 скважин (пробурены в 1988-1991 годах). Миграция исходных данных до глубины 40 км позволила изучить строение осадочного чехла, кристаллического фундамента и границы Мохо, залегающей на глубинах 30-40 км. Показано, что мощность перспективного мезокайнозойского чехла достигает 12 км. Кроме того, на ряде площадей возможно обнаружение УВ в палеозойских отложениях.

В результате бурения одной из пяти скважин в 115 км к северо-западу от побережья Аляски в 1990 г. открыто крупное месторождение Burger с извлекаемыми запасами УВ, оцениваемыми в широком диапазоне (200-770 млрд м³ газа и 54-190 млн т конденсата). Наиболее вероятные запасы Burger – 390 млрд м³ газа и 99 млн т конденсата – ставят его в ранг самого крупного открытия на шельфе Аляски. Оно же является и самым северным на ССА (широта 71.24°). Залежь расположена на глубине 1695 м в песчаниках нижнего мела.

Burger и нефтегазопроявления в трех других скважинах свидетельствуют о возможности серьезных открытий на северном шельфе Аляски, что подтверждается большим интересом к лицензионному раунду 2008 г. по 448 лицензионным участкам в Чукотском море. Общая площадь лицензионных участков составила 12.1 тыс. км², а суммарные ресурсы – 2.5 млрд т нефти и 2.1 трлн м³ газа. В результате данного раунда компания Shell получила рекордное число участков 275 (претендовала на 302), заплатив при этом 2.1 млрд. долл.

В последнее десятилетие наблюдается большой рост объемов сейсморазведки 3D, что свидетельствует о возможном новом этапе бурения в ближайшие годы. По данным MMS (2006 г.) извлекаемые запасы Чукотского моря США оцениваются в 2.1 млрд т (15.4 млрд баррелей) жидких УВ и 2.7 трлн м³ (76.8 трлн ф³) газа.

Канада

К востоку от США в канадской акватории моря Бофорта и дельте реки Маккензи открыт нефтегазоносный бассейн (НГБ) Beaufort-Mackenzie, преимущественно (69%) газоносный (рис.4 – BM). На шельфе НГБ в различные годы выполнен большой комплекс сейсмических исследований, обеспечивший высокую (более 1 пог. км/км²) плотность наблюдений (рис.2).

В последние годы компания ION провела в НГБ четыре стадии мультиклиентных работ BeaufortSPAN (ArcticSPAN) в объеме около 22.5 тыс. км, захвативших также прибрежную зону острова Banks. Полевые работы выполнены в районах, свободных от льда, и по однолетнему льду в ледокольном сопровождении в широком диапазоне глубин моря от мелководья до 2500 м, при этом их основной объем сосредоточен до глубин 500 м. Регистрация сейсмических волн (18 сек) велась комплексом IA (Intelligent Acquisition), включающим систему регистрации DigiStremег с твердотельными косами длиной 9 км. При этом расстояние между пунктами возбуждения и приема колебаний составило 25 и 12.5 м. Для увязки с сухопутными данными выполнено 444 км мелководных (транзитных) работ по технологии ОВС (Ocean Bottom Cable). Получен качественно новый материал о строении нижнего комплекса отложений, включая крупные палеозойские поднятия, перспективные в нефтегазоносном отношении [11].

Начиная с 1969 г. по 1995 г. в НГБ Beaufort-Mackenzie пробурено 239 скважин, включая 83 на акватории. В НГБ открыто 52 месторождения, большей частью (32) на море. Из 32 шельфовых месторождений 10 – газовые, 1 – нефтяное и 21 – нефтегазовое [10]. Месторождения, в основном, небольшие – средние запасы нефти 7 млн т, а газа – около 5 млрд м³. Наибольшее число залежей и основные запасы УВ (около 86%) расположены в кайнозойском дельтогенном комплексе [4]. При общей мощности осадочных отложений в центральной части НГБ около 16 км (зона Amauligak), мощность кайнозойских отложений превышает 9 км.

В 1970 г. было открыто первое месторождение на суше Atkinson с извлекаемыми запасами нефти 5.8 млн т. Наиболее крупные месторождения на суше Taglu (1971 г.) и Parsons (1972 г.) имеют запасы газа около 64 и 51 млрд м³ [10]. Первая добыча газа началась только в 1999 г. на месторождении Ikhil для местных нужд. Для транспортировки газа с месторождений Taglu,

Parsons и Niglintgak в южном направлении на рынки Канады и США к 2016 г. по проекту MGP (Mackenzie Gas Project) планируется построить 30-дюймовый (76 см) газопровод Mackenzie Valley Pipeline (рис.4 – MVP). Трубопровод будет иметь длину 1196 км и пропускную способность 12.4 млрд м³ в год (1.2 млрд фт³ в день).

Первое морское месторождение Adgo с извлекаемыми запасами нефти 5.3 млн т и газа 3.4 млрд м³ открыто в 1974 г. В 1983 г. в песчаных олигоцене найдено самое крупное месторождение Amauligak с запасами нефти 32 млн т и газа 44.5 млрд м³. Примерно такие же запасы нефти имеет Paktoa, открытое в 2006 г. С учетом последнего общие начальные извлекаемые запасы 32 месторождений шельфа равны: 153 млн т нефти в 22 месторождениях и 156.3 млрд м³ газа по 31 месторождению, что составляет 88.7% нефтяных и 49.5% газовых запасов всего НГБ. Морские месторождения не разрабатываются, только Amauligak было в пробной разработке в 1986 г. (добыто 44 тыс. т нефти) [10].

На территории арктических островов и прилегающей акватории Канады открыто 19 преимущественно (91%) газовых месторождений, из которых 17 относятся к НГБ Sverdrup (рис.4 – SV). Основные залежи этого НГБ расположены в песчаных юрско-мелового возраста. Изучение нефтегазоносности региона началось с бурения первых трех скважин на трех островах Melville, Cornwallis и Bathurst в 1961-1963, оказавшихся «сухими». Первая из них (на острове Melville) с забоем 3823 м вскрыла отложения девона. В 1960-1986 годах здесь отработано свыше 120 тыс. км сейсмических профилей и пробурено около 200 поисково-разведочных скважин, почти все севернее широты 75° (только 3 южнее). Извлекаемые запасы 13 морских и транзитных месторождений составляют 45 млн т нефти (в 8 месторождениях) и 301 млрд м³ газа (в 12 месторождениях).

Первое и самое крупное в НГБ Sverdrup месторождение Drake Point с запасами газа 152 млрд м³ было открыто в 1969 г. компанией Panarctic на острове Melville скважиной N-67 (забой 2577 м). В дальнейшем здесь пробурено 14 скважин, включая на морском продолжении East Drake. В 1972 г. открыто первое морское месторождение Necla с запасами газа 105 млрд м³ (второе по размерам в НГБ). Залежи Drake Point и Necla содержат 52.2% запасов всего НГБ (30.8 и 21.4%). Запасы других месторождений меняются от 1.6 до 60.4 млрд м³ в морском Whitefish,

открытом в 1979 г. Небольшое нефтяное месторождение Romulus является самым северным в НГБ Sverdrup и в мире (широта 79.9°).

Месторождения арктических островов Канады не разрабатываются за исключением нефтяного Bent Horn, открытого в 1974 г. на юго-восточной окраине НГБ Sverdrup в Франклинском складчатом поясе на острове Cameron. Здесь из девонских карбонатных отложений добыто в 1985-1996 годах около 400 тыс. т нефти. Bent Horn – самое северное в мире месторождение УВ, бывшее в разработке (широта 76.4°).

Дания – шельф Гренландии

Основной объем сейсморазведки 2D на шельфе Гренландии (рис.2) выполнен по заказу недропользователей и на мультиклиентной основе (TGS, PGS, Fugro-Geoteam, ION). В частности, компания ION отработала в 2009-2010 годах на северо-восточном шельфе Гренландии (рис.2), включающем нефтегазоперспективный бассейн Denmarkshavn, 11.8 тыс. км сейсмопрофилей, доходящих до широты 81.5°. При этом значительный объем работ проведен по сплошному однолетнему и смешанному льду толщиной около 1 м с длиной сейсмокося 8 км. Результаты двух сезонов показали возможность расширения рабочего времени на арктических акваториях, покрываемых льдом, с 1-2 до 6 месяцев. В 2011 г. работы будут продолжены.

Западный шельф Гренландии в заливе Vaffin летом свободен от льда, что облегчает проведение сейсморазведки и бурения. Здесь в 1976-1997 годах были пробурены первые 5 скважин, а в последнее десятилетие – еще 5.

Наиболее активным недропользователем в последние годы является компания

Carriicorn, принадлежащая британской Cairn Energy. Carriicorn управляет исследованиями 11 из 20 крупных лицензионных участков общей площадью 102 тыс. км², 4 из которых расположены на южном, а 7 – на западном шельфе Гренландии (5 за Полярным кругом). В этих участках Carriicorn обладает 77.5 – 87.5% долями. Интересы Дании на шельфе Гренландии представляет компания Nunaoil, основанная в 1985 г. и имеющая 12.5% доли во всех 20 морских проектах.

Carriicorn обладает большой базой данных, включая 120 тыс. км сейсморазведки 2D (около 85 тыс. км собственных). На основе сейсморазведки выделены десятки перспективных структур, часть которых имеет прямые признаки нефтегазоносности (яркие пятна и горизонтальные отражающие площадки). В 2010 г. Carriicorn пробурила на глубоководье (300-500 м) три скважины. Скважина T8-1 (забой 3282 м) открыла небольшую газовую залежь биогенного и катагенетического газа, а скважина Alpha-1S1 (забой 4358 м) вскрыла нефтеносные пласты. Данные открытия не являются коммерческими, но свидетельствуют о серьезном потенциале мезокайнозойского и, возможно, палеозойского комплексов шельфа Гренландии. На основе оптимистичных результатов 2010 г. Carriicorn начала летом 2011 г. изучение трех площадей сейсморазведкой 3D в общем объеме 4.5 тыс. км² и бурение четырех плановых скважин. Первая из них, LF7-1, пробуренная на глубине воды 1002 м, подтвердила наличие нефтегазоматеринских отложений, но оказалась неудачной. Другие три, AT7-1, Delta-1 и Gamma-1 (на глубинах воды 909, 232 и 1520 м), находятся в процессе бурения или ожидают подхода используемых буровых установок (Leiv Eriksson и Ocean Rig Corcovado).

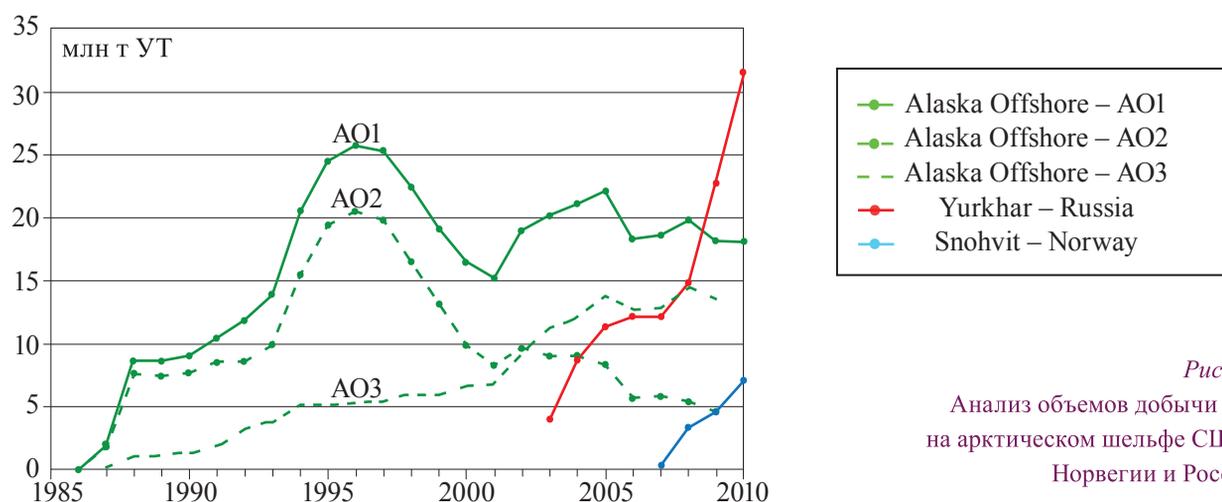


Рис. 10
Анализ объемов добычи УВ
на арктическом шельфе США,
Норвегии и России

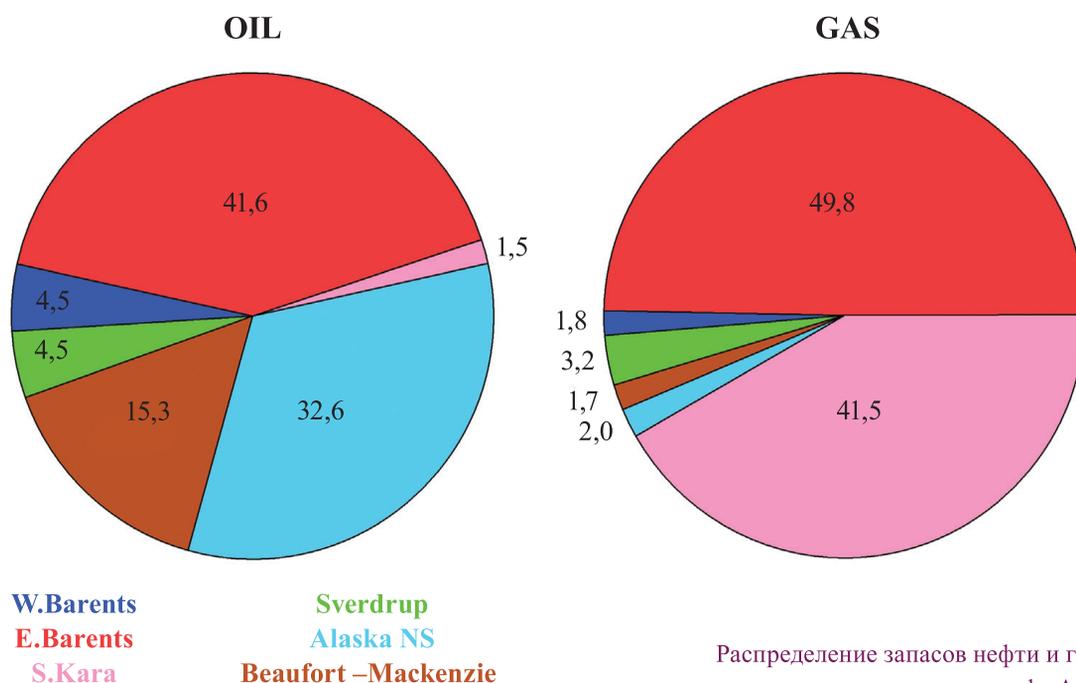


Рис. 11
Распределение запасов нефти и газа (%)
на шельфе Арктики

Базируясь на информации о геологическом строении, выявленных сейсморазведкой перспективных объектах, открытиях (включая крупное канадское газовое месторождение Некја в песчаниках палеоцена на широте 62°) и нефтегазопоявлениях в скважинах, на поверхности моря (по данным спутников) и на суше можно классифицировать Восточно-Канадский – Западно-Гренландский бассейн (East Canada – West Greenland Basin, рис.4 – ECWG), включающий бассейн Baffin Bay, как НГБ, подтвержденный бурением. Геологическая служба США (USGS) предполагает, что данный НГБ содержит извлекаемые запасы более 1.1 млрд т жидких УВ и 1.5 трлн м³ газа.

Заключение

Анализ ситуации с морской нефтегазодобычей на шельфе Арктики позволяет сделать следующие выводы. В настоящее время добыча ведется только в трех странах на 11 морских арктических месторождениях: на Северном Склоне Аляски в море Бофорта (9), в норвежском секторе Баренцева моря (Snohvit), в Карском море в Тазовской губе (Юрхаровское). Из них самым крупным по извлекаемым запасам УВ является российское месторождение (460 млрд м³ газа и 23 млн т конденсата по классификации SEC), разработка которого началась в 2003 г. с использованием инновационных технологий. На рис.10 приведены результаты сравнения уровней добычи УВ (в тоннах условного топлива) на всех

одиннадцати морских месторождениях Арктики, включая девять месторождений США (рис.10 – АО1). По рис.10 видно, что в 2010 г. добыча УВ Юрхаровского месторождения (рис.10 – Yurkhar) превысила суммарную добычу УВ других десяти месторождений почти на 26%. Из рис.8 следует, что, начиная с 2003 г., в залежи морских месторождений США закачивается больше попутного нефтяного газа (кривая АО3 на рис. 10), чем извлекается. Остаточный полезный объем УВ США определяется как $AO2=AO1-AO3$. По рис. 10 видно, что добыча УВ на Юрхаровском месторождении превысила объем полезной добычи УВ на шельфе Арктики уже в 2005 г. Поэтому утверждения, что Россия отстает с освоением морских месторождений Арктики, не имеют серьезных оснований.

В результате анализа извлекаемых запасов шельфа пяти стран циркумполярного региона (включая [2, 7]), построены круговые диаграммы, приведенные на рис.11. При этом не учитывались предварительно оцененные запасы месторождения Burger в Чукотском море (США), не вносящие кардинальных изменений в диаграммы рис.11. В итоге получено, что российские акватории Западной Арктики содержат 43.1% запасов жидких УВ и 91.3% запасов газа всего шельфа Арктики.

Несмотря на то, что все арктические моря России недоизучены, здесь выявлены наибольшие запасы нефти и газа (Баренцево и Карское моря). Данная ситуация позволяет утверждать, что именно на российском шельфе возможен

наибольший прирост запасов и открытие многих новых крупных месторождений в широком стратегическом диапазоне отложений.

Комплексный подход к освоению нефтегазовых ресурсов, реализованный на севере Аляски, позволяет на текущем этапе продлить период эксплуатации месторождений, извлечь максимально возможный объем нефти, сохранить природную среду Арктики и газ (свободный и попутный) в природных резервуарах в качестве стратегического резерва США для добычи на следующем этапе. За счет этого созданные объекты инфраструктуры (поселки, острова, скважины, трубопроводы и пр.) будут использованы дополнительно несколько десятков лет, за которые могут быть открыты новые месторождения на шельфе и континентальном склоне Северной Америки, разрабатываемые инновационными техническими средствами. Кроме того, активно развивающиеся прогрессивные плазмохимические технологии переработки газа, с рентабельным производством жидкого топлива для транспортных средств всех типов, позволят компенсировать грядущий дефицит традиционного топлива, получаемого из нефти.

Первоочередные месторождения для организации морских нефтегазовых промыслов в условиях сложной ледовой обстановки рационально выбирать вблизи побережья с широко развитой инфраструктурой. Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами с берега. Такой подход успешно опробован на ряде опытных полигонов (месторождениях) в арктических и субарктических условиях США и России и является наименее опасным для ранимой природы Арктики.

В завершение отметим, что активность современных геолого-геофизических исследований на арктическом шельфе России намного ниже, чем на других акваториях Арктики и Мира в целом. После подписания 15 сентября 2010 г. Договора между Российской Федерацией и Королевством Норвегия о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море [2], его ратификации и вступления в действие (7 июля 2011 г.), Норвежский нефтяной директорат (NPD) незамедлительно начал (8 июля 2011 г.) региональные сейсморазведочные работы в норвежском секторе бывшей спорной зоны. Работы проводит компания PGS на судне Harrier Explorer (Seabird Exploration) с новой помехоустойчивой сейсмокозой GeoStreamer (PGS) длиной 8 км. О необходимости проведения аналогичных исследований в сопредельном российском секторе

и готовности российского геофизического флота, включая суда РАН, говорилось и официально заявлялось многими организациями (ИПНГ и ГИН РАН, ОАО СМНГ, ОАО МАГЭ и др.) [2, 6]. Однако из-за бюрократических проблем российская сторона в этом году оказалась неготовой, что может привести к негативным для России последствиям [2].

Литература

1. *Богоявленский В.И.* Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Каспийского региона. Бурение и нефть, № 6, 2009, с.18-20.
2. *Богоявленский В.И.* Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря. //Арктика: экология и экономика. М: РАН, 2011, №2, с.64-75.
3. *Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И.* Мировые и российские тренды морской нефтегазодобычи. Спецвыпуск «Добыча углеводородов на шельфе». Газовая промышленность, № 661, 2011, с.5-10.
4. *Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Белонин М.Д. и др.* Зоны нефтегазонакопления окраин континентов. М.: ООО «Геоинформцентр», 2002. – 432 с.
5. *Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И.* Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. Минеральные ресурсы российского шельфа (Спецвыпуск журнала Минеральные ресурсы России; экономика и управление). М.: 2006, с.14-71.
6. *Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И.* Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России. //Арктика: экология, экономика. М: РАН, 2011, №1, с.26-37.
7. Facts. The Norwegian Petroleum Sector 2010. NPD, 2010. -223 p.
8. Alaska Oil and Gas Report, May 2006. Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. Anchorage, 2006.- 115 p.
9. Alaska Oil and Gas Report, November 2009. Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. Anchorage, 2009.- 63 p.
10. *Drummond K.J.* North Canada distribution of ultimate oil and gas resources. Drummond Consulting, 2009. - 60 p.
11. *Dinkelman M., Emmet P., Helwig J., Kumar N.* BeaufortSPANTM East Phase IV Illuminates Deep Rift Architecture of the Canada Basin. Recovery – 2011 CSPG CSEG CWLS Convention, 6 p.