

## Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом регионе

В. И. Богоявленский<sup>1</sup>, член-корреспондент РАН

Институт проблем нефти и газа РАН

*Проанализированы геолого-геофизическая изученность и результаты освоения ресурсов нефти и газа в пяти странах Циркумарктического региона. Приведена карта выявленных газогидратов и обоснована необходимость комплексных исследований природно-техногенных опасностей в строении донных отложений.*

**Ключевые слова:** Циркумарктический регион, шельф Арктики, нефтегазоносность, поиск, разведка, разработка месторождений углеводородов, бурение, газогидраты.

Рост мировой потребности в углеводородном сырье и постепенное истощение его запасов на суше активизировали поисково-разведочные работы в акваториях Мирового океана, приведшие к открытию многочисленных морских нефтегазоносных бассейнов (НГБ), многие из которых являются продолжением НГБ суши (рис. 1). Аналогичная ситуация наблюдается и в основных НГБ Циркумарктического региона, первоначально открытых на суше северных территорий России, США и Канады [1, 2, 3]. Мнения российских и зарубежных экспертов о высочайших перспективах данного региона едины и различаются лишь в количественной оценке.

Производство нефти и газа в Арктике давно является основой экономического развития некоторых внутригосударственных регионов, например, Аляски, Ямало-Ненецкого автономного округа, Ненецкого автономного округа, достигая в двух указанных российских регионах соответственно 83% и 98% валового продукта по данным местных администраций. Однако освоение ресурсов углеводородов (УВ) шельфа Арктики и тем более континентального склона Северного Ледовитого океана развивается гораздо медленнее, чем в большинстве других НГБ Мирового океана, что в основном связано с экстремально сложными природно-климатическими условиями, экологической уязвимостью и (в меньшей степени) наличием спорных территорий в Циркумарктическом регионе.

Данная работа — логическое продолжение наших исследований нефтегазоносности, современного состояния, проблем и перспектив освоения ресурсов углеводородного сырья на акваториях Арктики пяти стран (Россия, Норвегия, Дания, Канада и США), опубликованных ранее в ряде работ [1—6, 10].

В последние годы появилась новая геолого-геофизическая информация, свидетельствующая о высоких перспективах нефтегазоносности континентальных склонов и глубоководных частей Северного Ледовитого океана включая Канадскую котловину и другие районы, ранее практически недоступные для сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) из-за тяжелой ледовой обстановки и отсутствия эффективных технологий. Расширению регионов работ МОГТ способствовало глобальное потепление, приведшее к небывалому сокращению площади льда до 3,4 млн км<sup>2</sup> в 2012 г. Сейсмическая изученность акваторий пяти стран Циркумарктического региона различается в десятки, а местами в сотни раз (рис. 2). Особенно малоизученными двумерной (2D) сейсморазведкой являются российские моря — Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское (плотность профилей — 0,01—0,05 пог. км/км<sup>2</sup>). В них же не пробурено ни одной скважины. Хорошо изучены МОГТ НГБ, открытые в прошлом веке в морях Бофорта и Чукотском (северный шельф Аляски и Канады), в Баренцевом, Печорском и Карском морях. Здесь проведены большие объемы МОГТ 2D (плотность профилей — около и более 1 пог. км/км<sup>2</sup>), а также многие перспективные площади и месторождения

<sup>1</sup> e-mail: vib@pgc.su.

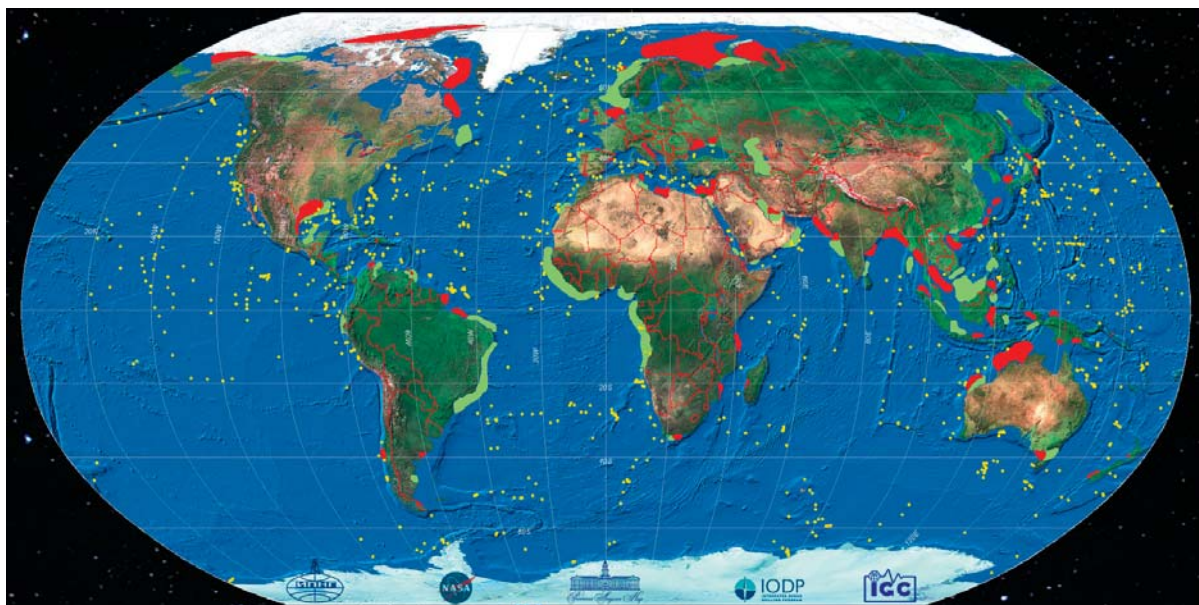


Рис. 1. Нефтегазоносные бассейны и глубоководное бурение в Мировом океане. Превалирование газа и нефти показано соответственно красным и зеленым цветом, желтые точки — положение скважин по данным «Комплексной программы океанического бурения» (IODP)

УВ изучены трехмерной (3D) сейсморазведкой (свыше 80 тыс. км<sup>2</sup> в норвежской части Баренцева моря).

К особенно важным событиям, произошедшим в последнее время в арктических акваториях России, мы относим значительное расширение регионов исследований МОГТ включая глубоководные части Северного Ледовитого океана по проектам «Арктика-2011» и «Арктика-2012» (см. рис. 1, розовый и красный цвета), при этом в 2012 г. в ходе глубоководного бурения ОАО «Севморгео» с помощью подводной буровой установки был взят керн пород палеозойского фундамента. По государственным заказам выполнены значительные объемы сейсморазведки 2D ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ) и ОАО «Севморнефтегеофизика» (СМНГ), позволившие лучше понять геологическое строение и перспективы нефтегазоносности периферийных и внутренних частей Баренцева и Карского морей. По разрешениям Министерства образования и науки в арктических морях в 2011—2012 гг. выполнялась сейсморазведка МОГТ 2D силами СМНГ и ДМНГ в альянсе с норвежской компанией PGS и некоммерческим партнерством «Геология без границ» (Geology Without Limits).

В 2012 г. начаты широкомасштабные работы МОГТ 2D и 3D в Карском и Печорском морях на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть», получившей в начале 2013 г. 12 дополнительных участков на шельфе Арктики (рис. 3). Сейсморазведка 3D выполнена в объеме 3000 км<sup>2</sup> в Карском море на Университетской структуре (судно «Western Trident» с 12 сейсмокосами длиной 5100 м), где запланировано бурение в 2014 г. Анализ динамических

и кинематических особенностей разрезов МОГТ дает основания говорить о предстоящем открытии очередного крупного месторождения газа и о том, что традиция стопроцентного успеха поискового бурения в Южно-Карском регионе не будет нарушена. Большие перспективы на этой и других структурах мы связываем с регионально недоизученными глубокими горизонтами (3—5 км), в которых могут быть обнаружены промышленные залежи жидких углеводородов [2, 3].

Ожидается, что в 2013 г. ОАО «Газпром» будут выданы лицензии на 17 новых шельфовых участков, включая 4 в Баренцевом море с ресурсами газа около 2 трлн м<sup>3</sup> (Ледовый с одноименным газоконденсатным месторождением, Демидовский, Медвежий и Ферсмановский), распоряжение о передаче которых без проведения конкурса и аукциона подписано премьер-министром РФ 25 апреля 2013 г. (№681-р). Распоряжение премьер-министра РФ 23 мая 2013 г. (№ 824-р) подтвердило выдачу ОАО «Газпром» трех участков в Карском море (Морского, Няремейского и Скуратовского) с ресурсами газа около 3 трлн м<sup>3</sup>. При этом два участка в северной части Баренцева моря (Альбановский и Варнецкий) с ресурсами газа 3.2 трлн м<sup>3</sup> и нефти около 200 млн т будут выданы ОАО «НК «Роснефть». Очевидно, что, обладая такими большими количествами лицензионных участков, ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром» не способны в одиночку своевременно реализовать лицензионные обязательства, поэтому их стратегия будет основана на формировании альянсов с мировыми лидерами нефтегазовой индустрии. В Арктическом регионе наибольшую активность проявляют «ExxonMobil», «Statoil»,



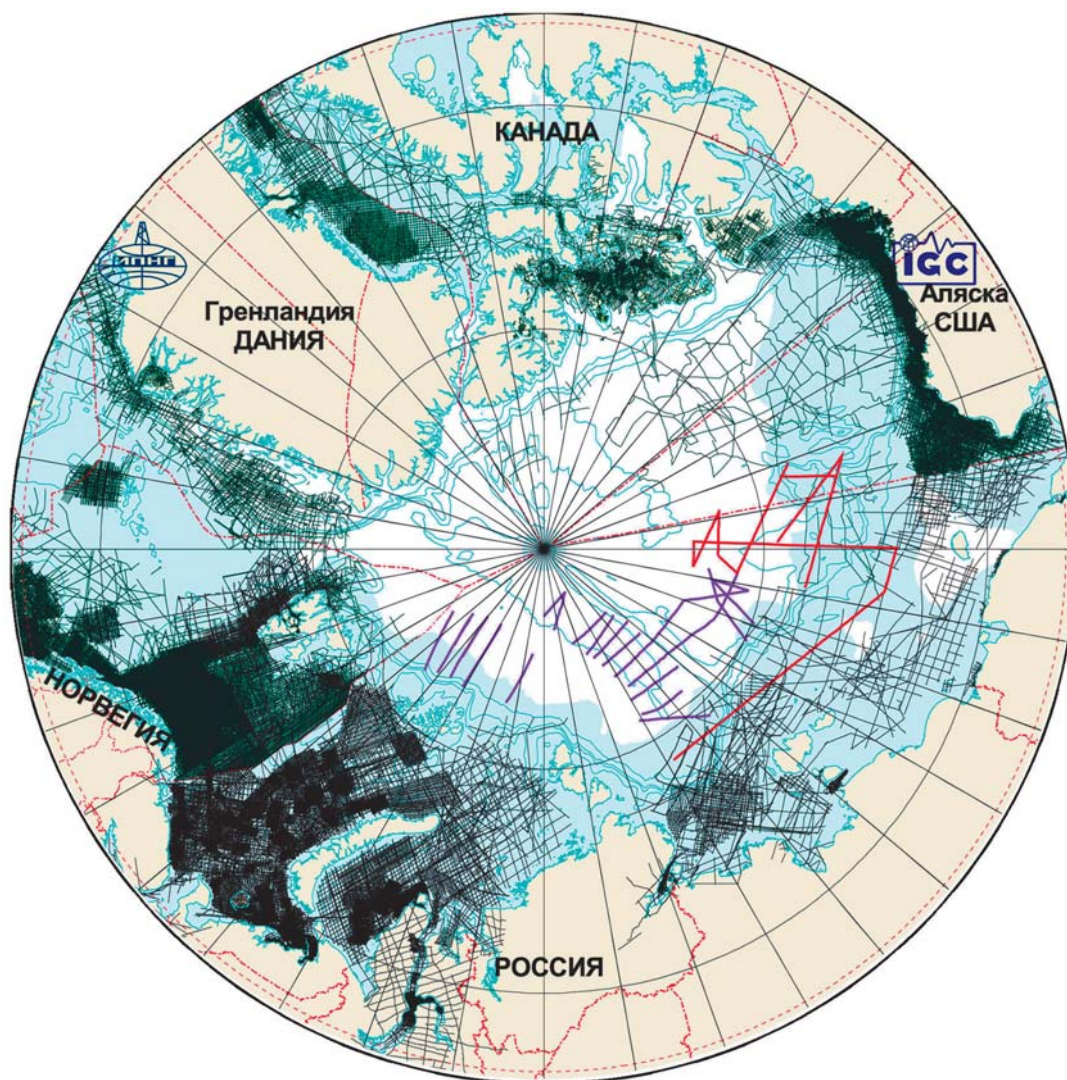


Рис. 2. Изученность акваторий Арктики двухмерной (2D) сейсморазведкой МОГТ

«Total», ENI и «Shell», участвующие в ряде проектов совместно с ведущими российскими компаниями. Кроме того, ОАО «НК «Роснефть» планирует освоение трех участков в Баренцевом и Печорском морях совместно с китайской компанией CNPC.

После начала мирового экономического кризиса 2008 г. в России резко увеличился разрыв в отношении объемов поисково-разведочного (ПРБ) и эксплуатационного бурения — до 21—26 раз. На российском шельфе Арктики произошло снижение объемов ПРБ — в 2011 г. пробурена всего одна скважина на Харасавэйском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ), а в 2012 г. — ни одной впервые за тридцать лет. В итоге во всех российских морях Арктики пробурено 86 скважин ПРБ и открыто 20 месторождений (в том числе в переходной зоне «суша-море»). По количеству скважин и открытых месторождений это меньше, чем в норвежской части Баренцева моря, но по запасам УВ — гораздо больше [1].

Печальной действительностью постсоветского времени является потеря большей части бурового флота России, благодаря которому были сделаны все открытия на шельфе Арктики до 2001 г. (ОАО АМНГР). Это побудило ОАО «Газпром» ориентироваться на собственные силы с успешным применением СПБУ «Амазон» и МБК «Обский» ООО «Газфлот» на акваториях Обской и Тазовской губ Карского моря в 2002-2011 гг. Кроме того, ОАО «Газпром» построил в последние годы три новые буровые платформы в арктическом исполнении: СПБУ «Арктическая», ППБУ «Северное сияние» и «Полярная звезда». Однако имеющиеся количество буровых установок не способно обеспечить потребности в объемах планируемого ПРБ в северных и других морях России. Назрела необходимость восполнения флота буровых установок.

Нельзя не отметить, что одним из активных недропользователей на суше и шельфе Арктики является ОАО НОВАТЭК, имеющее с 2011 г.

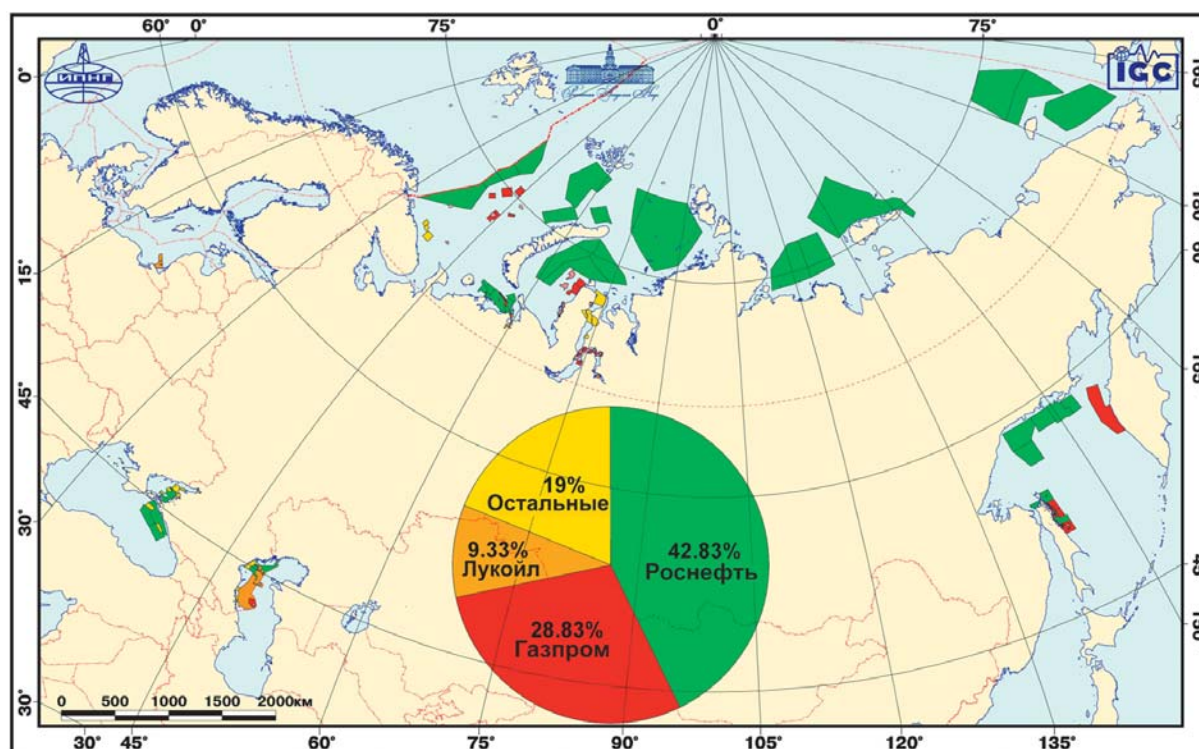


Рис. 3. Распределение лицензионных участков на шельфе России (25 мая 2013 г.)

стратегического партнера «Total» (владеет в настоящее время 15,16% акций). Его дочернее предприятие ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» в 2012 г. добыло из субаквальных залежей Юрхаровского НГКМ почти 34 млрд м<sup>3</sup> газа (55,8% добычи газа шельфа России, рис. 4) и 2,7 млн т конденсата, при этом накопленная добыча газа превысила 150 млрд м<sup>3</sup>. В 2012 г. предприятие начало сейсморазведку на новых лицензионных участках (получены в 2011 г.), два из которых (Северо-Обский и Восточно-Тамбейский) полностью расположены в акватории Обской губы, а два другие (Салмановский и Геофизический) выходят на акваторию частично (до 10% их площади).

Принципиально важным этапом освоения нефтегазовых ресурсов Арктики является начало разработки ОАО «Газпром» на полуострове Ямал уникального Бованенковского НГКМ — первого и самого большого (запасы газа около 4,9 трлн м<sup>3</sup>). Планируется, что к его инфраструктуре подсоединятся Крузенштернское и Харасавэйское НГКМ, расположенные в переходной зоне «суша-море».

По проекту ОАО «Ямал СПГ» с 2016 г. планируется добыча газа и конденсата на Южно-Тамбейском НГКМ, открытом в 1982 г. Его запасы газа оцениваются в 1,26 трлн м<sup>3</sup>, а максимальный годовой уровень добычи через 208 скважин, объединенных в 19 кустов, — 35 млрд м<sup>3</sup>. Для транспортировки газа предусматривается строительство завода по сжижению природного газа (СПГ) с тремя линиями производительностью по 5—5,5 млн т СПГ в год

(суммарно 16,5 млн т в год) и терминала в порту Сабетта (на восточном берегу полуострова Ямал у Обской губы Карского моря). Предполагается, что потребуется построить 10 гигантских (длиной до 300 м) газовозов ледового класса грузоподъемностью 170 тыс. м<sup>3</sup> СПГ (около 77 тыс. т при средней плотности 0,45 г/см<sup>3</sup>). При производительности завода по сжижению газа в порту Сабетта от 16,5 до 25 млн т (последнее с учетом планируемого вклада «Газпрома») потребуется от 214 до 325 заходов газовозов в год. Планируется, что СПГ будет в весенне-осенний сезон вывозиться в восточном направлении, а в зимнее время — в западном. В последнем случае может возникнуть конкуренция с российским газом, транспортируемым в Европу по трубопроводам. С учетом функционирования как минимум еще трех нефтяных и газовых терминалов Варандей, Приразломное и «Печора СПГ» обеспечение безопасности широкомаштабных нефтегазоперевозок в арктических условиях требует самой тщательной проработки, что осложняется отсутствием мирового опыта и завершающимся сроком службы атомных ледоколов (в настоящее время началось строительство атомного ледокола нового поколения). На основе мирового опыта в [7] показано, что именно транспортировка УВ танкерами несет наибольшую угрозу экосистеме Мирового океана и тем более акваториям Арктики.

В 2012 г. после длительных подготовительных работ и переговоров о начале инвестиций в проект разработки Штокмановского газоконденсатного



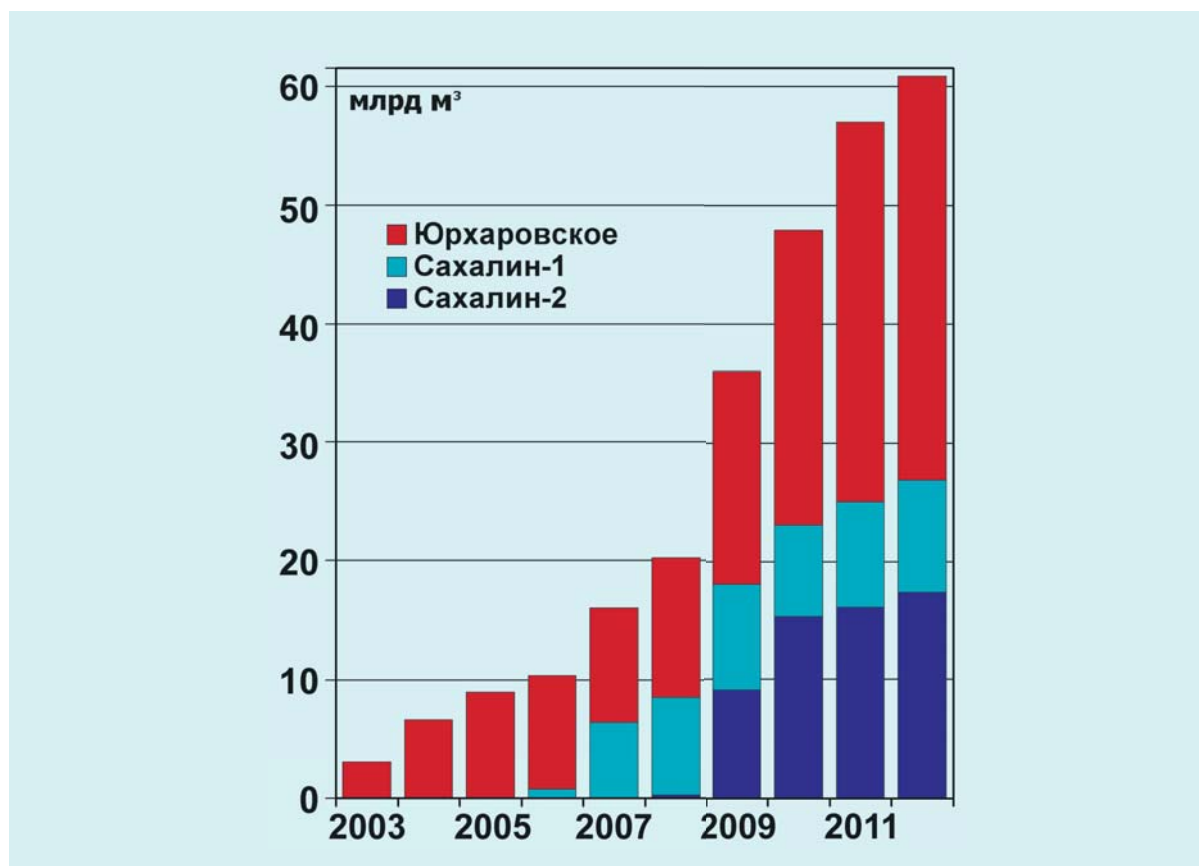


Рис. 4. Добыча газа на шельфе России

месторождения (ГКМ) партнеры ОАО «Газпром», «Total S.A.» и «Statoil ASA» отложили начало его разработки на неопределенный срок. Вместе с тем «Statoil» продолжает проработку проекта подводного добычного комплекса с транспортировкой многофазового потока УВ по подводному трубопроводу. В одной из модификаций этого проекта для облегчения перекачивания смеси УВ предусматривается установка на дне мелководной стационарной платформы, расположенной примерно на половине расстояния от Штокмановского ГКМ до берега. Отметим, что именно здесь расположен самый крупный нефтегазоперспективный объект — свод Федынского, на юго-восточном крыле которого еще в советские времена было открыто Северо-Кильдинское газовое месторождение. По нашему мнению, возможно, совпадающему с планами «Statoil», наиболее целесообразным представляется следующая стратегия освоения ресурсов УВ Центрально-Баренцевоморского региона. До начала разработки Штокмановского ГКМ проводится комплекс геологоразведочных работ (ГРП) с сейсморазведкой 3D и поисково-разведочным бурением на своде Федынского. В случае открытия здесь коммерческих залежей газообразных и жидких УВ их разработка начинается в первую очередь с применением подводного добычного комплекса

(подобно Snøhvit и Ormen Lange) или стационарной платформы. Штокмановское ГКМ вводится в разработку на стадии падающей добычи УВ на своде Федынского. По такому сценарию экономика и безопасность реализации Штокмановского месторождения выглядят гораздо лучше. При этом возникает буферное время до начала его разработки — более 15 лет, за которое появятся новые технологии и технические средства добычи УВ, и будет ясно, в каком направлении развиваются климатические изменения в Арктике и на Земле в целом.

В норвежских акваториях Баренцева и Норвежского морей ведутся активные сейсмические и буровые работы. В 2011—2012 гг. выполнены региональные работы МОГТ около острова Ян-Майен и в норвежской части бывшей «серой зоны» (включающей западный борт свода Федынского), в которой по заказу NPD (Norwegian Petroleum Directorate) отработано свыше 25 тыс. км. Российская сторона эти два года бездействовала, а в конце 2012 г. были выданы лицензии ОАО «НК «Роснефть» на три участка, покрывающие российскую часть этой зоны, где планируется сейсморазведка в 2013 г.

В 2011—2012 гг. консорциум «Statoil», ENI и «Petro» доказал существование в Баренцевом море нового нефтегазоносного бассейна (НГБ), открыв два газонефтяных месторождения Skrugard и Havis,



Рис. 5. Буровые установки «Kulluk» и «Noble Discoverer» на пути в Арктику [Shell]

расположенные в 100 км к северу от НГКМ Snøhvit НГБ Hammerfest. Запасы углеводородов каждого из них «Statoil» оценивает примерно по 35 млн т нефтяного эквивалента. Большая часть залежей в норвежской части Баренцева моря обнаружена, как и в его российской части, в песчаных отложениях юры и триаса. Перспективными являются породы палеозойского комплекса и кристаллический фундамент, промышленная нефтеносность которого в каледонских гранитоидах доказана компанией «Lundin» в 2011 г. на площади Tellus (Luno) на Северном море.

Запланированное «Statoil» на 2013 г. ПРБ двух скважин на площади Hoop с полупогружной плавучей буровой установкой «West Hercules», которая стала бы самой северной разбуренной площадью на норвежском шельфе, перенесено на 2014 г.

В настоящее время в норвежской акватории Баренцева моря разрабатывается только одно месторождение — Snøhvit (с 2007 г.) и готовится к разработке нефтегазовое Goliat (с 2013 г.). В 2012 г. «Statoil» приняла решение о разработке с 2017 г. самого глубоководного (1247 м) на норвежском шельфе ГКМ Aasta Hastin (Luva), расположенного в НГБ Vøring на 80 км севернее полярного круга (широта 67,07°) в 280 км от берега. Отметим, что природно-климатические условия на арктических акваториях Норвегии гораздо более благоприятны, чем в России и других странах.

В 2006—2010 гг. проводился четырехлетний этап региональных сейсмических исследований северных акваторий Канады и США на открытой

воде и в сложных ледовых условиях с ледокольным сопровождением до 84—85° с. ш. (см. рис. 1). Получена качественная сейсмическая информация в объеме 13,5 тыс. км о строении глубоководной осадочной толщи перспективного Канадского НГБ.

Основные зарубежные арктические ресурсы УВ сосредоточены на Северном склоне Аляски (ССА — Alaska NS) США, на котором открыто 78 в основном нефтяных месторождений, в том числе 22 в море Бофорта (включая переходную зону «суша-море»). На суше ССА расположены два крупнейших НГМ — Prudhoe Bay и Kuparuk River, содержащие 81% запасов нефти и 75% газа [4, 10]. В 1988 г. добыча нефти на суше и море ССА превысила 100 млн т, после чего за 25 лет она снизилась в четыре раза. Накопленная добыча нефти достигла 2,35 млрд т включая 170 млн т на 9 морских месторождениях. Под влиянием катастрофы в Мексиканском заливе в 2010 г. снижается добыча УВ на шельфе США, а на шельфе ССА задержалось начало разработки месторождения Liberty. Уникальные успехи добычи сланцевых УВ привели к стремительному росту суммарной добычи нефти и газа, что в совокупности с провалом в 2012 г. ГРП компании «Shell» на шельфе Аляски окажет длительное воздействие на тренды развития нефтегазовой индустрии США на суше и море.

Программа ГРП компании «Shell» на арктическом шельфе Аляски в 2012 г. предполагала ПРБ трех скважин в море Бофорта и Чукотском море [8]. Несмотря на длительный подготовительный период, часть технических средств оказалась не готова

к работам в экстремальных условиях Арктики. Одна из проблем заключается в том, что «Shell» использовала две старые буровые установки (БУ): баржа «Kulluk» была построена в Японии в 1983 г. и работала 10 лет в канадском секторе моря Бофорта, буровое судно «Noble Discoverer» было переоборудовано в 1976 г. из сухогруза «Matsuhira Maru», построенного в Японии в 1966 г. (рис. 5). Другое судно «арктического флота» «Shell» — 36-летняя баржа «Arctic Challenger» длиной 91 м, предназначенная для ликвидации аварийных разливов нефти, — имело большие проблемы с контролирующими организациями США (U.S. Coast Guard, EPA и др.) при получении допуска для работы в Арктике из-за неготовности и несоответствия требованиям безопасности.

Само проведение ПРБ полно загадок и недомолвок. Бурение разведочной скважины на месторождении Burger было остановлено через сутки после его начала 9 сентября 2012 г. с непонятными объяснениями о приближающихся льдах и повреждениях оборудования для предупреждения разливов нефти. В итоге сезона 2012 г. «Shell» пробурила лишь несколько подготовительных неглубоких (около 400 м) скважин.

Демобилизация флота «Shell» в конце 2012 г. также сопровождалась проблемами. По пути из Арктики 16 ноября на «Noble Discoverer» загорелся двигатель. Судьба буровой баржи «Kulluk» чуть было не закончилась трагедией накануне ее 30-летнего юбилея. 27 декабря 2012 г. при буксировке баржи в Сиэтл во время шторма был порван буксировочный трос, который заменили на запасной, но на следующий день вышли из строя двигателя новейшего мощного буксира ледового класса «Aiviq» (построен в США в 2012 г., имеет длину 109 м, виден в левой части рис. 5), вследствие чего БУ «Kulluk» была предоставлена воле волн. Таким образом, в начале данные события развивались по сценарию, схожему с катастрофой российской самоподъемной БУ (СПБУ) «Кольская» (построена «Rauma Repola» в Финляндии в 1985 г.), затонувшей 18 декабря 2011 г. в Охотском море на глубине 1100 м с большей частью экипажа (были спасены только 14 человек из 67). Однако конструкция «Kulluk» по сравнению с СПБУ «Кольская» отличается большей остойчивостью, так как ее корпус в плане имеет форму круга диаметром 81 м (высота буровой вышки 49 м) и, что самое главное, у «Kulluk» нет гигантских (более 100 м) опорных оснований, которые имеют у всех СПБУ. На БУ «Kulluk» находилось более 570 т дизельного топлива и других горюче-смазочных материалов, опасных для окружающей природной среды. Ввиду приближавшейся катастрофы с «Kulluk» в экстремальных условиях сильного шторма с ветром около 100 км/ч береговая охрана США (U.S. Coast Guard) сняла 29 декабря весь экипаж (18 человек). После трехдневного свободного дрейфа БУ «Kulluk»

выбросило на мель 31 декабря около небольшого острова Ситкалидак, расположенного в южной части шельфа Аляски. Отмель была не скалистая, как в случае с танкером «EхxonValdez», севшим на мель 23 марта 1989 г., получившим пробоины и залитым нефтью (свыше 35 тыс. т) около 1500 км побережья Аляски. После недельного стояния на мели БУ «Kulluk» была спасена, снята с мели и отбуксирована в безопасное место.

Общие затраты «Shell» на ГРП на арктическом шельфе Аляски составили около 5 млрд долл. (с учетом стоимости лицензионных участков). В настоящее время компетентные органы США занимаются анализом негативных событий, сопровождавших деятельность «Shell» в сезоне 2012 г. Не вызывает сомнений, что будут ужесточены требования к безопасности ГРП в арктических широтах, что может заморозить планы не только «Shell». Полученный опыт необходимо учесть при предстоящем ПРБ на шельфе России и других стран.

После активных нефтегазопроисковых ГРП 20—40 лет назад на канадском шельфе Арктики в НГБ Beaufort-Mackenzie и Sverdrup бурение административно приостановлено по экологическим соображениям и из-за незначительности арктических запасов нефти по сравнению с огромными запасами на суше в Западно-Канадском НГБ, включающем провинцию Альберта (95% запасов страны) с нефтеносными песками. Вместе с тем в последние годы на канадском шельфе Арктики наблюдается активизация компаний при получении лицензий на морские участки, включая глубоководные свыше 1000 м.

В гренландской части залива Баффина после проведения комплекса сейсмических исследований 2D (более 15 тыс. км) и 3D (8170 км<sup>2</sup>) компания «Cairn», принадлежащая английской «Cairn Energy», пробурила в 2010—2011 гг. 8 поисковых скважин, из которых 5 расположены севернее Полярного круга в регионе Disco West, а 3 — южнее в регионе Greenland West на широте города Нуук. Скважины доказали нефтегазоносность мезокайнозойского комплекса, но коммерческих открытий не принесли. Затраты только за 2011 г. составили 1,2 млрд долл. Несмотря на неудачи ПРБ, в январе 2012 г. «Statoil» приобрела долю размером 30,625% в поисковом альянсе («Cairn Energy» имеет 56,975%, а датская «Nunaoil» — 12,5%). Эксперты «Cairn» и «Cairn Energy» обоснованно верят в возможность крупных открытий (с чем мы согласны) — планируется продолжить бурение в 2014 г.

Для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности в заливе Баффина альянс из восьми компаний под руководством «Shell» пробурил в 2012 г. 11 стратиграфических скважин глубиной до 800 м. Создание альянсов компаний для научных исследований и освоения ресурсов УВ в арктических и других акваториях Мирового океана представляется важным не



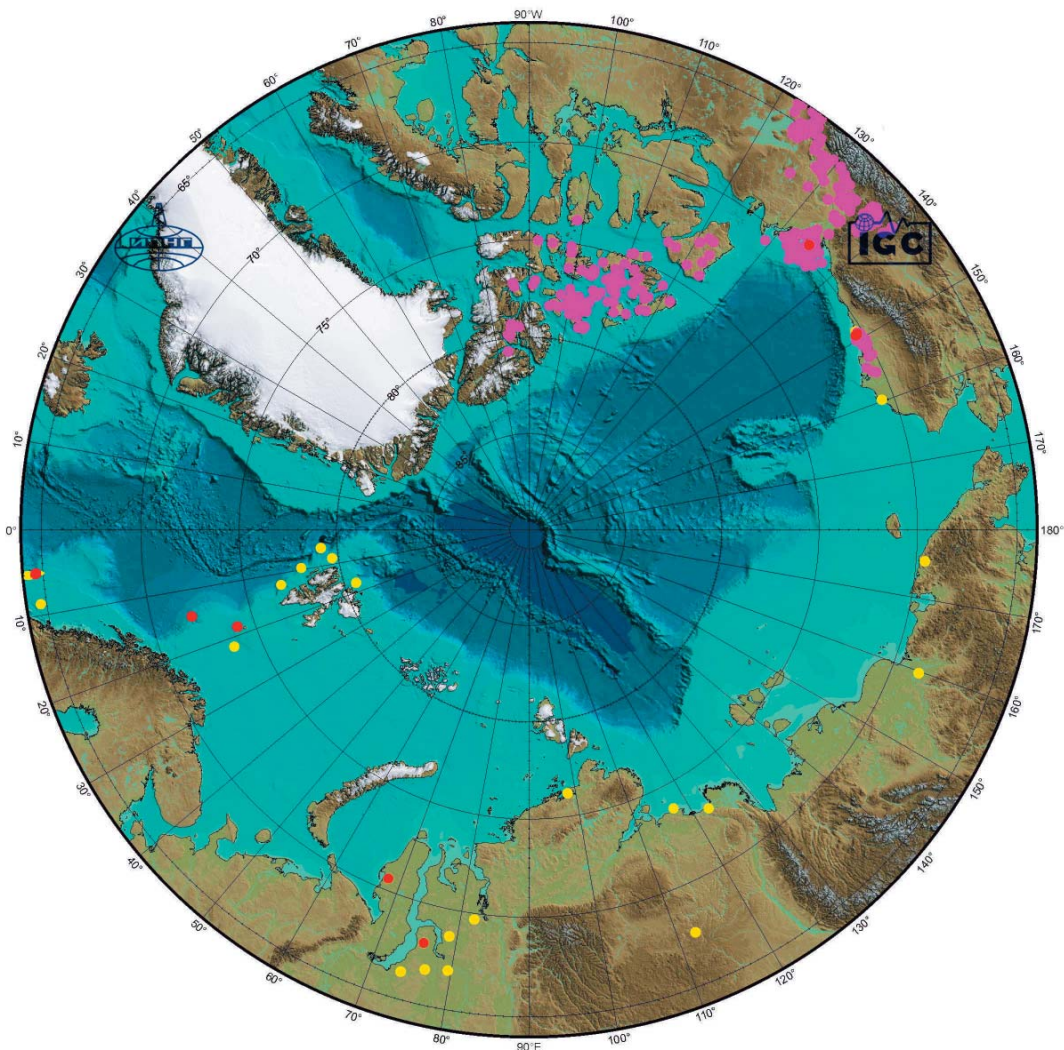


Рис. 6. Газогидраты в Циркумарктическом регионе. Красный цвет – подтверждены образцами газогидрата со дна и из скважин; розовый – высоковероятный прогноз по каротажу скважин; желтый – косвенные признаки включая BSR

только из экономических соображений, но и для максимально открытого обмена опытом.

Большая часть Циркумарктического региона характеризуется недостаточной геолого-геофизической изученностью включая сейсморазведку МОГТ 2D (см. рис. 2). Здесь существуют многочисленные проблемы природно-климатического и техногенного характера, которые должны быть выявлены и проанализированы до широкомасштабного освоения ресурсов УВ. Данная работа проводится в Институте проблем нефти и газа РАН в сотрудничестве с рядом других организаций [5, 6, 9].

Длительное время в США, Канаде, Японии и других странах уделяется большое внимание выявлению и изучению распространения газогидратных зон, а также пробной добыче газа. Обоснованно предполагается, что газогидраты содержат огромные ресурсы метанового газа, превышающие на несколько порядков все мировые ресурсы газа традиционных месторождений, при этом наибольшая

часть газогидратов расположена в Мировом океане. Неконтролируемое разложение газогидратов представляет большую опасность при разработке традиционных залежей УВ и угрожает глобальной катастрофой в случае продолжения потепления климата на Земле [5, 6, 9].

В результате целенаправленных программ исследований газогидратов были взяты образцы со дна различных акваторий, и газогидраты были обнаружены в керне скважин на ряде площадей Мирового океана и на суше, в том числе и в Циркумарктическом регионе в США, Канаде, Норвегии и России (рис. 6, красный цвет). По факту нахождения газогидратов в нескольких скважинах США и Канады (Ignik Sikumi-1, NW Eileen ST-2, Mount Elbert-1, Malik L-38) и на основании анализа каротажных кривых сформулированы критерии их поиска на соседних площадях [12]. При этом проанализированы практически все скважины, пробуренные в арктических регионах США и Канады на суше, в море





Рис. 7. Добыча углеводородов на шельфе Арктики

Бофорта и Атлантическом океане. В результате такого анализа выявлены скважины, в которых высока вероятность существования газогидратов (рис. 6, розовый цвет).

Образцы газогидрата были взяты в ходе морских экспедиций на северном шельфе Норвегии, в том числе на площади грязевого вулкана Наакоп Mosby (см. рис. 6). На ряде площадей, в частности около архипелага Шпицберген (ОАО МАГЭ и др.), выявлены косвенные признаки существования газогидратов, включая границу BSR (Bottom Simulating Reflector) по данным сейсморазведки.

Термобарические условия для образования газогидратов существуют на большей части акваторий Северного Ледовитого океана и почти на всем российском шельфе Арктики включая район Штокмановского ГКМ. Ввиду огромной площади российского шельфа Арктики и практически повсеместного существования криолитозоны большинство экспертов предполагают, что здесь сосредоточены самые большие объемы газогидратов. На основе результатов исследований в Мировом океане можно утверждать, что газогидраты существуют не повсеместно, где есть термобарические условия их образования, а лишь на отдельных площадях и зонах, в которых существует газ *in situ* или имеется приток газа из глубин по разломам, субвертикальным трещинам,

«газовым трубам», каналам грязевых вулканов и пр. Газогидраты до сих пор не выявлены ни на одной из акваторий российской Арктики, а на прилегающей арктической суше они прогнозируются с разной степенью вероятности лишь на нескольких площадях включая доказанное существование по образцам керна из скважин Бованенковского и Ямбургского месторождений [11] (см. рис. 6). Это не подтверждает их отсутствие на российских акваториях Арктики, а свидетельствует о недостатках поисковых работ, если можно говорить, что они целенаправленно проводились. В то же время в пределах других акваторий залежи газогидратов обнаружены на многих площадях Охотского, Каспийского и Черного морей, а также на дне озера Байкал.

Таким образом, рассмотренная выше «газогидратная проблема» свидетельствует о необходимости проведения комплексных исследований природно-техногенных опасностей в строении донных отложений при освоении ресурсов УВ.

В заключение отметим следующее. В России более сорока лет успешно реализуются уникальные проекты освоения ресурсов нефти и газа на суше Арктики. Здесь впервые построены самые северные в мире магистральные трубопроводы (например, в 1969 г. газопровод «Мессояхское месторождение — Норильск» длиной 671 км и др.). В заполярной

зоне суши России добыча УВ началась на Мессояхском и Медвежьем месторождениях в 1969 и 1972 гг. — на восемь и пять лет раньше, чем на месторождении Prudhoe Bay на Северном склоне Аляски (1977 г.). По нашим оценкам, за четыре десятилетия в Заполярье России добыто примерно в 3,5 раза больше УВ (в нефтяном эквиваленте), чем суммарно добыто в арктическом регионе во всех других странах.

В настоящее время добыча на арктическом шельфе ведется только в трех странах на 11 месторождениях: на Северном склоне Аляски в море Бофорта — на 9 месторождениях, в норвежском секторе Баренцева моря — на месторождении Snøhvit, в Карском море в Тазовской губе — на Юрхаровском. При этом добыча товарных УВ шельфа России лидирует с 2005 г. (рис. 7), что продолжится и в будущем.

Несмотря на прогресс в технологиях и технических средствах освоения ресурсов УВ в акваториях Мирового океана, последние три года показали, что даже многоопытные и высокотехнологичные компании, такие как BP, «Total» и «Shell», не застрахованы от крупных аварийных и катастрофических ситуаций, часто происходящих из-за «человеческого фактора» и способных оказать пагубное воздействие на экосистему на региональном и мегарегиональном уровнях. Особенно чувствительной к ошибкам людей является Арктика. В связи с этим представляется обоснованным существование списка компаний, допущенных для освоения ресурсов шельфа России, хотя этот список мог бы быть и расширен. Нам представляется, что ограничения должны касаться не только недропользователей, но и буровых подрядчиков, не имеющих опыта работы в арктических условиях.

Опыт России и США показал, что первоочередные объекты для организации морских нефтегазовых промыслов в арктических условиях рационально выбирать вблизи побережья с развитой инфраструктурой. Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами с берега (Extended Reach Drilling), что дешевле, чем с морских платформ, и безопаснее для ранимой экосистемы Арктики.

По заказам компаний нефтегазового профиля и по программам РАН, финансируемым из бюджетных средств, научно-исследовательские суда РАН выполняют значительный объем морских геолого-геофизических и экологических исследований в акваториях России и в Мировом океане включая мониторинг разработки месторождений нефти и газа. Однако из-за недостаточного финансирования колоссальный опыт, накопленный РАН, не реализуется в полной мере. При весьма скромном увеличении финансирования можно проводить уникальные научные исследования, независимую экспертизу проектов освоения минерально-сырьевых ресурсов, мониторинг сейсмической, экологической и другой обстановки в Арктике и Мировом океане.

## Литература

1. Богоявленский В. И. Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря // Арктика: экология и экономика. — 2011. — № 2. — С. 64—75.
2. Богоявленский В. И., Полякова И. Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона по геохимическим и термобарическим данным // Бурение и нефть. — 2011. — № 1. — С. 8—11.
3. Богоявленский В. И., Полякова И. Д., Будагова Т. А., Богоявленский И. В. Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность акваторий циркумарктического сегмента Земли // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 45—58.
4. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики // Бурение и нефть. — 2011. — № 7—8. — С. 24—28.
5. Богоявленский В. И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и нефть. — 2012. — № 11. — С. 4—9.
6. Богоявленский В. И., Лаверов Н. П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Мор. сборник. — 2012. — № 6. — С. 50—58.
7. Воробьев Ю. Л., Акимов В. А., Соколов Ю. И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. — М.: Ин-октаво, 2005. — 368 с.
8. Капитонов С. Замороженные перспективы: Большие планы Shell в Чукотском море осложняются // Oil&Gas J. Russia. — 2013. — Март. — С. 18—23.
9. Лаверов Н. П., Дмитриевский А. Н., Богоявленский В. И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология, экономика. — 2011. — № 1. — С. 26—37.
10. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Сейсморазведка и освоение морских месторождений нефти и газа Арктики Западного полушария // Арктика: экология и экономика. — 2011. — № 3. — С. 16—27.
11. Якушев В. С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. — М.: ВНИИГАЗ, 2009. — 192 с.
12. Lorenson T. D., Collett T. S. Gas Hydrate Prospecting Using Well Cuttings and Mud-Gas Geochemistry from 35 Wells, North Slope, Alaska: Scientific Investigations Report 2011–5195, USGS. — 27 p.