

Раздел 5

**СОТРУДНИЧЕСТВО В ОБЛАСТИ
ОСВОЕНИЯ НЕДР, МИНЕРАЛЬНЫХ
И ИНЫХ НЕЖИВЫХ ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ ДНА СЕВЕРНОГО
ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА**

В. И. Богоявленский

Современное состояние и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов Циркумарктического региона

Рост мировой потребности в углеводородном сырье и постепенное истощение его запасов на суше активизировали поисково-разведочные работы в акваториях морей и океанов, приведшие к открытию многочисленных морских нефтегазоносных бассейнов (НГБ), многие из которых являются продолжением НГБ суши. Аналогичная ситуация наблюдается и в основных НГБ Арктики, первоначально открытых на суше северных территорий России, США и Канады.

Россия обладает около 21% шельфа Мирового океана (свыше 6 млн км²), при этом наиболее перспективный и доступный с точки зрения бурения шельф превышает 60% площади ее акваторий. Общеизвестным является высокий углеводородный (УВ) потенциал шельфа России — суммарные извлекаемые ресурсы оцениваются ведущими отечественными специалистами в 100 млрд т условного топлива [11] (оценки зарубежных экспертов существенно ниже), из которых свыше 85–90% сосредоточено в морях Арктики. По оценкам отечественных экспертов, российская Арктика содержит свыше 20–25% от мировых ресурсов углеводородного сырья. При этом их разработка на суше ведется более 40 лет.

По данным Геологической службы США (USGS) в Циркумарктическом регионе сосредоточено 30% мировых неоткрытых ресурсов газа и 13% — нефти, из которых 84% расположено на шельфе и глубоководном континентальном склоне. Производство нефти и газа в Циркумарктическом регионе давно является основой экономического развития некоторых внутригосударственных регионов, например, Аляски, Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), Ненецкого автономного округа (НАО), достигая в двух указанных российских регионах соответственно 83 и 98% от валового продукта.

Сейсмическая изученность акваторий арктического шельфа основным методом сейсморазведки МОГТ (метод общей глубинной точки) пяти стран Циркумарктического региона различается

в десятки, а местами в сотни раз и ограничивается распространением льда Северного Ледовитого океана (рис. 1). Особенно малоизученными сейсморазведкой ($0,01 - 0,05$ пог. км/км²) являются российские моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское. В них же не пробурено ни одной скважины. Наиболее высокой изученностью сейсморазведкой (более 1 пог. км/км²) обладают: северный шельф Аляски и Канады в морях Бофорта и Чукотском, юго-западная акватория Баренцева моря и отдельные части акваторий Баренцева, Печорского и Карского морей.

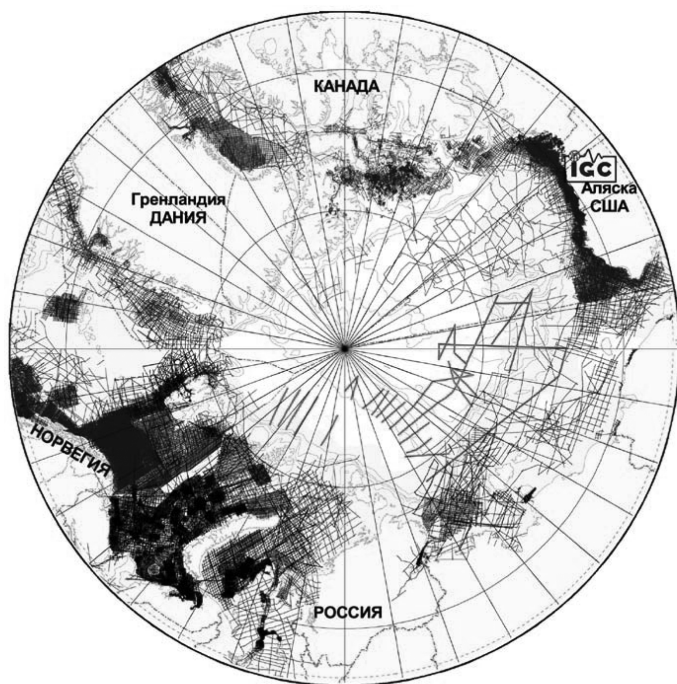


Рис. 1. Изученность шельфа Арктики двухмерной (2D) сейсморазведкой МОГТ

Происходящее за счет глобального потепления сокращение площади льда позволило значительно расширить регионы исследований. В последние годы на зарубежных акваториях проводится новый этап региональных исследований с длинными (8–12 км) сейсмическими косами и длительной (до 18 с) или непрерывной ре-

гистрацией колебаний, позволяющий получать качественно новую информацию о строении осадочного чехла и фундамента. Региональные и нефтегазопоисковые судовые геолого-геофизические работы стали проводиться и в ледовых условиях Арктики, включая российские акватории, что отражено на карте рис. 1, на которой белым цветом показано распространение льда в сентябре 2012 г. На рис. 2 приведена карта изученности нефтегазопоисковым бурением шельфа и прилегающей суши пяти стран Циркумарктического региона, на которой показаны основные НГБ, подтвержденные открытыми месторождениями. Кроме того, показаны три точки неглубокого (до 428 м в одной из скважин), но самого северного (широта около 88°) бурения на хребте Ломоносова во время международной экспедиции IODP-302 в 2004 г.

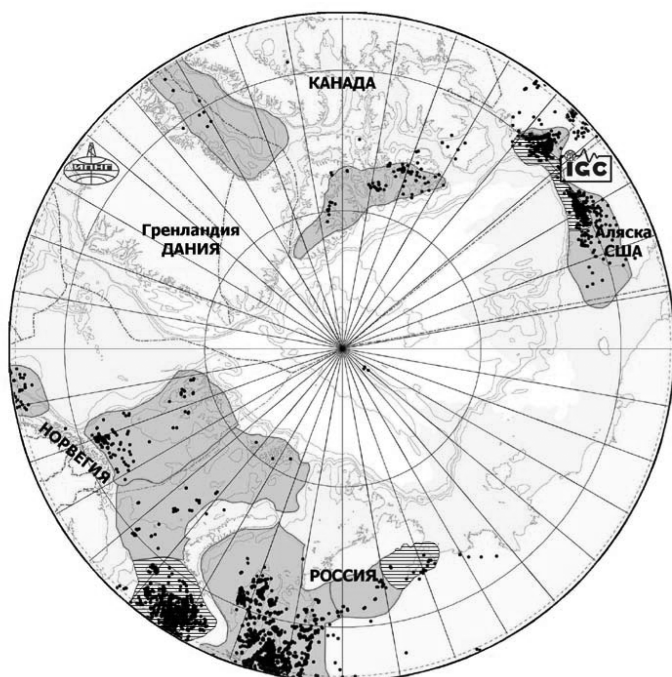


Рис. 2. Нефтегазоносные бассейны Арктики и изученность бурением (черные точки — скважины; превалирование газа и нефти показано соответственно серым и заштрихованными цветами)

1. Россия — шельф Западной Арктики

Более 30 лет назад в СССР было принято стратегически важное решение о необходимости активизации геолого-геофизических исследований нефтегазоносности шельфа Арктики с приоритетом региону Баренцева, Печорского и Карского морей. Приоритет этого региона основан на его географических особенностях и высоких перспективах нефтегазоносности по аналогии с достаточно хорошо изученными на суше Тимано-Печорским и Западно-Сибирским НГБ. Специально построенный флот геофизических и буровых судов позволил за короткий период получить большой объем важной информации о геологическом строении морского дна и его нефтегазоносности (рис. 1 и 2). Дополнительные исследования велись на окружающей Баренцево море островной суше при бурении глубоких скважин на архипелагах Шпицберген (Грумантская и Васдаленские в 1973—1988 гг.), Земля Франца-Иосифа (Нагурская, Северная и Хейса в 1977—1982 гг.), Новая Земля и на острове Колгуев (Песчаноозерская-1 и др. в 1981—1990 гг.). В Карском море проводилось бурение на островах Белый и Свердруп (1979—1980 гг.). Бурение на островах дало принципиально новую информацию о стратиграфической приуроченности сейсмогеологических горизонтов и перспективах нефтегазоносности различных комплексов пород. Во многих скважинах обнаружены нефтегазопроявления, а на островах Колгуев и Белый открыты нефтегазовые месторождения.

20-летний этап активных работ в Арктике, включавших бурение 58 поисково-разведочных скважин (ФГУП «Арктикморнефтегазразведка») на ряде перспективных объектов, завершился открытием Баренцево-Карского НГБ с 16 месторождениями нефти и газа. В 1988 г. в Баренцевом море было открыто Штокмановское газоконденсатное месторождение (ГКМ) с запасами 3,9 трлн м³ газа и 56 млн т конденсата, содержащее запасы газа более чем в три раза превышающие суммарные запасы всех зарубежных месторождений в Арктике (рис. 3). Штокмановское месторождение названо в честь геофизического судна «Профессор Штокман» ИО РАН, впервые выявившего данный крупный объект в 1981 г. в ходе 4-го совместного рейса с ВМНПО «Союзморгео». Основателем и генеральным директором данного объединения был блестящий ученый и организатор научных исследований в Мировом океане профессор Я. П. Маловицкий. В 1989—1990 гг. в Карском море

были открыты уникальные по запасам и ресурсам Русановское и Ленинградское ГКМ.

В 1996 г. за научное обоснование и открытие крупной базы нефтегазовой промышленности на арктическом шельфе ведущие ученые и специалисты, включая академика РАН И. С. Грамберга и профессора Я. П. Маловицкого, были удостоены Государственной премии СССР.

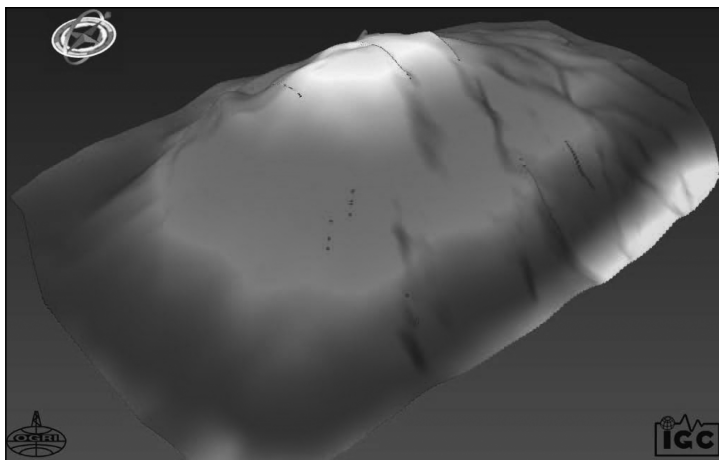


Рис. 3. Трехмерное изображение Штокмановского месторождения по кровле газоносных отложений

Распад СССР привел к снижению активности геолого-разведочных работ (ГРР) на суше и море. В первые годы постсоветского времени объемы сейсмических исследований МОГТ на акваториях России резко снизились. Основную активность в Баренцевом и Печорском морях проявляло ОАО «Газпром». Значительная часть сейсморазведки в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском проводилась в сотрудничестве с зарубежными компаниями и институтами на основе мультиклиентной съемки. В частности, в 1990 г. совместное предприятие *Polar Pacific* (ДМНГ и *Halliburton Geophysical Services*) отработало МОГТ 1543 км в Восточно-Сибирском море и 8873 км в Чукотском море. Трест СМНГ (ныне ОАО СМНГ) выполнил коммерческую съемку МОГТ в 1993, 1994 и 1997 гг. в суммарном объеме 11 811 км профилей МОГТ в альянсе с Федеральным институтом природных ресурсов Германии (*BGR*), при этом обработка материалов проводилась в Германии. Большая

часть профилей расположена в восточном секторе моря Лаптевых (около 8600 км), а другая часть (около 3200 км) в западном секторе Восточно-Сибирского моря к северу и северо-востоку от острова Котельный.

В период до 2008 г. лицензионная политика в России строилась на широко применяемой в мире системе проведения конкурсов и аукционов (тендеры), ориентированных на привлечение максимального количества недропользователей. При этом поощрялось проведение мультиклиентной съемки, реализуемой геофизическими компаниями на условиях собственного риска. Начиная с середины 2008 г., после утверждения изменений в законодательстве о континентальном шельфе Российской Федерации, допуск к недропользованию на шельфе фактически получили только две контролируемые государством компании ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть»», имеющие опыт работы на акваториях. Мультиклиентная съемка как разновидность ГРП потеряла законодательную основу, что привело к снижению объемов сейсморазведки, проводимой на основе международного сотрудничества. Остались лишь геофизические исследования по разрешениям Министерства образования и науки. В частности, 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*).

Два крупных проекта с применением сейсморазведки 3D были выполнены в 1997 г. СМНГ по заказу ЗАО «Севморнефтегаз» (ОАО «Газпром») на Штокмановском ГКМ (1700 км²) и в 2012 г. ДМНГ по заказу ОАО «НК «Роснефть»» на перспективной структуре Университетская в Карском море (3000 км²). Данные работы осуществлены в альянсе с высокотехнологичной зарубежной компанией *Western Geco*, предоставившей свои суда для сейсморазведки 3D. В 2012 г. работы выполнялись судном *Western Trident* с 12 сейсмодонорами длиной 5100 м.

В последнее десятилетие интерес к шельфу Циркумарктического региона значительно возрос, что отображается в увеличении объемов геолого-геофизических исследований. В период 2000 – 2011 гг. на арктическом шельфе России отработано более 220 тыс. км сейсмических профилей МОГТ и пробурено 34 новые скважины (рис. 4). При этом наибольшую активность проявляло ООО «Газфлот» (ОАО «Газпром») на акваториях Карского моря, в основном в Обской и Тазовской губах, где были открыты Ка-

менномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское и Обское месторождения и доказано морское продолжение Семаковского, Тота-Яхинского, Антипаютинского и Харасавэйского месторождений, открытых ранее на суше (рис. 5). Общий прирост запасов УВ — около 2 млрд т нефтяного эквивалента.

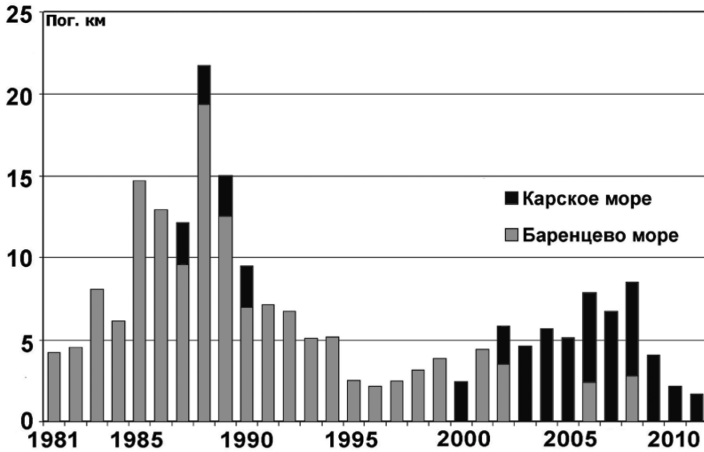


Рис. 4. Объемы бурения в Баренцевом и Карском морях

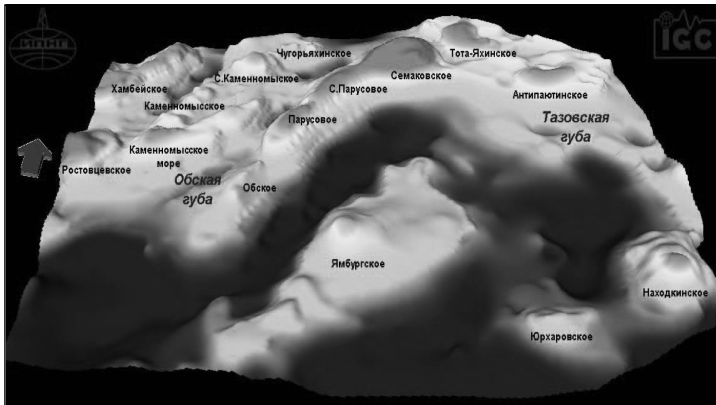


Рис. 5. Новые открытия в Обской и Тазовской губах Карского моря

На основе российских ГРП на шельфе Западной Арктики прогнозируется около 75% ресурсов УВ всех акваторий России и 86%

ресурсов УВ ее северных морей [11]. В значительной степени такие высокие перспективы объясняются геологическими особенностями региона, большой площадью его акваторий (суммарно около 50% арктического шельфа Российской Федерации) и лучшей изученностью сейсморазведкой и бурением.

В последние два года на российском шельфе Арктики произошло снижение буровой активности — в 2011 г. пробурена всего одна скважина на морском продолжении месторождения Харасавэйское в Карском море, а в 2012 г. — ни одной. В итоге в российских морях Западной Арктики пробурены 86 скважин (без учета горизонтальных эксплуатационных скважин Юрхаровского месторождения) и открыто 20 месторождений (включая в переходной зоне суша-море) с суммарными запасами и ресурсами газа более 10 трлн м³ и нефти с конденсатом свыше 500 млн т.

В Баренцевом и Печорском морях пробурены 55 скважин (из них 9 аварийных или недобуренных) и открыто 11 месторождений. Высокие перспективы российского сектора Баренцева моря с геологической точки зрения обусловлены тем, что почти всю его территорию занимает Восточно-Баренцевский мегапрогиб длиной около 1300 км и шириной 350–400 км, заполненный мощной толщей осадков (до 20 км) палеозойского и мезозойского возраста. В его пределах выделяются Южно- и Северо-Баренцевские впадины, разделенные Лудловской седловиной, к которой приурочены Штокмановское и Лудловское месторождения. Западный борт Восточно-Баренцевского мегапрогиба расположен в центральной части Баренцева моря и сформирован рядом крупных поднятий (своды Федынского, Центральной Банки, Година, Персея и др.), представляющих большой интерес для нефтегазопроисковых работ. Эти поднятия в значительной своей части расположены в бывшей спорной территории, широко известной как «Серая зона», что и определило к ней повышенный интерес крупнейших нефтяных компаний России, Норвегии и других стран мира. В 2010 г. состоялось подписание Договора о разделе «Серой зоны», способствующего активизации морских ГРП в данном регионе.

Одним из самых больших и перспективных в нефтегазоносном отношении поднятий является гигантский свод Федынского площадью более 10 тыс. км², расположенный в южной части бывшей «Серой зоны» (рис. 6). Баренцево море в районе свода не замерзает, кроме того, он находится в два раза ближе к побережью Коль-

ского полуострова, чем Штокмановское месторождение, что делает его одним из наиболее привлекательных объектов новых ГРП. В 1985 г. при испытании скважины Северо-Кильдинская-80, расположенной на одном из локальных поднятий на юго-восточном крыле свода Федынского, в нижнетриасовых песчаниках открыта залежь метанового (99,1%) газа. По данным сейсморазведки СМНГ 1979 – 1981 гг. (в том числе сети профилей 12 × 12 км), юрские и меловые отложения в центральной части свода Федынского размыты, как и на Адмиралтейском валу и ряде других крупных поднятий. Поэтому основные перспективы связаны с отложениями триаса и палеозоя, расположенными в сводовой части на доступной бурению глубине (3 – 5 км), а также юры на периферии свода и обособленных структурах-спутниках.

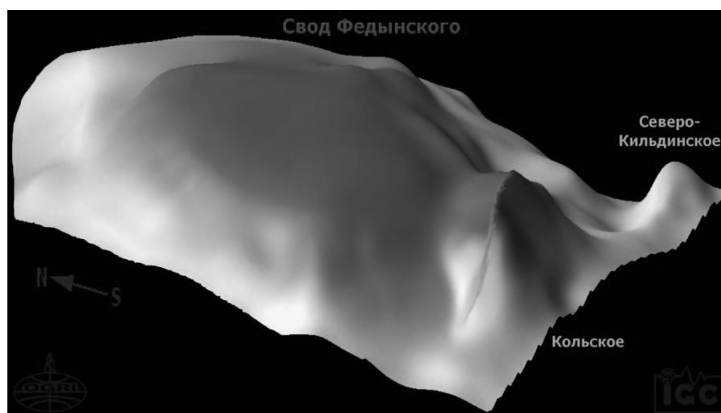


Рис. 6. Свод Федынского по кровле домеловых отложений

Нефтегазоносность Печорского моря, являющегося южной мелководной зоной Баренцева моря, обусловлена принадлежностью к северной части Тимано-Печорского НГБ, административно относящейся к НАО. В НАО открыто 90 месторождений, расположенных за полярным кругом и приуроченных к широкому стратиграфическому диапазону палеозоя от перми-карбона до силура-ордовика. Суммарные запасы этих месторождений — 1,2 млрд т нефти и 520 млрд м³ газа. В 2009 г. нефтедобыча достигла своего максимума 18,8 млн т, и в последние три года она снижалась до 13,5 млн т в 2012 г. Снижение происходило главным образом из-за падения добычи на Южно-Хыльчуйском нефтегазоконденсатном

месторождении (НГКМ) (см. ниже). С 1987 г. в небольших объемах ведется добыча нефти из песчаников чаркабожской свиты нижнего триаса на Песчаноозерском НГКМ на острове Колгуев (53,2 тыс. т в 2012 г.). В 2013 г. на шельфе начнется разработка Приразломного месторождения, нефтяная залежь которого расположена в рифогенных отложениях перми-карбона.

Южная часть Карского моря относится к северной части Западно-Сибирского НГБ, а в административном плане — к ЯНАО, большая часть которого расположена за Полярным кругом. В ЯНАО на суше и акватории открыто 235 месторождений УВ, включая уникальные и крупные: Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Бованенковское, Харасавэйское, Русановское, Ленинградское, Каменномысское-море, Юрхаровское и др. Первые три месторождения долгие годы обеспечивали основной объем добычи газа СССР и России — почти 500 млрд м³ в 1990 — 1992 гг. (рис. 7 — УЯМ). Происходящее падение добычи газа из сеноманских залежей данных месторождений компенсируется увеличением добычи из более глубоких горизонтов и вводом в разработку новых месторождений — Заполярное (2001 г.), Юрхаровское (2003 г.), Южно-Русское (2007 г.), Бованенковское (2012 г.) и др.

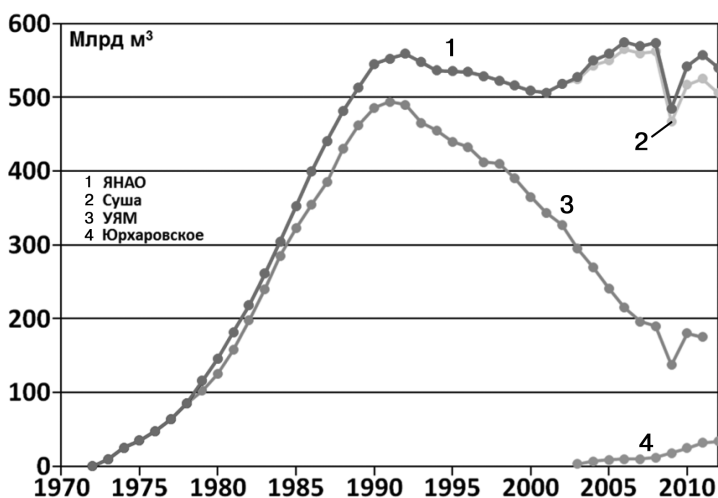


Рис. 7. Добыча газа в ЯНАО

Южно-Русское НГКМ разрабатывается с 2007 г. ОАО «Севернефтегазпром» с добычей газа до 25 млрд м³, экспортируемого

в Германию по дну Балтийского моря по трубопроводу «Северный поток». Немецкие компании *BASF AG* и *E.ON AG* получили от ОАО «Газпром» около 50% акций ОАО «Севернефтегазпром» при обмене активами.

Принципиально важным является начало разработки в 2012 г. Бованенковского НГКМ — первого и самого крупного месторождения на полуострове Ямал с запасами газа около 4,9 трлн м³. Месторождения Ямала должны обеспечить в 2030 г. добычу газа в объеме до 360 млрд м³.

Добыча газа в 2012 г. по сравнению с предыдущим годом снизилась на 3,5% и составила 540,2 млрд м³ (около 80% общероссийской добычи). Снижение добычи объясняется руководством ЯНАО уменьшением спроса на газ в Европе. За 40 лет в ЯНАО добыто более 16 трлн м³ газа. Добыча нефти с конденсатом в 2012 г. выросла на 2,7% и составила 35,4 млн т, что составляет 6,8% от общероссийской добычи.

В ЯНАО и прилегающей акватории Карского моря прогнозируется открытие ряда новых крупных месторождений, способных внести значительный вклад в восполнение минерально-сырьевой базы страны. Кроме того, большие перспективы связаны с неизученными глубокими горизонтами, в которых могут быть обнаружены крупные газоконденсатные и нефтяные залежи [3—6].

В открытой части Карского моря пробурено 5 скважин (4 — во времена СССР). В 2000—2010 гг. в Обской и Тазовской губах ООО «Газфлот» пробурено 26 скважин. Знаменательным фактом является 100%-ный успех поисково-разведочного бурения, что объясняется спецификой геологического строения с высоким уровнем нефтегазоносности.

До 2013 г. все лицензионные участки недропользователей на арктическом шельфе были сосредоточены на акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей. По состоянию на 1 января 2013 г. основными владельцами лицензионных участков в арктических и других морях России являлись «Роснефть» и Газпром, обладавшие соответственно 34,8 и 27,1% общего количества участков.

В 2011—2012 гг. «Роснефть» создала альянсы с зарубежными компаниями для совместного изучения нефтегазоносности лицензионных участков в Карском и в Баренцевом морях. Если добавить, что ранее Газпром заключил соглашения о совместном освоении Штокмановского месторождения с *Statoil* (24%) и *Total* (25%), то

можно с уверенностью сказать, что российский шельф Арктики становится крупной международной ареной совместной деятельности основных российских и зарубежных компаний. 2012 г. на российском шельфе Арктики ознаменовался существенным увеличением объемов сейсморазведки 2D и 3D, а поисково-разведочное бурение впервые за 30 лет не проводилось.

В начале 2013 г. «Роснефть» получила еще 12 лицензионных участков, расположенных на всех акваториях Арктики: Западно-Приноземельский, Южно-Приноземельский, Западно-Матвеевский, Северо-Поморский-1 и Русский в Баренцевом и Печорском морях, Северо-Карский в Карском море; Усть-Оленекский, Усть-Ленский и Анисинско-Новосибирский в море Лаптевых; Южно-Чукотский и Северо-Врангелевские 1 и 2 в Чукотском море (рис. 8). При этом в Западно-Приноземельский участок в Баренцевом море были объединены Адмиралтейский и Пахтусовский. Таким образом, Роснефть стала обладателем наибольшего количества лицензионных участков на шельфе России (44,87%) и абсолютным лидером по их количеству и площади в арктических морях. По 7 участкам, расположенным в морях Восточной Арктики, Роснефть заключила соглашения с компанией *ExxonMobil*. По остальным 5 участкам — ведутся переговоры с другими потенциальными партнерами.

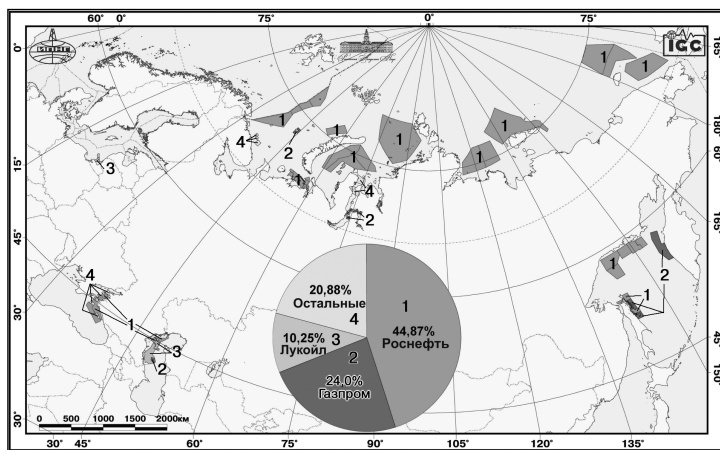


Рис. 8. Распределение лицензионных участков на шельфе России (1 апреля 2013 г.)



Рис. 9. Юрхаровское месторождение
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»

Ожидается, что в 2013 г. будут выданы 17 новых лицензионных участков ОАО «Газпром», расположенных на шельфе Арктики. Очевидно, что, обладая такими большими количествами лицензионных участков, компании «Роснефть» и Газпром не способны в одиночку своевременно реализовать свои лицензионные обязательства и поэтому их стратегия заключается в формировании альянсов с мировыми лидерами нефтегазовой индустрии.

Нельзя не отметить, что одним из активных недропользователей на суше и шельфе Арктики является ОАО «НОВАТЭК» [14], имеющее с 2011 г. стратегического партнера *Total* (владеет в настоящее время 15,16%). Его дочернее предприятие ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз» получило в 2011 г. 4 лицензионных участка, 2 из которых полностью расположены в акватории Обской губы (Северо-Обский и Восточно-Тамбейский), а 2 других (Салмановский и Геофизический) выходят на акваторию частично (около 10% их площади). Данное предприятие с 2003 г. ведет добычу газа и конденсата на крупном Юрхаровском НГКМ, большая часть запасов которого находится под дном Тазовской губы (рис. 9). Бурение эксплуатационных скважин на подводную часть месторождения ведется с берега наклонными скважинами с горизонтальным завершением, при этом отходы стволов скважин от вертикали достигают 3–5 км, а начальные дебиты газа валанжинских залежей — 3–5 млн м³ в сутки.

Это месторождение можно считать первым разрабатываемым российским арктическим месторождением, расположенным в переходной зоне суша-море, как и часть американских месторождений Северного склона Аляски.

Добыча УВ Юрхаровского НГКМ достигла в 2012 г. почти 34 млрд м³ газа и 2,7 млн т конденсата. В второй половине 2012 г. накопленная добыча газа превысила 150 млрд м³. В 2010 г. начал работу конденсатопровод длиной 326 км и пропускной способностью до 3 млн т. Запасы месторождения по классификации SEC на 31 декабря 2010 г. — 460 млрд м³ газа и 23 млн т конденсата.

Необходимо отметить, что аналогичная технология освоения морских месторождений с берега успешно применяется в субарктических условиях на шельфе Охотского моря по проекту «Сахалин-1» *Exxon Neftegaz Limited* — с 2003 г. на месторождениях Чайво (добыча с 2005 г.) и с 2009 г. на Одопту-море. Здесь буровой установкой «Ястреб» (*Parker Drilling*) установлен ряд мировых рекордов, включая последний (2011 г.) при бурении скважины *OP-11* длиной 12 345 м с горизонтальным отклонением 11 475 м. В 2012 г. на скважине *Z-44* месторождения Чайво был установлен новый мировой рекорд по длине ствола скважины — 12 376 м (на 31 м больше *OP-11*). Однако еще до начала проекта «Сахалин-1» ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» (ОАО «НК «Роснефть») получило 7 августа 1998 г. первую нефть по скважине № 202 с горизонтальным отклонением 4781 м (забой 5589 м), пробуренной с берега до морской залежи северного купола месторождения Одопту-море (в настоящее время таких скважин пробурено более 30). Таким образом, месторождение Одопту-море (Северный купол) является первым морским объектом в субарктических условиях России, разрабатываемым с берега.

В 2011 г. добыча нефти на акваториях Охотского, Балтийского, Каспийского и Карского морей достигла 18,4 млн т, что составило около 3,6% общероссийской добычи, но в 2012 г. она снизилась за счет небольшого падения добычи на шельфе Сахалина (рис. 10). Все больший вклад вносит добыча конденсата Юрхаровского НГКМ (около 17% морской добычи жидких УВ в 2012 г.).

Добыча морского газа на шельфе России в 2012 г. превысила 60 млрд м³ (рис. 11). Добыча арктического газа Юрхаровского НГКМ (34 млрд м³), как и в предыдущие годы, составляет более половины общей добычи шельфа России (55,8%).

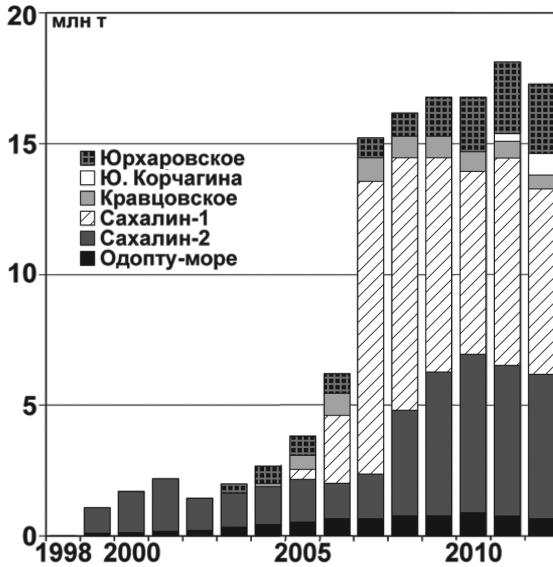


Рис. 10. Добыча нефти и конденсата на шельфе России

Наиболее активное и значимое международное сотрудничество осуществляется при освоении ресурсов нефти и газа в Арктическом и Дальневосточном (шельф Сахалина) регионах России. В Арктическом регионе наибольшую активность проявляют *ExxonMobil*, *Statoil*, *Total* и *ENI*, реализующих ряд проектов совместно с ведущими российскими компаниями ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть»», ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «НОВАТЭК». Ниже дается краткая характеристика международных проектов с участием зарубежных компаний.

Statoil. Контролируемая норвежским государством компания *Statoil*, ранее поглотившая вторую по величине норвежскую компанию *Norsk Hydro*, имеет опыт длительного сотрудничества с российскими компаниями. Первый проект проводился совместно с ОАО «Газпром» (ООО «Газфлот») и был ориентирован на освоение Медынского-Варандейского участка в прибрежной зоне Печорского моря.

Активные исследования Медынского-Варандейского ЛУ начались в 1995 г. Газпромом в альянсе со *Statoil*. По заказу альянса СПБУ Мурманская АМНГР пробурено три скважины (бурение оплачено *Statoil*) и открыто два месторождения в карбонатных отложениях нижней перми — среднего карбона — Варандей-море (две скважины в 1995 и 1996 гг.) и Медынское-море (1997 г.).

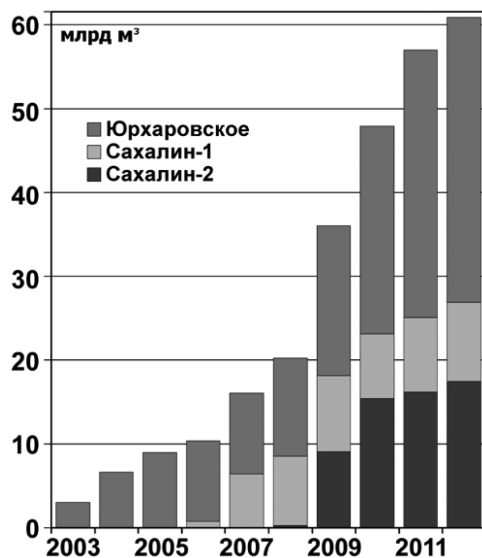


Рис. 11. Добыча газа на шельфе России

В 1998 г. СМНГ в альянсе с Севморгео и *Geco-Pracla* впервые на шельфе российской Арктике провели сейсморазведку 3D на площади Варандей-море в объеме 437 км².

Газпром поставил запасы месторождений на учет в Государственный комитет по запасам (ГКЗ), однако на основании открытия лицензии не получил. В 1999 г. Министерством природных ресурсов был организован конкурс на три ЛУ (Медынско-Варандейский, Поморский и Колоколморский), от участия в котором Газпром отказался, а *Statoil* проявила солидарность.

Компания *Statoil* вместе с *Total* участвует в СРП (соглашение о разделе продукции) по разработке Харьягинского месторождения на севере Тимано-Печорской провинции (см. ниже).

В феврале 2008 г. подписано соглашение о совместной разработке Штокмановского ГКМ между компаниями ОАО «Газпром», *Total S.A.* и *Statoil ASA*, создавшими для реализации проекта управляющую компанию *Shtokman Development AG*, в которой их долевое участие определено в пропорциях соответственно 51, 25 и 24%. По одному из вариантов проекта разработки Штокмановского ГКМ предусматривается годовая добыча газа до 67,5 млрд м³ (с производством до 52 млрд м³ СПГ) и 350 тыс. т конденсата. При

этом предполагается пробурить 156 скважин, включая 144 добывающие с дебитом до 2,6 млн м³ в сутки, 9 — резервные и 3 контрольные. Другой вариант с общей годовой добычей газа до 45 млрд м³ предусматривает бурение двух кустов по 27 скважин с подводными комплексами, подобными *Ormen Lange* и *Snohvit*. В 2012 г., после длительных подготовительных работ и переговоров о начале инвестиций в проект разработки Штокмановского месторождения, партнеры отложили начало его освоения на неопределенный срок.

В 2012 г. *Statoil* подписала с компанией «Роснефть» соглашение об освоении Персеевского ЛУ, расположенного в северной части бывшей «Серой зоны». В рамках данного соглашения «Роснефть» примет участие совместно с *Statoil* в предстоящих конкурсах в норвежской акватории.

Total. Французская компания *Total* («*Total E&P Russia*» — «*Total* Разведка, Разработка, Россия») участвует на основе СРП (подписано 20 декабря 1995 г.) вступило в силу 1 января 1999 г.) в разработке Харьягинского месторождения, открытого в 1970 г. на севере Тимано-Печорского НГБ в НАО. Долевое участие партнеров распределилось следующим образом: *Total* — 40%, *Statoil* — 30%, ОАО «Зарубежнефть» — 20%, ОАО «Ненецкая нефтяная компания» — 10%. При этом *Total* является оператором проекта и первоначально имела 50% долю акций. Добыча нефти ведется из двух сложных карстифицированных карбонатных коллекторов на глубинах 1250 — 3700 м. Попутный газ содержит до 1,2% сероводорода. Добыча в 2012 г. составила 1,54 млн т нефти и 195,4 млн м³ газа, а накопленная добыча в начале 2011 г. превысила 10 млн т.

Компания *Total* имеет совместные проекты с рядом российских компаний Газпром, «Роснефть», НОВАТЭК. При этом в последнем *Total* является стратегическим партнером и крупным акционером, обладая 20% акций. Совместно с НОВАТЭК *Total* осваивает Термокарстовое месторождение (49% акций) и уникальное Южно-Тамбейское НГКМ по проекту «Ямал СПГ» (20% акций). Соглашение о сотрудничестве при разработке Термокарстового месторождения, потенциал которого превышает 47 млрд м³ газа и 10 млн т конденсата, было подписано в июне 2009 г.

По проекту ОАО «Ямал СПГ» с 2016 г. предусматривается добыча газа и конденсата на Южно-Тамбейском НГКМ, открытом в 1982 г. Его запасы газа оцениваются в 1,26 трлн м³, а максимальный годовой уровень добычи через 208 скважин, объединенных в 19 кустов, — 35 млрд м³. Для транспортировки газа предусматри-

вается строительство завода 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 (рис. 12). Предполагается, что потребуется построить 10 гигантских (длиной до 300 м) газозовов ледового класса грузоподъемностью СПГ 170 тыс. м³.



Рис. 12. Проект завода и терминала СПГ в порту Сабетта (ОАО «Ямал СПГ»)

Total является партнером *Statoil* в двух крупных проектах — имеет 25%-ную долю в компании *Shtokman Development AG*, созданной в 2008 г. для управления проектом освоения уникального Штокмановского ГКМ в Баренцевом море, и 40%-ную долю в Харьягинском НМ (см. выше).

ConocoPhillips. В 1992 г. американская компания *Conoco* (ныне *ConocoPhillips*) создала на паритетных началах с ГП «Архангельск-геология» совместное предприятие «Полярное сияние», получившее лицензию на разведку и разработку Ардалинской группы из шести месторождений: Ардалинское, Восточно-Колвинское, Ошкотынское, Дюсушевское, Центрально-Хорейверское и Западно-Сихорейское. В настоящее время российским участником СП является ОАО «НК «Роснефть», выкупившее долю «Архангельск-геологии». Добыча нефти началась в 1994 г. и достигла своего максимума 1,84 млн т в 1999 г., после чего снизилась до 1,4 млн т в 2010 г. и 0,52 млн т в 2012 г. Большая часть попутного газа утилизируется для собственных нужд.

В 2004 г. началось активное сотрудничество американской компании *ConocoPhillips* и ОАО «ЛУКОЙЛ», при котором первая продала, а вторая купила большое количество бензозаправочных станций в США (795 в 2004 г.) и в Восточной Европе (376 в 2006 г.). В качестве ответного шага *ConocoPhillips* приобрела в 2004–2007 гг. 20%-ный пакет акций ОАО «ЛУКОЙЛ» (включая последние государственные 7,59%) и 30%-ную долю акций ООО «Нарьянмарнефтегаз» (основано в 2001 г.), владеющего лицензией на геологическое изучение недр Варандей-Адзвинского Северо-Западного ЛУ, захватывающего прибрежную зону Печорского моря с Хайпудырским заливом.

В ходе освоения Южно-Хылчюусского НГКМ выяснилось, что его извлекаемые запасы оказались сильно завышенными (в 3,5 раза [20]), что привело к резкому падению нефтедобычи с почти 7 млн т в 2009 г. до 1,2 млн т в 2012 г. и недозагруженности Варандейского терминала, имеющего пропускную способность 12,5 млн т. В 2011 г. было отгружено всего 3,96 млн т нефти — 53% от максимальной отгрузки 7,46 млн т в 2010 г. и 31,7% от пропускной способности терминала. В результате *ConocoPhillips* отказалась от дальнейшего участия в проектах ЛУКОЙЛа и в 2010–2011 гг. продала все свои акции, как в ОАО «ЛУКОЙЛ», так и в ООО «Нарьянмарнефтегаз».

ExxonMobil. С 2010 г. стратегическим партнером «Роснефти» в освоении ее трех арктических лицензионных участков в Карском море (Восточно-Приновоземельские 1, 2 и 3) стала компания *ExxonMobil*, получившая 33%-ное долевое участие в проекте. В 2012 г. здесь проводилась сейсморазведка 2Д, а на Университетской структуре — 3Д. В своем выступлении 7 февраля 2013 г. в г. Хьюстоне президент «Роснефти» И. Сечин заявил, что бурение первой скважины на данной структуре начнется в августе 2014 г., на один год раньше срока, обусловленного лицензионным соглашением. Характер полученных материалов не вызывает сомнений, что будут открыты крупные газоконденсатные залежи, под которыми возможно обнаружение и крупных залежей нефти.

В 2013 г. *ExxonMobil*, вдохновленная успехами сейсморазведки в Карском море, приняла предложение «Роснефти» по освоению 7 из 12 ее новых участков на шельфе Арктики: Северо-Карского в Карском море; Усть-Оленекского, Усть-Ленского и Анисинско-Новосибирского в море Лаптевых; Южно-Чукотского и Северо-Врангелевских 1 и 2 в Чукотском море.

ENI. Итальянская компания *ENI* в альянсе с *Enel* участвует с 49%-ной долей в СП «СеверЭнергия», в котором партнером с российской стороны выступает ОАО «Ямал развитие», основанное в 2010 г. ОАО «Газпром нефть» и ОАО «НОВАТЭК». СП «СеверЭнергия» владеет лицензиями на разработку четырех НГКМ, включая Самбургское, разработка которого началась в 2012 г. Суммарные запасы СП — 1,3 млрд м³ газа, 570 млн т нефти и 155 млн т конденсата.

ENI является партнером «Роснефти» по освоению двух лицензионных участков в Баренцевом море в южной и центральной частях бывшей «Серой зоны» (Федынский и Центрально-Баренцевский).

Petrovietnam. В 2008 г. начало работу ООО «Совместная компания “Русьветпетро”», основанное *Petrovietnam Oil and Gas Corporation* (49%) и ОАО «Зарубежнефть» (51%) и владеющее четырьмя лицензиями на добычу нефти и газа на Центрально-Хорейверском поднятии в Ненецком АО. В настоящее время уже ведется добыча нефти на 3 из 13 месторождений компании. При этом в 2012 г. добыто 2,1 млн т, а пиковая добыча около 4 млн т планируется в 2016 г.

2. Норвегия — Баренцево море

Результаты геолого-геофизических исследований норвежской части Баренцева моря подробно рассмотрены в работах [2, 5]. Отметим, что плотность изученности сейсморазведкой 2D норвежской части Баренцева моря превышает российскую в 1,5 раза и в целом составляет 1,01 пог. км/км². При этом средняя плотность сейсморазведки южной и северной частей норвежского сектора отличается в 5 раз (1,6 и 0,29 пог. км/км²). Всего на норвежской акватории Баренцева моря пробурено около 100 поисково-разведочных скважин и сделано более 30 открытий. В 2011–2012 гг. консорциум *Statoil, ENI Petro* открыл два газонефтяных месторождения *Skrugard* и *Havis*, расположенные в 100 км к северу от газоконденсатно-нефтяного месторождения *Snohvit* («Белоснежка»). Запасы углеводородов каждого из них оцениваются *Statoil* примерно по 35 млн т нефтяного эквивалента. С учетом этих открытий успешность бурения составила около 44%. Однако значительная часть открытых залежей не имеет коммерческих запасов, а часть считается спутниками *Snohvit*. Почти все залежи обнаружены, как

и в российском секторе, в отложениях юры и триаса, а их наибольшая часть приурочена к НГБ *Hammerfest*.

В 2012 г. *Statoil* приняла решение о реализации самого глубоководного (1247 м) на норвежском шельфе проекта разработки газоконденсатного месторождения *Aasta Hastin* (до 2012 г. называлось *Luva*), расположенного в НГБ Воринг (*Vøring*) на 80 км севернее Полярного круга (широта 67,07°). Предполагается, что добыча на *Aasta Hastin* начнется в 2017 г. В 2013 г. *Statoil* планировала бурение двух скважин на площади Ноор с ППБУ *West Hercules*, которая стала бы самой северной площадью, разбуренной нефтегазопроисковыми скважинами на норвежском шельфе. Однако бурение было перенесено на 2014 г.

По состоянию на начало 2011 г. общие начальные извлекаемые запасы оценивались *NPD* на уровне 230 млн м³ условного топлива, включая газ 168 млрд м³ и нефть (жидкие УВ) около 45 млн т, а наиболее вероятные неоткрытые ресурсы — 1,2 млрд м³ условного топлива, включая 722 млн м³ газа [15]. По запасам нефти это примерно в 9 раз и газа в 28 раз меньше, чем в российской акватории Баренцева моря (рис. 13).

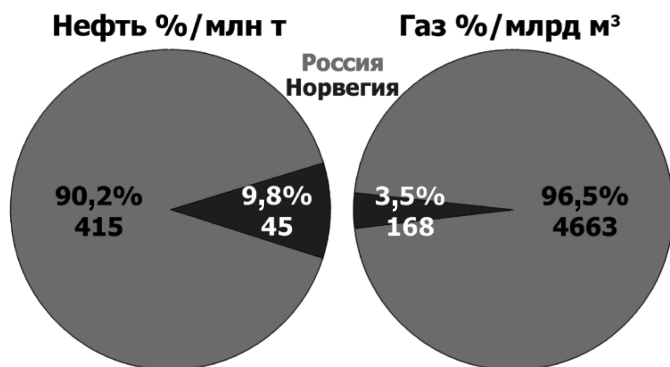


Рис. 13. Распределение запасов нефти и газа в российской и норвежской акваториях Баренцева моря

В настоящее время в норвежской акватории Баренцева моря разрабатывается только одно месторождение *Snohvit* (с 2007 г.) и готовится к разработке нефтегазовое *Goliat* (с 2013 г.). Коллекторами *Snohvit* являются ниже- и среднеюрские песчаники на глубине около 2300 м. Начальные извлекаемые запасы оценены

в 160,6 млрд м³ газа и около 20 млн т жидких УВ. Добыча смеси газа и конденсата осуществляется с помощью подводных комплексов, объединяющих 10 скважин. Многофазовая смесь УВ транспортируется по 143 км трубопроводу на остров *Melkoya* вблизи г. Хаммерфест, где налажено производство сжиженного газа, вывозимого на рынок танкерами (рис. 14). Добываемый газ содержит 5–8% CO₂, выделяемого и транспортируемого назад по 153-километровому трубопроводу для закачивания (захоронения) в природный резервуар в одном из песчаных пластов, при этом процесс распространения CO₂ контролируется сейсмомониторингом (сейсморазведка 4D). В 2014 г. планируется расширить объемы добычи подводного комплекса *Snohvit* за счет вовлечения в разработку его спутников *Albatross* и *Askeladd*.



Рис. 14. Завод по переработке и сжижению газа месторождения *Snohvit* на острове *Melkoya*

Источник: [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.norge.ru.

В 2010 г. произошло важное событие в российско-норвежских отношениях — подписание 15 сентября в Мурманске Договора о разделе «Серой зоны» [12]. Этому договору предшествовало установление прибрежной границы России и Норвегии в Варангерфьорде (*Varanger-Fjorden*) по соглашению от 11 июля 2007 г. На

освоение ресурсов «Серой зоны» длительное время (более 30 лет) существовал двусторонний мораторий, что хорошо видно на карте изученности арктического шельфа России и Норвегии по резкому снижению плотности размещения сейсмических профилей МОГТ 2D (см. рис. 2). Вследствие крайне низкой изученности бывшей спорной территории ее ресурсы оцениваются российскими и зарубежными экспертами в очень широком диапазоне от 1 до 18 и более млрд т нефтяного эквивалента.

По зарубежному опыту изучения и освоения морских лицензионных участков можно утверждать, что практически на всех работы ведутся не одиночными компаниями, а альянсами из нескольких международных компаний. Такие альянсы или консорциумы в обязательном порядке включают широко известные компании-операторы, обладающие значительным опытом, новейшими технологиями и хорошей репутацией. В альянсы входят и небольшие компании и инвесторы, готовые нести финансовый риск, доверяя опыту операторов. Например, освоение норвежского месторождения *Snohvit* («Белоснежка») в Баренцевом море осуществляет консорциум из 6 компаний: *Statoil* — 33,53%, *Petro SA* — 30%, *Total E&P Norge* — 18,4%, *Gaz de France* — 12%, *Amerada Hess Norge* — 3,26%, *RWE Dea Norge* — 2,81%. В практике освоения шельфа России также существуют альянсы (Сахалин-1, Сахалин-2 и др.), хотя есть и проекты, успешно реализуемые одиночными компаниями (например, НК «ЛУКОЙЛ»).

С учетом ряда факторов, включающих действующее в Российской Федерации законодательство, имеющиеся геолого-геофизические данные о перспективах нефтегазоносности всего Баренцева моря и сложности реализации северных проектов, можно считать, что Россия вряд ли теряет большие ресурсы нефти и газа при разделе бывшей «Серой зоны». Это можно пояснить тем, что к изучению и освоению выявленных крупных и особенно приграничных объектов (своды Федынского, Персея и др.) во всех случаях были бы привлечены зарубежные партнеры с долей до 50%. Однако в нашем понимании Договора [12], операторские функции по разработке трансграничных месторождений, расположенных на акваториях двух стран, зависят от того, кто является первооткрывателем. Следствием этого может быть и определение страны, в которой строится береговая инфраструктура и производятся налоговые отчисления от реализации проекта. Поэтому данный Договор является серьезным стимулом для проведения активных ГРП. Свидетельством сказанному является то, что Норвежский нефтя-

ной директорат (*NPD — Norwegian Petroleum Directorate*) начал сейсмические исследования норвежской части бывшей «Серой зоны» в первый же день вступления Договора в силу (7 июля 2011 г.) и успешно завершил работы в 2012 г., суммарно отработав свыше 25 тыс. км профилей МОГТ 2D. Российская сторона эти два года бездействовала, а в конце 2012 г. были выданы лицензии ОАО «НК «Роснефть»» на три участка, полностью покрывающие российскую часть этой зоны. Сейсморазведочные работы начнутся только в 2013 г.

Не вызывает сомнений, что в западноарктических акваториях России в первую очередь потенциальных партнеров российских компаний входит компания *Statoil*, контролируемая (67,2% акций) соседним дружественным норвежским государством. Положительным фактом в сотрудничестве двух стран является партнерство *Statoil* и «Роснефти» в проводимом в Норвегии конкурсе на выделенные лицензионные участки в Баренцевом море. Данный факт дает серьезные основания, что в Баренцевоморском регионе будет активно развиваться добрососедское сотрудничество.

3. США — арктический шельф Аляски

Основные зарубежные арктические запасы и 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) [4, 5, 6, 17, 18]. В 1946 г. на небольшой глубине (150–430 м) в палеомерзлых песчаниках нижнего мела было найдено первое на суше месторождение легкой нефти *Umiat* с геологическими запасами около 140 млн т. В 1967 и 1969 гг. 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 со своими спутниками 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 гг., а на *Kuparuk-River* — 17 млн т в 1992 г. (рис. 15). На рис. 15 данные о добыче *Prudhoe Bay* приведены за вычетом двух морских спутников *Niakuk* и *Point McInture*, учтенных в зависимости от морской нефтегазодобычи.

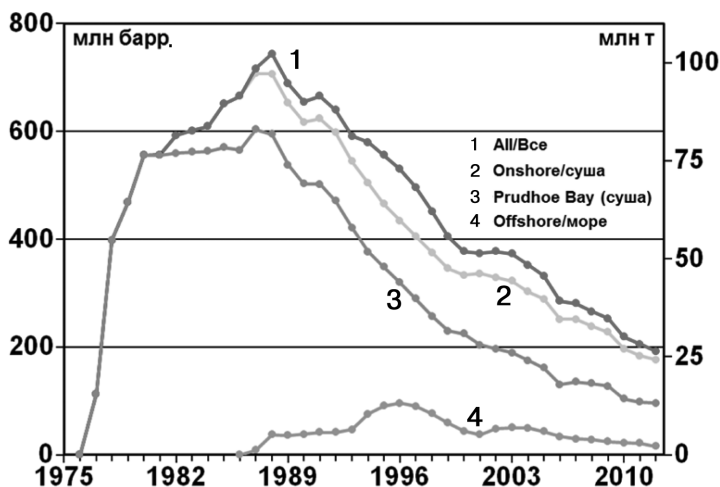


Рис. 15. Добыча нефти на Северном склоне Аляски

Акватория моря Бофорта вблизи побережья хорошо изучена сейсморазведкой 2D (более 1 пог. км/км²) и бурением (см. рис. 1 и 2), при этом часть работ проводилась с поверхности льда. Первое морское месторождение *Gwydur Bay* открыто в 1969 г. Самые большие месторождения на море — *Endicott* (80 млн т нефти) и *Point McIntyre* (83 млн т нефти и 17 млрд м³ газа). Суммарные 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 (рис. 15) началась в 1987 г. на месторождении *Endicott* (оператор BP) и ведется в настоящее время на 9 месторождениях в основном с искусственных островов (рис. 16), а также наклонными и горизонтальными скважинами с берега. В 2011 г. планировалось начать разработку горизонтальными скважинами месторождения *Liberty*, удаленного от берега на 9–12 км, но она отложена на 2014 г. Наибольший вклад морских месторождений в суммарную нефтедобычу США 18% был в 1996 г. (см. рис. 15) за счет ввода в разработку *Point McIntyre* (с 1993 г.), при этом морская добыча составила 22% от уровня добычи на суше.

Максимальная добыча нефти всего США около 102 млн т (745 млн баррелей) была в 1988 г., после которого наблюдается стабильный спад нефтедобычи (рис. 15). В начале 2011 г. накопленная



Рис. 16. Нефтедобыча на месторождении *Endicott* (фото ВР)

добыча превысила 2,3 млрд т. Нефть *ССА* транспортируется на юг в порт *Valdez* по уникальному сейсмостойкому Транс-Аляскинскому трубопроводу длиной 1290 км, построенному в 1977 г. и выдержавшему в 2002 г. сильнейшее землетрясение (магнитуда 7,9) в районе разлома *Denali*.

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 нефтеотдачи, а оставшая часть в основном используется для местных нужд (по данным *NOAA*, сжигается не более 1,5% ПНГ). За счет истощения залежей нефти и закачивания в них газа в период 1977–2012 гг. средний по *ССА* газовый фактор увеличился почти в 19 раз (с 175 до 3250 м³/т), а на *Prudhoe Bay* — почти в 33 раза (до 5,8 тыс. м³/т).

К западу от *ССА* в американской части Чукотского моря в 1988–1991 гг. пробурено 5 скважин. В 1990 г. открыто крупное месторождение *Burger* (1990) с вероятными извлекаемыми ресурсами газа, оцениваемыми в широком диапазоне 200–770 млрд м³, и конденсата 54–190 млн т из-за того, что оно изучено всего одной скважиной. Наиболее вероятные запасы *Burger* 390 млрд м³, газа и 99 млн т конденсата ставят его в ранг самого крупного открытия на шельфе Аляски. Залежь расположена на глубине 1695 м в пес-

чаниках нижнемелового возраста. *Burger* и нефтегазопроявления в трех других скважинах свидетельствуют о возможности серьезных открытий в данном регионе.

В США в 1990 г. после ряда крупных аварий и катастроф с танкерами, включая крупную катастрофу танкера *Exxon Valdez* у южного побережья Аляски 24 марта 1989 г., по решению президента Джорджа Буша (старшего) принят новый закон о загрязнении нефтью («*Oil Pollution Act of 1990*») и работы на многих морских площадях приостановили. В течение нескольких лет создавалась национальная система профилактики и ликвидации аварийных разливов, включающая единую сеть спутниковой коммуникации и контроля, технические базы с необходимым оборудованием. В России проводятся аналогичные работы, создаются и совершенствуются системы контроля движения судов, в том числе из космоса, снижающие влияние «человеческого фактора». Специалисты РАН принимали активное участие в обосновании многоцелевой космической системы (МКС) «Арктика» для мониторинга различной обстановки в северных широтах и работают над созданием системы дистанционного (космического) мониторинга естественных и техногенных выходов УВ на поверхность акваторий России. Согласно поручению Совета Безопасности РФ от 17 марта 2010 г. МКС «Арктика», включая два космических аппарата с радиолокационным мониторингом ледовой обстановки и положения судов в режиме реального времени, должна приступить к работе до 2015 г.

Под влиянием трагических последствий катастрофы в Мексиканском заливе в 2010 г. на VII министерской сессии Арктического совета в гренландском городе Нуук в мае 2011 г. в рамках «Нуукской декларации Арктического совета» было принято принципиально важное решение о подготовке документа о взаимопомощи в области ликвидации морских нефтеразливов. Предполагается, что в различных регионах Арктики может быть создано около десяти комплексных аварийно-спасательных центров. В России летом 2011 г. на внешнем рейде порта Тикси (губа Буор-Хая моря Лаптевых) были успешно проведены учения с целью проверки Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ситуации нефтеразлива на шельфе Арктики. В 2012 г. проведены учения стран — участников Арктического совета у берегов Гренландии. В 2011 — 2012 гг. состоялось несколько заседаний международной Целевой рабочей группы экспертов по предупреждению, готовности и ликвидации чрезвычайных ситуа-

ций (*EPPR — Emergency Prevention, Preparedness and Response*) по подготовке документа о сотрудничестве по ликвидации морских нефтеразливов, который будет иметь форму «юридически обязывающего межправительственного соглашения» и должен быть подписан в мае 2013 г. в Кируне (Швеция).

Последние пять лет характеризуются значительной активизацией крупнейших компаний мира на шельфе Аляски, что подтверждается большим интересом к лицензионному раунду 2008 г. по 448 лицензионным участкам в Чукотском море общей площадью 12,1 тыс. км² с суммарными ресурсами в 2,5 млрд т нефти и 2,1 трлн м³ газа. В результате данного раунда компания *Shell* получила рекордное число участков 275, заплатив 2,1 млрд долл.

Программа широкомасштабных ГРП компании *Shell* на арктическом шельфе Аляски в 2012 г. предполагала бурение 3 поисково-разведочных скважин в морях Бофорта и Чукотском. Несмотря на длительный подготовительный период ГРП, часть технических средств оказалась не готовой к бурению в экстремальных условиях шельфа Арктики. Одна из проблем заключается в том, что *Shell* использовала две старые буровые установки (БУ). Первая из них — баржа *Kulluk*, неспособная самостоятельно передвигаться, была построена в Японии в 1983 г. и работала 10 лет в канадском секторе моря Бофорта (рис. 17). Вторая БУ — судно *Noble Discoverer*, переоборудованное в буровое судно в 1976 г. из сухогруза *Matsuhiko Maru*, построенного в Японии в 1966 г.



Рис. 17. Буровые установки *Kulluk* и *Noble Discoverer* на пути в Арктику (*Shell*).

В итоге сезона 2012 г., отказавшись от глубокого поисково-разведочного бурения на месторождении *Burger* и других перспективных объектах, *Shell* пробурила лишь несколько подготовительных неглубоких (около 400 м) скважин. Демобилизационные работы в конце 2012 г. чуть было не завершились катастрофой с гибелью БУ *Kulluk*, оставленной экипажем и выброшенной на мель одного из островов на юге Аляски во время сильного шторма.

Общие затраты *Shell* на программу ГРП на арктическом шельфе Аляски составили около 5 млрд долл. В настоящее время компетентные органы США занимаются анализом всех негативных событий, сопровождавших *Shell* в сезоне 2012 г. Не вызывает сомнений, что будут ужесточены требования к безопасности ГРП в арктических широтах, которые могут заморозить планы не только *Shell*. Очень вероятно, что в 2013 г. работы *Shell* на шельфе Аляски не состоятся.

4. Канада

К востоку от США в канадской акватории моря Бофорта и дельте реки Макензи открыт НГБ *Beaufort-Mackenzie*, преимущественно (69%) газоносный. Здесь на шельфе пробурено более 80 поисково-разведочных скважин и открыто 32 месторождения, что составляет 59,3% от общего числа месторождений НГБ [5, 19]. 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 соответственно около 64 и 51 млрд м³. Первая добыча газа началась только в 1999 г. на месторождении *Ikhil* (широта 68,75°) для местных нужд в ограниченном объеме для выработки электроэнергии и отопления (оператор *AltaGas*). В 2011 г. на *Ikhil* действовала всего одна скважина *J-35*, давшая 17 млн м³ газа. Вся накопленная добыча *Ikhil* составила около 200 млн м³ газа. Для транспортировки газа *Taglu*, *Parsons* и *Niglintgak* в южном направлении к 2016 г. планируется построить газопровод длиной 1196 км (*Mackenzie Gas Project*).

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 песчаниках олигоцена 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).

На территории арктических островов и прилегающей акватории Канады открыто 19 преимущественно (91%) газовых месторождений, из которых 17 относятся к НГБ *Sverdrup*. Основные залежи этого НГБ расположены в песчаниках юрско-мелового возраста. Изучение нефтегазоносности региона началось с бурения первых трех скважин на трех островах *Melville*, *Cornwallis* и *Bathurst* в 1961—1963 гг. (глубина первой скважины составила 3828 м). В 1960—1986 гг. здесь отработано свыше 120 тыс. пог. км сейсмических профилей и пробурено около 200 поисково-разведочных скважин. 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 месторождение *Drake Point* с запасами газа 152 млрд м³ было открыто в 1969 г. на острове *Melville*, а через три года — первое морское месторождение *Hecla* (второе по размерам в НГБ) с запасами газа 105 млрд м³. Их залежи содержат 52,2% запасов всего НГБ (30,8 и 21,4%). Запасы других месторождений меняются от 1,6 до 60,4 млрд м³.

Месторождения арктических островов Канады не разрабатываются за исключением нефтяного *Bent Horn*, открытого *Panarctic Oils Ltd* в 1974 г. на юго-восточной окраине НГБ *Sverdrup* в Франклинском складчатом поясе на острове *Cameron* (начальные запасы около 1,7 млн т). Здесь из девонских рифогенных отложений *Bent Horn* было добыто в 1985—1996 гг. около 400 тыс. т нефти. Нефть накапливалась на береговом нефтехранилище и вывозилась танкерами.

В 2006—2010 гг. проводился четырехлетний региональный этап 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). Получены качественные

сейсмические материалы в объеме 13,5 тыс. км, впервые давшие информацию о строении осадочной тощи северной части Канадского бассейна, являющегося нефтегазоперспективным продолжением континентального шельфа на глубоководье.

Бурение на канадском шельфе Арктики приостановлено — за последние два десятилетия пробурена всего одна скважина. Это объясняется административными ограничениями, обусловленными экологическими соображениями и незначительностью 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 шельфе Арктики наблюдается активизация недропользователей в плане получения лицензий на морские участки, в том числе на глубоководье (свыше 1000 м).

5. Дания — шельф Гренландии

Основной объем сейсморазведки 2D на шельфе Гренландии (см. рис. 1) выполнен на мультиклиентной основе (*TGS, PGS, Fugro-Geotem, ION*). В частности, компания *ION* отработала в 2009—2010 гг. на северо-восточном шельфе Гренландии (см. рис. 1) 11,8 тыс. км сейсмопрофилей, достигающих 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.

На основе выявленных сейсморазведкой крупных структур, открытий (крупное канадское газовое месторождение *Hekja* в песчаниках палеоцена на широте 62°) и нефтегазопроявлений *USGS* предполагает, что Западно-Гренландская — Восточно-Канадский НГБ (включает НГБ *Baffin*) содержит более 1,1 млрд т жидких УВ и 1,5 трлн м³ газа. При этом потенциально нефтегазоносным является широкий комплекс пород от палеозоя до кайнозоя.

На западном шельфе Гренландии в заливе *Baffin* в 1976—1997 гг. были пробурены первые 5 скважин, не принесшие коммерческих открытий. Интересы Дании представляет гренландская национальная нефтегазовая компания *Nunaoil*, основанная в 1985 г. и обладающая долями во всех морских проектах. Наиболее активные поисково-разведочные исследования проводит компания *Carpicorn* (с 2007 г.), *Shell, Statoil, Husky, ExxonMobil*.

После проведения комплекса сейсмических исследований 2D (более 15 тыс. км) и 3D (8170 км²) *Carpicorn* принадлежит

британской *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 г. Нуук, ставшего особо известным из-за проведенной в мае 2010 г. Седьмой министерской сессии Арктического совета (май 2010 г.), принявшей «Нуукскую декларацию Арктического совета» (см. выше). Большинство скважин доказало наличие нефтегазоматеринских пород, но коммерческих открытий не принесло. Затраты только за 2011 г. составили 1,2 млрд долл. Несмотря на неудачи ГРП в январе 2012 г., *Statoil* приобрела 30,625% акций *Carpicorn*. Оставшимися акциями владеет *Cairn Energy* (56,975%) и *Nunaoil* (12,5%). Руководство *Carpicorn* полно оптимизма и планирует продолжить бурение в 2014 г. Проведенный нами анализ имеющихся сейсмических материалов и результатов бурения свидетельствует, что имеются все основания для оптимизма.

Для уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности в заливе *Baffin* альянс из 8 компаний при операторстве *Shell* пробурил в 2012 г. 10 стратиграфических скважин глубиной до 800 м. На основе данного и многих других примеров представляется очевидным, что создание альянсов из нескольких компаний особенно важно при изучении новых НГБ и освоении крупных месторождений углеводородов, особенно в суровых арктических условиях.

Следуя примеру России и Норвегии, разделивших в 2010 г. спорную территорию в Баренцевом море, Дания и Канада согласовали положение границы в море Линкольна (Северный Ледовитый океан) и подписали соответствующий договор 29 ноября 2012 г.

Заключение

В настоящее время добыча на арктическом шельфе ведется только в трех странах на 11 месторождениях: на Северном склоне Аляски в море Бофорта — 9 месторождений, в норвежском секторе Баренцева моря — *Snohvit*, в Карском море в Тазовской губе — Юрхаровское. При этом российское месторождение — самое крупное. Если учитывать добычу всех УВ (в тоннах нефтяного эквивалента), включая попутный нефтяной газ (ПНГ) Северного склона Аляски, то в 2010 г. добыча УВ Юрхаровского месторождения стала лидирующей по отношению к суммарной добыче УВ всех других месторождений (превышение почти на 26%). На рис. 18 приведены результаты сравнения объемов добычи товарных УВ (в тоннах не-

фтяного эквивалента) на всех морских месторождениях Арктики [5–7]. Почти весь ПНГ морских месторождений Северного склона Аляски закачивается обратно в природные резервуары для его сохранения для будущей разработки и поддержания пластового давления при добыче нефти, поэтому данный газ не учитывается на рис. 18. Из графиков рис. 18 видно, что добыча товарных УВ Юрхаровского месторождения превысила суммарную добычу на всех других месторождениях арктического шельфа в 2005 г. и является прогрессивно лидирующей. Поэтому утверждения, что Россия отстает с освоением морских месторождений Арктики, не имеют серьезных оснований.



Рис. 18. Добыча углеводородов на шельфе Арктики

В результате проведенного нами анализа извлекаемых запасов шельфа пяти стран Циркумарктического региона (без учета предварительной оценки запасов *Burger* в Чукотском море, не вносящей серьезных изменений) [2, 4–8] получено, что акватории Западной Арктики России содержат 43,1% запасов жидких УВ и 91,3% запасов газа всего шельфа Арктики, несмотря на то что все арктические моря России недоизучены сейсморазведкой и бурением. Данная ситуация позволяет утверждать, что именно на российском шельфе возможен наибольший прирост запасов и открытие многих новых крупных месторождений в широком стратиграфическом диапазоне отложений.

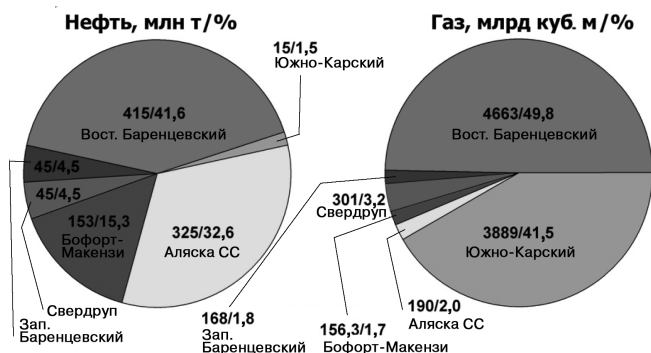


Рис. 19. Запасы нефти и газа на шельфе Арктики (2011 г.)

В России более 40 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 — г. 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 8 и 5 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 во всех других арктических странах.

Опыт России и США показал, что первоочередные месторождения для организации морских нефтегазовых промыслов в арктических условиях рационально выбирать вблизи побережья с широко развитой инфраструктурой. Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами с берега. Такой подход успешно опробован в США и России и является наиболее безопасным для ранимой природы шельфа Арктики.

Многие российские технологические решения по поиску, добыче и транспортировке УВ не имеют аналогов в мире. В частности, для экспорта нефти из Тимано-Печорской провинции по проекту «Северные территории» российская компания ЛУКОЙЛ построила на своем заводе в Калининградской области и 2007 г. установила на шельфе Печорского моря в 22 км от берега стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) «Варандей»



Рис. 20. Стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал «Варандей» и танкер «Тимофей Гуженко» (фото *Aker Arctic*)

(рис. 20), являющийся самым северным нефтяным терминалом в мире (широта $69,05^\circ$), что зафиксировано в Книге рекордов Гиннесса. Нельзя забывать, что единственный в мире мощный атомный ледокольный флот создан и успешно функционирует только в России. Без его помощи невозможна эффективная работа уникального Северного морского пути (СМП), в использовании которого заинтересованы многие страны мира.

Известно, что объемы аварийных разливов нефти при ее транспортировке в 23–26 раз выше, чем при морской добыче [10]. При этом объемы транспортируемой нефти морским путем превышают 1,5 млрд т в год — около 40% мировой добычи. Согласно имеющейся международной статистике аварий танкеров, повлекших разливы нефти, 84–88% событий связано с «человеческим фактором» и сложными условиями навигации [10]. При этом посадка на мель происходит в 27% случаев, столкновения с судами или береговыми сооружениями (причал и др.) — около 49%. В арктических условиях транспортировка УВ дополнительно осложняется движением через ледовые поля, мигрирующими айсбергами, обледенением судов, частыми туманами и продолжительной полярной ночью. Не вызывает сомнений, что активизация транспортных перевозок по СМП рано или поздно приведет к серьезным аварийным (возможно, катастрофическим) ситуациям с разливами УВ, к ликвидации которых необходимо готовиться ускоренными темпами.

Очевидно, что наибольший успех в обеспечении работы по снижению рисков загрязнения арктического шельфа России и других стран Арктического региона при освоении его богатых нефтегазовых ресурсов может быть достигнут при активном международном сотрудничестве всех заинтересованных стран.

Арктические акватории являются наименее изученными частями Мирового океана. Здесь существуют многие дополнительные проблемы, затрудняющие освоение ресурсов нефти и газа природно-климатического и природно-техногенного характера, часть которых рассмотрена в работах [7, 9, 10, 13]. Комплексное изучение этих проблем требует значительных временных и финансовых затрат, поэтому требует объединения усилий научных организаций всех стран, заинтересованных в сохранении ранимой экосистемы Арктики. Институты РАН длительное время проводят совместные экспедиционные и другие научные исследования в Арктике с рядом зарубежных учреждений, среди которых следует выделить: Международный арктический научный центр и Геофизический институт Университета Аляски Фэрбенкс (США), Национальная администрация США по океаническим и атмосферным исследованиям (*NOAA — National Observatory Ocean Atmosphere*), Норвежский полярный институт, Акваллан Нива, Петромакс (Норвегия), Университет Стокгольма и Климатический центр Берта Болина (Швеция) и многие другие.

Утверждения отдельных экспертов об отставании России в освоении ресурсов УВ в Арктике не имеют оснований. Россия является лидером по запасам и ресурсам УВ, а также объемам их добычи на суше и море Арктики. Кроме того, Россия обладает огромными ресурсами и запасами УВ в различных регионах суши и поэтому может подходить к широкомасштабному освоению морских месторождений в Арктике не спеша, выбирая лучшие и наиболее безопасные инновационные технологии, сохраняя стратегический резерв УВ и ранимую природу Арктики для будущих поколений.

По заказам компаний нефтегазового профиля и по программам РАН, финансируемым из госбюджетных средств, научно-исследовательские суда РАН выполняют значительный объем морских геолого-геофизических и экологических исследований в акваториях России и Мировом океане, включая мониторинг разработки месторождений нефти и газа. РАН имеет колоссальный накопленный опыт, который из-за недостаточного финансирования не реализуется в полной мере. При весьма скромном увеличении финанси-

вания возможно проведение уникальных научных исследований, независимой экспертизы проектов освоения минерально-сырьевых ресурсов, мониторинга сейсмической, экологической и другой обстановки в Арктике и Мировом океане на благо всего человечества.

В 2013 г. Президент РФ утвердил «Стратегию развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» [15]. От успеха ее реализации зависит благосостояние страны на дальнюю перспективу. При этом предусматривается «разработка единой национальной системы мониторинга состояния и загрязнения окружающей среды Арктической зоны Российской Федерации, синхронизированной с аналогичными международными системами» и осуществление «крупномасштабных и комплексных научных проектов в Арктике, в том числе в рамках международного сотрудничества». Не вызывает сомнений, что научные институты РАН, нефтегазовые компании и другие организации сделают все возможное для достижения поставленных целей.

Литература

1. *Богоявленский В. И.* Углеводородные богатства Арктики и российский геофизический флот: состояние и перспективы: Морской сборник. М.: ВМФ, 2010. № 9. С. 53 – 62.
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. *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.
4. *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.
5. *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.
6. *Богоявленский В. И., Богоявленский И. В.* Шельф Арктики: перспективы и проблемы освоения ресурсов нефти и газа // Geopetrol-2012. Krakow. P. 47 – 54.
7. *Богоявленский В. И.* Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и нефть. 2012. № 11. С. 4 – 9.
8. *Богоявленский В. И.* Нефтегазодобыча в Мировом океане и потенциал российского шельфа // ТЭК стратегии развития. 2012. № 6. С. 44 – 52.

9. *Богоявленский В. И., Лаверов Н. П.* Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики: Морской сборник. М.: ВМФ, 2012. № 6. С. 50 – 58.

10. *Воробьев Ю. А., Акимов В. А., Соколов Ю. И.* Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. М.: Ин-октаво, 2005.

11. *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. 2006. С. 14 – 71.

12. Договор между Российской Федерацией и Королевством Норвегия о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане. Подписан 15 сентября 2010 г.

13. *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.

14. Новатэк. Годовой отчет за 2010 г.

15. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года (опубликована 20 февраля 2013 г.).

16. Facts. The Norwegian Petroleum Sector 2010. NPD, 2010. 223 p.

17. Alaska Oil and Gas Report, May 2006. Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. Anchorage, 2006. 115 p.

18. Alaska Oil and Gas Report, November 2009. Alaska Department of Natural Resources Division of Oil & Gas. Anchorage, 2009. 63 p.

19. *Drummond K. J.* North Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources. Drummond Consulting, 2009. 60 p.

20. Oil&Gas Journal Russia. 2013. No 4. P. 65.

В. С. Селин, Е. П. Башмакова

Значение северных и арктических регионов в новых геоэкономических условиях развития России*

С точки зрения долговременных тенденций можно предполагать, что одним из важнейших факторов, определяющих расстановку и взаимодействие различных политических и экономических сил в XXI в., будет борьба за ресурсы. В этой связи вероятно объективное нарастание геоэкономических противоречий в Арктике, связанное с ее ресурсным потенциалом и транспортным значением, с одной стороны, и с отсутствием признанной и нормативно оформленной демаркации морских пространств и шельфа — с другой.

В настоящее время основные риски в неразграниченных пространствах Арктического бассейна носят не только политический, но и экономический характер. Борьба ведется за ресурсы рыболовства: на Берингово море приходится почти 50% общего вылова США, а для Норвегии продукция рыболовства — вторая по значимости статья экспорта (более 3,0 млрд евро). Углеводородные ресурсы арктического шельфа превышают 100 млрд т у.т. (условного топлива), из них практически две трети приходится на российскую Арктику, в то время как объем добычи на норвежском шельфе будет неуклонно сокращаться (сейчас он обеспечивает почти половину общего объема потребления в ЕС). Особое значение приобретают транспортные коридоры и их режим (национально регулируемый или свободный). Как правило, проявления конкуренции в этих сферах сопряжены, а мотивы сторон при рассмотрении с точки зрения указанных направлений тесно переплетены. При этом противоречия определяются борьбой за правовой контроль над пространствами, финансовый и технологический контроль за видами деятельности. Военный контроль (как и экологическая политика) — дополнительный инструмент обеспечения экономических интересов.

* Селин В. С., Башмакова Е. П. Значение северных и арктических регионов в новых геоэкономических условиях развития России // Регион: экономика и социология. 2010. № 3. С. 23–39.

Расстановка сил в мировой Арктике достаточно противоречива, так как присутствуют и экономические, и политические интересы, но первые чаще преобладают. Даже у таких интегрированных партнеров, как США и Канада, неоднократно возникали разногласия в отношении арктических проливов, в том числе в связи с ориентацией на возможные климатические изменения. Серьезные споры существуют у Канады с Данией из-за острова Ганса — небольшого островка, затерянного в арктических льдах между датской Гренландией и крупным канадским островом Эльсмер. Считается, что прилегающая акватория богата ценными морепродуктами, а шельф — запасами нефти, поэтому удовлетворяющего обе стороны решения не видится даже в проекте. Есть разногласия в отношении отдельных участков Арктики между Данией и Норвегией, хотя все перечисленные страны являются членами НАТО. Все эти моменты Российская Федерация должна не только учитывать, но и использовать при позиционировании себя в данном пространстве.

Следует отметить, что к арктическим регионам проявляют интерес многие государства, входящие в различные международные организации, ориентированные на деятельность именно в этом секторе. Наиболее представительной из них является Арктический совет, министерские сессии которого проводятся один раз в два года. Он включает восемь стран-участников, пять стран-наблюдателей и более десяти различных неправительственных организаций. Основным направлением деятельности Арктического совета является содействие устойчивому развитию Арктики.

Определенный интерес представляет структура Совета Баренцева/Евроарктического региона (БЕАР), в которую помимо высшего органа входит региональный совет, включающий руководителей административных единиц (от России — Архангельской и Мурманской областей, Республики Коми, Республики Карелии, Ненецкого автономного округа; от Норвегии — губерний Нурланд, Финмарк и Тромс; от Швеции — губерний Норботтен и Вестерботтен; от Финляндии — губернии Лапландия, союзов коммун Кайнуу и Северной Астроботнии).

Характерно, что в состав БЕАР входят шесть основных участников и целых девять стран-наблюдателей, в том числе очень далекие от Баренцева моря Польша, Франция, Италия и др. Их интерес, конечно, не абстрактный: Европейский союз уже сейчас приобретает по экспорту более 50% энергоносителей, а к 2015 г. эта цифра может вырасти до 70%.

Через полгода после организации БЕАР образовался Северный форум, который создавался уже под эгидой США, со штаб-квартирой в Анкоридже (Аляска). В Форум вошли северные провинции стран Скандинавии, но не вступила Дания, вероятно, вследствие известных противоречий с Канадой. Участие России в Форуме оказалось ограниченным: полновесно представлены Сибирь (вспомогательный секретариат размещен в г. Якутске) и Республика Коми, но отсутствуют Мурманская и Архангельская области. Форум декларировал намерение заниматься проблемами Северного морского пути, что делать без учета интересов и возможностей главных баз арктического ледокольного флота практически невозможно. Такая несогласованность в действиях России в секторе международных организаций не служит, конечно, укреплению национальных позиций в Арктике.

Вместе с тем не вызывает сомнения, что перспективы экономического развития арктических территорий, а следовательно, позиционирование государства и ведущих компаний на шельфе связаны исключительно с естественными конкурентными преимуществами, которые можно объединить в три большие группы:

- природные ресурсы, перспективные в плане освоения в ближайшие 20–30 лет с учетом интенсивного развития инновационных технологий;
- транспортные системы, как в настоящее время, так и в перспективе связанные в первую очередь с транспортировкой сырьевых ресурсов, в том числе с учетом возможных климатических изменений;
- пространственные ресурсы, которые начиная с середины XX в. играют все более значительную роль.

Расширение использования пространства и, соответственно, сокращение свободных пространственных ресурсов еще более повышает их ценность. Это приводит к важным экономическим и политическим последствиям, так как увеличение резервов своего национального пространства можно рассматривать как приумножение национального богатства. Особенно это касается стратегических пространственных ресурсов, которые кроме экономического имеют также политическое и военное значение, что в полной мере относится к российскому пространству Севера и Арктики.

Можно отметить, что в настоящее время на Севере России добывается около 80% всей российской нефти и более 90% газа,

и в перспективе эти цифры будут только расти, поскольку запасы Каспия и Юго-Востока Сибири в лучшем случае смогут поддержать существующие пропорции. Другая проблема заключается в том, что крупнейшие месторождения нефти находятся в стадии затухания, а последние стратегические запасы газа сконцентрированы на Ямале, т.е. на суше.

Для реалистичной оценки конкурентных преимуществ целесообразно последовательно рассмотреть ресурсный потенциал Российской Федерации, а затем — роль в этом потенциале арктического шельфа. Тезис о масштабности запасов нефти в национальной экономике весьма сомнителен (см., например, [1 – 3]). При их удельном весе в мировых запасах в размере менее 5% наша экономика работает в очень истощительном режиме, производя более 15% мировой добычи нефти. Не случайно во многих экспертных заключениях звучат опасения, что сразу за пределами 2010 г. спад в этом секторе неизбежен.

В этом отношении показательно, как решительно была изменена политика энергоснабжения в США, когда несбалансированность их системы нефтедобычи достигла в 80-х годах примерно такого же уровня, как в России: в течение 15 лет объемы добычи нефти внутри страны снижались с 600 до 350 млн т, формировался стратегический резерв и неприкосновенный ресурс для будущих поколений, дефицит же сырья компенсировался наращиванием импорта. При этом использовались два независимых источника — далеко добываемая, но дешевая нефть из Саудовской Аравии и Арабских Эмиратов и более дорогая, но с коротким транспортным плечом нефть из Канады, вышедшей в этот период на первое место по обеспеченности запасами среди стран САР. Стабильность и самодостаточность сформировавшейся системы поставок нефти на американский рынок делает малоперспективными любые попытки найти нишу для поставок туда российской нефти из арктических месторождений, отличающихся повышенными затратами и рисками.

Другое положение складывается с природным газом. Россия имеет в этой сфере стратегические преимущества: более 25% мировых запасов и такой же удельный вес производства. Традиционно основным потребителем российского газа является Европа, куда поступает более 90% отечественного экспорта. В ближайшее время положение только осложнится, так как за пределами 2012 г. начнется существенное сокращение добычи как газа, так и нефти

в Северном море, и в результате Европейский союз будет испытывать острую необходимость замещения выбывающих источников. В этом аспекте газ Штокмановского месторождения, при всех технологических проблемах и высоких затратах, может стать приоритетным для этого рынка.

Однако и североамериканский рынок примерно в этот же период начнет испытывать серьезный дефицит. Традиционно природный газ считался энергетическим сырьем местного потребления и передавался исключительно по трубам. Но в начале 1990-х годов были освоены технологии массового производства и доставки потребителям сжиженного природного газа. Производство сжиженного газа, еще в 1995 г. составлявшее менее 10 млн т, уже в 2002 г. превысило 100 млн т и в 2007 г. достигло уровня 270 млн т [1, 3]. То есть в настоящее время сжижается почти 15% мировой добычи природного газа, что составляет около 40% всего экспорта. Необходимо иметь в виду, что почти 90% этой продукции потребляется странами Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь Японией и Южной Кореей. Североамериканский и европейский рынки только начинают осваивать сжиженный газ. Но по мере исчерпания собственных источников североамериканский рынок будет наращивать масштабы импорта СПГ, который к 2015 г. составит не менее 20 млн т. Однако в целом темпы роста производства СПГ будут сокращаться и в очередном пятилетии вряд ли превысят 50% (в 2002 – 2007 гг. прирост составил 150%).

В связи с этим строительство заводов по сжижению газа на Сахалине, а в перспективе и на Кольском полуострове является не только технологическим прорывом для России, но и важнейшим шагом в диверсификации поставок на мировые рынки.

Чтобы понять реальную ситуацию, необходимо иметь в виду, что если брать не ресурсы, а запасы, то доля российских нефтегазовых провинций в общем российском балансе углеводородного сырья крайне невелика [2, 4]. По запасам газа она составляет 8%, по нефти — и вовсе 1% (табл.). В газовой составляющей из отмеченных процентов подавляющая часть приходится на уже упомянувшееся Штокмановское месторождение. Других подготовленных запасов сегодня нет, а средства, выделяемые государством на их подготовку, как следует из Стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа на период до 2020 г., крайне малы для масштабного освоения этого важнейшего мегарегиона.

Таблица

Распределение разведанных запасов нефти и газа по нефтегазоносным провинциям России (на 1 января 2004 г.), %

Провинция	Запасы нефти	Запасы газа
Западно-Сибирская	67,0	75,1
Восточно-Сибирская	3,6	4,4
Волго-Уральская	17,4	2,0
Северо-Кавказская	1,2	3,0
Тимано-Печорская	7,8	5,1
Шельф, всего	3,0	10,4
в том числе арктический	1,4	8,0

Примечание. Запасы газа в Арктике — около 40%, нефти — около 10%. Прогнозные ресурсы газа на шельфе — 40% от общероссийских, в том числе на арктическом — 32%.

Таким образом, в настоящее время разведанные запасы углеводородного сырья на российском арктическом шельфе вряд ли могут иметь стратегическое значение из-за их небольших объемов и сложности освоения месторождений. Однако при существующих масштабах мировой добычи нефти и газа, а тем более с учетом резкого расширения емкости азиатского рынка ресурсы в первую очередь Баренцева и Карского морей могут стать важным фактором в обеспечении сбалансированности европейского рынка и сохранении на необходимом уровне энергетической безопасности России.

С другой стороны, защита национальных интересов необходима и на морских коммуникациях в международных водах. И нормы права здесь должны подкрепляться активным силовым присутствием России. При этом присутствие нужно не только и даже не столько в связи с государственным противостоянием, сколько с прогрессирующим ростом такого негативного явления, как терроризм на море.

В этой связи особую тревогу вызывает серьезное снижение активности в морских перевозках отечественного гражданского флота и не менее серьезное ослабление военного присутствия страны в зонах ее стратегических интересов. При этом нужно отметить, что более 70% всех морских перевозок приходится на углеводородное сырье и продукты его переработки и цифра эта в ближайшие 10 лет только увеличится. Приверженность отечественных корпораций к «трубе» не только снижает мобильность российских поставок нефти и газа, но и в ряде случаев повышает удельные затра-

ты на транспортировку. Достаточно сказать, что прокачка нефти в смешанном варианте (трубопровод до Тайшета и далее по железной дороге в Китай) будет обходиться примерно в 55 долл. США за тонну, а в варианте трубопровода до порта Находка — не менее чем в 65 долл. за тонну. В то же время морская перевозка по трассе Северного морского пути от Енисейского залива до потребителей в Юго-Восточной Азии даже с учетом ледокольного сопровождения, по экспертным оценкам, вряд ли превысит 50 долл. за тонну.

По прогнозу ВНИГРИ, добычный потенциал арктических морей к 2020 г. достигнет по нефти 23–40 млн т (главным образом за счет ресурсов Печорского моря), по газу — около 150 млрд куб. м (за счет ресурсов Баренцева и Карского морей). Транспортировка этих объемов морским транспортом является наиболее оправданной экономически, однако объекты и службы обеспечения плавания по СМП вряд ли с ними справятся. Не исключено, что будет предпринята попытка направить эти потоки опять по трубопроводам, что, на наш взгляд, не имеет серьезных обоснований даже в тактическом плане, не говоря уже о приоритетах национальной морской стратегии в условиях глобализации.

Усиление внимания к Северному морскому пути абсолютно необходимо с точки зрения долговременных стратегических интересов России. Президент США 9 января 2009 г. утвердил арктическую региональную политику, в рамках которой свобода открытого моря определена основным национальным приоритетом США. Северо-Западный проход является проливом, используемым для международного судоходства; Северный морской путь включает проливы, используемые для международного судоходства; режим транзитного плавания применяется к проходу через оба этих пролива. Российская Федерация не рассматривает СМП как стратегическую национальную морскую магистраль, находящуюся под ее юрисдикцией.

Однако во внутренних документах Россия фактически рассматривает СМП как национальную магистраль, поэтому противоречия неизбежны, особенно если учесть, что Россия ратифицировала Конвенцию по морскому праву, согласно которой акватории за пределами 12-мильной зоны территориальных вод открыты для судоходства. Конечно, в соответствии с Конвенцией арктическая страна, учитывая особые условия, может предъявлять повышенные экологические требования ко всем видам судов, осуществляющих здесь плавание. Но тогда эти же требования придется предъявлять к отечественным судам, что пока нереально.

Стратегическое развитие морских грузопотоков в Арктике в ближайшей перспективе и на период до 2020 г. связано в первую очередь с освоением шельфа и транспортировкой углеводородного сырья. Можно предполагать появление относительно небольшого объема контейнерных перевозок, особенно если принять во внимание, что федеральной целевой программой «Модернизация транспортной системы России» (подпрограмма «Развитие экспорта транспортных услуг») предусмотрено значительное усиление роли Транссибирской магистрали в этих перевозках из Азиатско-Тихоокеанского региона в страны Евросоюза [5].

Для увеличения конкурентоспособности транспортной системы России предполагается реализация комплексных инфраструктурных проектов, направленных на повышение привлекательности российских транспортных коридоров, что позволит увеличить объем транзитных перевозок к 2010 г. на 25–30 млн т, получить дополнительные доходы в размере более 6 млрд долл. США. Это согласуется с масштабной задачей подпрограммы «Развитие экспорта транспортных услуг», предусматривающей привлечение на Транссибирскую магистраль 1 млн контейнеров из тех 6 млн, которые сейчас переправляются между Европой и Азиатско-Тихоокеанским регионом морским путем.

Вторым главным направлением повышения конкурентоспособности транспортной сети признана комплексная модернизация экспортной транспортной инфраструктуры, которая позволит обеспечить экспорт стратегических товаров, прежде всего энергоносителей. Речь идет о модернизации существующей транспортной инфраструктуры, входящей в систему международных транспортных коридоров, и строительстве новых морских терминалов. Переключение экспортных потоков на российские порты снизит риски, связанные с использованием коммуникаций, которые Россия контролирует не полностью. Решение задач транспортировки стратегических энергоносителей осуществляется путем развития морского и железнодорожного транспорта, согласованного с развитием трубопроводной инфраструктуры.

Можно предположить, что речь идет о портах Латвии и Эстонии, через которые в 2005 г. было перекачано около 50 млн т сырой нефти. С выходом на полную мощность терминалов порта Приморск в Ленинградской области, т.е. к 2011 г., более 70% этого экспорта вернется в российские порты.

Транспортная стратегия практически не затрагивает северные морские направления, что можно связать только с одной причиной:

доминирующим приоритетом Стратегии остается транспортировка энергоносителей на европейский рынок. Хотя это абсолютно необоснованно и даже опасно с точки зрения диверсификации экспортных поставок и преодоления монополии. Более предпочтительной представляется североамериканская альтернатива, для которой северные российские порты, и в первую очередь Мурманский транспортный узел, имеют серьезные стратегические преимущества (проект «Северные ворота») с позиций транспортировки как нефти, так и сжиженного газа.

По прогнозу Минтранса России, перевозки по Северному морскому пути должны возрасти к 2015 г. до 18–20 млн т. Такой прогноз предполагает рост транзитных перевозок, привлечение на СМП грузов Газпрома и нефтяных компаний, разрабатывающих месторождения Тимано-Печорского бассейна. Кроме того, Минтранс рассчитывает привлечь в Арктику туристов. Один день работы атомного ледокола обходится примерно в 30 тыс. долл. США, и при наборе группы в 50 человек можно два месяца содержать судно за счет туристов.

Наибольшие надежды в Минтрансе сегодня связывают с российскими компаниями, которые способны не только сохранить объемы нынешней грузовой базы и продолжать экспортировать лес и сырье, но еще и увеличить морские перевозки с нефтяного месторождения Тимано-Печорского бассейна и с газовых месторождений полуострова Ямал. Рост этих перевозок в западной части СМП зависит от стабилизации и развития традиционных промышленных комплексов (Норильского, лесопромышленного), от темпов и объемов освоения прибрежных и шельфовых месторождений нефти и газа в Арктическом регионе (Тимано-Печорский и Обский районы, полуостров Ямал), а также от создания нового грузопотока на рынки Юго-Восточной Азии в объеме до 1 млн т в год химических грузов и минеральных удобрений. В целом грузопотоки в Арктике определяются к 2011 г. в объеме около 12 млн т и к 2015–2020 гг. — до 50 млн т в год.

Сегодня государство должно понять, что вопрос арктических коммуникаций — также и геополитический. Это единственная реальная основа для удержания завоеванных Россией за два последних столетия позиций в Арктике, а может быть, и арктических территорий. Государство должно взять на себя, естественно в оптимальном варианте, модернизацию флота и портовых сооружений на основе возвратного кредитования или в порядке безвозвратного

финансирования по федеральным целевым программам с получением соответствующих пакетов акций парокондуктов и портов. Атомный ледокольный флот в обозримой перспективе должен остаться собственностью государства.

Государственная поддержка транспортной системы на Севере определяется Концепцией государственной поддержки северных районов, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации № 198 от 7 марта 2000 г. Правовым фундаментом государственной поддержки служил Федеральный закон «Об основах государственного регулирования социально-экономического развития Севера Российской Федерации» № 78-ФЗ от 19 июня 1996 г., однако с 2005 г. он отменен. Одним из принципов государственного регулирования является опережающее развитие объектов инфраструктуры, в первую очередь транспорта, способного работать на СМП. Следует отметить, что Арктическая зона как часть Российского Севера имеет исключительно важное значение для страны в плане обеспечения ее экономических, геополитических, оборонных и других интересов.

Возрастающее значение Севера и Арктики для развития экономики России требует сбалансированного решения как важнейших экономических задач, связанных с дальнейшим освоением природных богатств этих территорий, так и социальных вопросов, касающихся качества жизни и интересов коренного и укорененного здесь населения.

Что касается экономических характеристик Севера России, то более половины трудоспособного населения и практически все обрабатывающие производства расположены в его европейской части. Современная экономика Европейского Севера находится на индустриальном этапе развития. Доминирующим видом экономической деятельности является промышленность, при этом три основных вида (добыча полезных ископаемых, биологических ресурсов; обрабатывающие производства; производство и распределение электроэнергии, газа и воды) имеют примерно одинаковый удельный вес. Хотя по отдельным административно-территориальным образованиям структура различается значительно. Так, в Архангельской области и Республике Карелии более половины промышленных объемов приходится на обрабатывающие производства, а в Республике Коми — на добычу полезных ископаемых.

Максимальное падение (более чем в 3 раза) объемов работ в период реформ наблюдается в строительном секторе, и реального

оживления здесь пока не ожидается даже в связи с прогнозируемым масштабным освоением арктического шельфа. Для всех секторов экономики характерны высокий уровень износа основных фондов и низкая инновационная активность.

Мировой финансово-экономический кризис затронул хозяйственную систему Европейского Севера примерно так же, как и экономику России в целом. В 2008 г. все входящие в этот регион субъекты РФ показали экономический рост (за исключением Мурманской области: индекс промышленного производства — 97,3%). Однако конец периода характеризовался повсеместным спадом по отношению к аналогичному периоду 2008 г., индекс промышленного производства колебался от 92,6% в Республике Коми до 77,4% в Республике Карелии.

Можно выделить следующие основные перспективы развития ведущих секторов экономики на Европейском Севере и в Арктике:

- начало освоения месторождений углеводородных ресурсов и минерального сырья на континентальном шельфе, а в более отдаленной перспективе — на океанических склонах;
- развитие транспортных грузопотоков, в первую очередь морских перевозок, в том числе на основе развития Мурманского и Архангельского транспортных узлов;
- диверсификация рыбопромышленного и лесопромышленного комплексов на основе углубления переработки и освоения нетрадиционных видов ресурсов;
- повышение инновационного уровня производства, в том числе за счет создания центров технологического «прорыва» (особых экономических зон) и на их основе — кластеров конкурентоспособности.

В современных условиях минерально-сырьевой сектор экономики (прежде всего нефтегазовая промышленность) перестал быть «простым» в технологическом отношении. Добыча сырьевых ресурсов осуществляется с использованием постоянно усложняющихся технологий, в создание которых вкладываются многие миллиарды долларов и над которыми работают лучшие интеллектуальные силы многих стран мира. Поэтому можно с полной уверенностью утверждать, что с каждым годом нефть, газ и другие сырьевые продукты становятся во все большей степени продуктами наукоемкими. Освоение морских объектов сырья — это высокотехнологичный процесс, определяющий инновационное развитие

целых отраслей и регионов, формирование новых конкурентоспособных кластеров. Следовательно, несмотря на «сырьевую» направленность, освоение месторождений Севера и шельфа арктических регионов полностью соответствует стратегической линии перевода экономики России на инновационный путь развития. Кроме того, инвестиционные северные и арктические проекты могут стать рычагом для инновационного прорыва отечественных компаний, поскольку надежными системами крупномасштабной добычи и транспортировки углеводородов в условиях Арктики пока не обладает ни одна страна.

Энергетические ресурсы Российского Севера и российского сектора Арктики и транспортный потенциал региона, в частности Северный морской путь, при эффективном их использовании могут обеспечить повышение роли и статуса этого региона как на национальном пространстве, так и на международной арене и стать одним из инструментов системной модернизации экономики страны. Это особенно важно в условиях усиления процессов глобализации и с учетом необходимости встраивания России в новую геоэкономическую модель мирового развития как полноценного глобального игрока.

Инновационное развитие экономики проявляется, помимо прочего, в расширении доступного объема факторов производства и повышении производительности труда. За счет интенсификации этих процессов формируются условия, при которых экономический рост опережает по темпам количественное увеличение рабочей силы, но требует улучшения ее качества. Переход к инновационной экономике предполагает выполнение двух важнейших условий: генерации знаний и их востребованности обществом.

Необходимо отметить, что российские территории Севера и Арктики обладают значительным человеческим потенциалом, адаптированным к жизни и работе в экстремальных условиях. Наличие квалифицированных трудовых ресурсов, высокообразованных инженерно-технических, научных и преподавательских кадров вместе с уникальным природно-ресурсным потенциалом, развитым индустриальным комплексом и значительным культурным потенциалом, обогащенным этнокультурным достоянием коренных народов Севера, создает необходимые предпосылки для устойчивого развития северных и арктических территорий страны. При этом организационно-экономический механизм активной промышленной политики должен базироваться на интеграции ин-

тересов и ресурсов бизнеса, региональной и муниципальной власти, общественных институтов.

В этой связи, а также с учетом стратегической направленности на освоение арктического шельфа основу организационного механизма регионального хозяйства, обеспечивающего высокую конкурентоспособность на глобальных рынках, будут составлять производственные кластеры. Их формирование может осуществляться в несколько этапов:

- определение конфигурации и тенденций развития формирующихся или уже функционирующих кластеров на базе сочетания природно-географических, научно-технологических и трудовых факторов с учетом признаков обеспечения конкурентоспособности;
- разработка адаптированной промышленной политики, которая должна быть органично встроена в контекст инновационного развития и связана с увеличением роли сектора услуг, возрастанием мобильности, гибкости и интеллектуальности основных производственных процессов;
- разработка механизмов, обеспечивающих взаимодействие бизнеса, органов власти и общественных институтов, как основы реализации проектов формирования кластеров;
- реализация программы мероприятий по оказанию системной поддержки формирующимся кластерам и созданию условий для объединения фрагментов экономики вокруг ключевой конкурентоспособной деятельности.

Именно с кластерным подходом связано решение проблем устойчивого экономического роста на Севере, повышения инновационной и инвестиционной активности. Реализация его даст возможность выйти на траекторию экономической безопасности, диверсифицировать структуру производства (что особенно важно для отдельных монопродуктовых комплексов), повысить конкурентоспособность экономики.

Несмотря на значение Севера и Арктики для страны и мирового сообщества, российская часть их территории остается остропроблемной зоной. Международные тенденции в этом мегарегионе существенно отличаются от отечественных практически по всем направлениям, в том числе

- в демографическом плане: в российской части за годы реформ население уменьшилось более чем на 30%, тогда как

в зарубежной — почти на столько же выросло. В результате деловой центр штата Аляска г. Анкоридж по населению вплотную приблизился к г. Мурманску, хотя еще в 1990 г. отставал от него по этому показателю в 2 раза;

- в финансовом плане: только в России северные и арктические регионы перечисляют в федеральный бюджет больше, чем получают в виде обратных трансфертов. При этом уровень их бюджетной обеспеченности даже несколько ниже, чем в среднем по стране;
- в инфраструктурном плане: состояние инфраструктуры на российской территории серьезно сдерживает реализацию инвестиционных проектов, в том числе в части освоения арктического шельфа. На грани остановки находится значительная часть северных портов. Протяженность автомобильных дорог с твердым покрытием в Республике Саха (Якутия) составляет менее 2 тыс. км, а в том же штате Аляска, который в 2 раза меньше по площади, она превышает 20 тыс. км (со специальным бетонным покрытием).

Совершенно очевидно, что обеспечение устойчивого развития этого макрорегиона, геополитически и экономически чрезвычайно важного для России, требует осуществления разносторонней, достаточно масштабной протекционистской политики и государственной поддержки, а также формирования новых, адаптированных к реалиям Севера и современным геоэкономическим вызовам институтов и механизмов их взаимодействия на пространстве Севера и Арктики.

Главной целью государственного регулирования и поддержки является создание условий для развития человеческого потенциала. Это вызвано не только необходимостью возмещения гражданам дополнительных материальных и физиологических затрат в связи с работой и проживанием в экстремальных природно-климатических условиях Севера, но и потребностями экономики этих регионов в рабочей силе в связи с начинающимся освоением новых районов и формированием новых производств.

Проведенный анализ позволяет сформулировать следующие базовые принципы государственной региональной политики на Российском Севере и в российском секторе Арктики:

- упорядочение (оптимизация) роли государства в формировании рыночно ориентированной системы регулирования

- экономических и социальных процессов в регионах, сохранение государственного протекционизма и обеспечение национальной экономической безопасности;
- ориентация на стратегию устойчивого развития северных регионов, жизнеспособность которых определяется рациональным использованием природно-ресурсной базы и других конкурентных преимуществ территории;
 - поддержание ресурсно-природного потенциала с учетом необходимости удовлетворения потребностей будущих поколений, в том числе на основе перевода части используемого ресурсного потенциала в финансовый потенциал специальных региональных фондов наследия;
 - формирование населения и трудовых ресурсов Севера на условиях минимальной достаточности и модернизация системы государственных гарантий и компенсаций в соответствии со спецификой хозяйствования на Севере в рыночных условиях;
 - обеспечение экономического порядка и системы социальных отношений, создающих гарантии жизнеобеспечения и сохранения культуры коренных малочисленных народов Севера.

Литература

1. Ильинский А. А., Мнацаканян О. С., Череповицын А. Е. Нефтегазовый комплекс Северо-Запада России: Стратегический анализ и концепция развития. СПб.: Наука, 2006.
2. Коржубаев А. Г. Влияние глобального финансово-экономического кризиса на нефтегазовый комплекс России // Регион: экономика и социология. 2010. № 2. С. 272 – 281.
3. Суслов В. И., Коржубаев А. Г. Потенциал развития нефтегазотранспортных систем в России // Регион: экономика и социология. 2009. № 1. С. 127 – 144.
4. Санеев Б. Г., Соколов А. Д., Музычук С. Ю., Музычук Р. И. Структурные изменения перспективных топливно-энергетических балансов // Регион: экономика и социология. Спецвыпуск: Топливо-энергетический комплекс Востока России: приоритеты, проблемы и механизмы реализации направлений развития. С. 110 – 122.
5. Национальные экономические интересы и тенденции развития морских перевозок углеводородных ресурсов в Арктике. Апатиты: КНЦ РАН, 2009.

А. Н. Вылегжанин

Правовая модель управления трансграничными морскими минеральными ресурсами в западной части Арктической зоны Российской Федерации*

Пояснения требуют, прежде всего, ключевые термины, вынесенные в заглавие, — «морские трансграничные минеральные ресурсы» и «Арктическая зона Российской Федерации».

В науке международного права, обобщающей соответствующую практику государств, трансграничными называют такие минеральные ресурсы, залежи которых пересекаются границей (или границами) действия суверенитета государств (если речь идет о государственной территории) или их суверенных прав (если речь идет о недрах континентального шельфа). Такие ресурсы в юридической литературе и документах называют иногда и по-другому — «разделяемые ресурсы» (*shared resources*)¹. Эти природные ресурсы являются объектом международного права. Применимые международно-правовые нормы исполняются и на государственной территории, и за ее пределами, они индивидуально учитывают факты, когда трансграничные месторождения залегают на государственной территории (сухопутной и морской) соседних государств или по обе стороны линии, разграничивающей районы континентального шельфа двух соседних государств. Порядок управления трансграничными природными ресурсами, а также трансграничными трубопроводами, проложенными из трансграничных месторождений, тогда эффективен, когда он определяется на основе продуманных, толковых международных договоренностей заинтересованных государств.

* Вылегжанин А. Н. Правовая модель управления морскими минеральными ресурсами в западной части Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. 2011. № 2.

Юридические установления об обязанности государства управлять природными ресурсами, в том числе трансграничными, — это современная международно-правовая реальность. В 2002 г., уже с учетом имеющейся договорной практики государств, Комиссия международного права ООН включила в программу своей работы тему «Разделяемые природные ресурсы», впоследствии обозначив как приоритетные их конкретные виды: трансграничные подземные воды; трансграничные ресурсы нефти и газа.

В настоящей работе рассматриваются новеллы правового режима трансграничных минеральных ресурсов только в западной морской части Арктической зоны Российской Федерации, т.е. тех минеральных ресурсов, залежи которых пересекает линия разграничения морских пространств, находящаяся под суверенитетом и юрисдикцией только двух государств — России и Норвегии. При этом учтено, что под Арктической зоной Российской Федерации (АЗРФ), как сказано в директивном документе, одобренном Президентом России, понимается «часть Арктики, в которую входят полностью или частично территории Республики Саха (Якутия), Мурманской и Архангельской областей, Красноярского края, Ненецкого, Ямало-Ненецкого и Чукотского автономных округов, определенные решением Государственной комиссии при Совете Министров СССР по делам Арктики от 22 апреля 1989 г., а также земли и острова, указанные в постановлении Президиума Центрального Исполнительного Комитета СССР от 15 апреля 1926 г. «Об объявлении территорией СССР земель и островов, расположенных в Северном Ледовитом океане», и прилегающие к этим территориям, землям и островам внутренние морские воды, территориальное море, исключительная экономическая зона и континентальный шельф Российской Федерации, в пределах которых Россия обладает суверенными правами и юрисдикцией в соответствии с международным правом»².

Исследовательский акцент сделан, прежде всего, на вопросе, значимом для России и государств Арктического региона в целом: как уточнен правовой режим управления трансграничными минеральными ресурсами в Северо-Западной части АЗРФ после вступления в силу Договора между Российской Федерацией и Королевством Норвегия о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане от 15 сентября 2010 г.³ (далее Договор или Договор 2010 г.).

В соответствии со ст. 1 Договора 2010 г. его стороны — Россия и Норвегия — определили местоположение разграничительной линии между находящимися под их суверенитетом и юрисдикцией морскими районами в Северном Ледовитом океане. Эта линия определена как сумма геодезических линий, соединяющих точки с координатами, предусмотренными в ст. 1.

Согласно ст. 2, каждая Сторона «не претендует на, и не осуществляет какие-либо суверенные права или юрисдикцию в морских пространствах за пределами этой линии». Словосочетание «за пределами линии» не лучшее, конечно. Надо сказать, что в английском переводе со второго аутентичного текста Договора (т.е. с норвежского) эта согласованная клаузула выражена точнее.

При анализе ст. 5 Договора особое практическое значение имеет, прежде всего, положение о том, в каких случаях применимо Приложение II к нему (о трансграничных запасах). Критерий обозначен Договором: «если месторождение углеводородов простирается за линию разграничения». Отметим, что юридического определения термина «углеводороды» нет ни в Женевских морских конвенциях 1958 г., ни в Конвенции ООН по морскому праву 1982 г. Этот термин надо, согласно ст. 31 Венской конвенции о праве международных договоров 1969 г., толковать в соответствии с «обычным значением», т.е. как компоненты нефти и природного газа. Такое толкование соответствует контексту используемых терминов, в свете объекта и целей Договора 2010 г. Следовательно, Приложение II к Договору 2010 г. неприменимо к отношениям, связанным с разведкой и разработкой месторождений «твердых» минеральных ресурсов, например, полиметаллических конкреций, даже если месторождение таких ресурсов пересекается российско-норвежской разграничительной линией.

Важно постановление Договора 2010 г. о том, что юридические последствия имеет мнение любой из Сторон о наличии трансграничных запасов углеводородов. В этом случае заинтересованной Стороне надо представлять данные, на которых основано это мнение. Кроме того, возникает обязательство Сторон Договора обсуждать ряд вопросов: о «контурах месторождения углеводородов»; о «возможностях эксплуатации такого месторождения как единого целого»; наличествует также обязательство «приложить все усилия для того, чтобы вся относящаяся к вопросу информация была представлена для ведения такого обсуждения».

Отметим, что подобные договорные права и обязательства об управлении трансграничными минеральными ресурсами континентального шельфа — новелла для российской государственной практики⁴. Но не для Норвегии, уже имеющей солидный опыт такого управления.

В этой связи целесообразно сопоставить созданные российско-норвежским Договором 2010 г. механизмы управления трансграничными минеральными ресурсами с одним из первых удачных договоров в этой области — Соглашением 1976 г. между Великобританией и Норвегией об эксплуатации месторождения Фриг и транспортировке из него газа в Великобританию (впоследствии оно изменено, в частности, Соглашением 1998 г.).

Межгосударственный уровень взаимодействия в соответствии с этим Соглашением основывается на том, что трансграничное месторождение Фриг рассматривается для целей эксплуатации как единое целое, независимо от того, какая его часть находится на шельфе каждого из двух государств. Два государства — участника Соглашения согласованно определяют запасы трансграничного месторождения, порядок выдачи лицензий на их использование, вопрос о долях. Это межгосударственное соглашение предусматривает и рамки взаимодействия сторон на частнопроводном уровне — между соответствующими компаниями (лицензиатами). Им предписывается «вступить в договоренности между собой» с тем, чтобы трансграничное месторождение использовалось только в соответствии с Соглашением. Строятся трансграничные трубопроводы для транспортировки газа от месторождения (на континентальном шельфе) к потребителю (на суше в Великобритании). По договоренности между компаниями Великобритании и Норвегии, но с одобрения обоих правительств назначается единый оператор (управляющий трансграничным проектом).

В случае с российско-норвежским Договором 2010 г. предметные механизмы управления трансграничными месторождениями изложены, как уже отмечено, в Приложении II к Договору («Трансграничные месторождения углеводородов»⁵). Стержневой компонент в этих механизмах — предусмотренное этим Договором Соглашение об объединении между Сторонами по вопросам эксплуатации трансграничного месторождения углеводородов (для краткости назовем его первым Соглашением). Его текст еще предстоит согласовать. Но ключевые его компоненты определены До-

говором 2010 г. Так, по Договору, Сторонами первого Соглашения будут государства, а не компании (операторы).

Обозначены и обязательные содержательные составляющие первого Соглашения, в том числе:

- определение и характеристики трансграничного месторождения углеводородов;
- «параметры распределения углеводородных запасов между Сторонами»;
- данные, «имеющие отношение к совместно эксплуатируемому месторождению, которые были собраны в связи с его эксплуатацией»;
- обязательство предоставлять все необходимые национальные разрешения;
- договорное обязательство не отказывать необоснованно в выдаче разрешения на бурение, предусмотренного национальным законодательством, а также установление на публично-правовом уровне соответствующих периодов начала и прекращения добычи углеводородов из трансграничного месторождения.

Согласно первому Соглашению (межправительственному) необходимо заключить также документ частного уровня — Соглашение о совместной эксплуатации для регулирования вопросов эксплуатации трансграничного месторождения углеводородов как единого целого (обозначим его — «второе Соглашение»).

Стороны второго Соглашения — это не Россия и Норвегия, а юридические лица, обладающие по законодательству этих стран «правами на разведку и разработку углеводородов по соответствующую сторону линии разграничения». Определено, что второе Соглашение представляется на утверждение обеим Сторонам (т.е. правительствам России и Норвегии). Предусмотрена преимущественная сила положений первого Соглашения в отношении положений второго Соглашения.

Практическое значение имеет установление содержания других обязательств Сторон Договора, которые должны быть предусмотрены в первом Соглашении (об объединении). Так, что касается порядка назначения оператора разработки месторождения, то формально его назначают соответствующие юридические лица Сторон (участники второго Соглашения — о совместной эксплуатации), но при условии, что предварительно кандидатура оператора утверждена обеими Сторонами (т.е. правительствами). Здесь

обозначена приоритетность государственных интересов в том, чтобы лучший и приемлемый для двух государств оператор реально выполнял действия по разработке трансграничных месторождений. Такой «межгосударственный фильтр», объективно, — это и благо с точки зрения предупреждения коррупционного решения при выборе оператора.



Рис. 2. Арктика в конвенционных границах

- 1 — Постановление Президиума ЦИК СССР от 15 апреля 1926 г. («Об объявлении территории Союза ССР земель и островов, расположенных в Северном Ледовитом океане») *Decree of the Presidium of the USSR Central Executive Committee of 1926 «On Declaration of Lands and Islands Situated in the Arctic Ocean as the USSR Territory»*
- 2 — Закон Канады «О Северо-Западных территориях», 1907 г., 1925 г. *The Northwest Territories Act of Canada 1907, 1925*
- 3 — Российско-английская конвенция о границах, 1825 г. *Anglo-Russian Boundary Convention of 1825*
- 4 — Договор об уступке Российских владений в Северной Америке... 1967 г. (Конвенция об уступке Аляски, 1867 г.) *Treaty concerning the Cession of the Russian Possessions in North America... of 1867 (Convention concerning the Cession of Alaska of 1867)*

Несомненно стабилизирующую роль играет предусмотренный Договором 2010 г. правовой принцип — *quieta non movere*. Речь идет об обязательстве «не изменять содержание права на разведку и добычу углеводородов, предоставленного» Стороной; «не передавать его другим юридическим лицам без проведения предварительных консультаций с другой Стороной».

Договором предусмотрен достаточно гибкий институциональный механизм, именно — создание Совместной комиссии. Это — скорее форум для постоянных консультаций, а не институт обеспечения выполнения Договора.

Весьма своеобразен механизм урегулирования споров, связанных с толкованием и исполнением Договора. Зафиксировано лишь, что если Стороны не могут заключить Соглашение об объединении, констатируется разногласие Сторон. Его урегулирование осуществляется по согласованной процедуре. А что с другими разногласиями, возникающими при исполнении Договора? Видимо, они будут урегулированы в рамках общего международного права, его положений о мирном разрешении международных споров, а также положений иных российско-норвежских договоров, применимых к урегулированию разногласий двустороннего уровня.

Если упомянутое разногласие по Соглашению об объединении не урегулировано по обозначенной согласованной процедуре, оно рассматривается Арбитражным судом. Последний создается как орган *ad hoc*, в составе трех арбитров⁶.

Итак, российско-норвежский Договор о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане 2010 г. предусматривает новые для Российской Федерации (и совершенно не новые для Норвегии) международно-правовые нормы о совместном управлении трансграничными нефтегазовыми ресурсами недр континентального шельфа.

Исполнение Россией и Норвегией Договора и, особенно, Приложения II к нему — о трансграничных месторождениях углеводородов — несомненно, требует квалифицированного международно-правового сопровождения, вовлечения в этот процесс научноэкспертных организаций, конструктивного, ответственного сотрудничества и на межгосударственном уровне, и в формате взаимодействия российских и норвежских юридических лиц в области освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа в западной части Российской Арктики.

Примечания

¹ Международно-правовые основы недропользования: Уч. МГИМО(У) МИД России / Колл. авт.; Предисл. академика А. В. Торкунова. М.: Норма. 2007. С. 178. Здесь не рассматривается правовой режим трансграничных морских живых ресурсов, в рамках которого термин «разделяемые ресурсы (*shared resources*)» означает те биоресурсы, которые обитают по обе стороны линии, разграничивающей исключительные экономические зоны (ИЭЗ) двух государств; а термин «трансграничные рыбные ресурсы» означает те биоресурсы, которые обитают в ИЭЗ и в прилегающем к ней районе открытого моря. Подробнее об этом см.: *Вылегжанин А. Н.* Морские природные ресурсы (международно-правовой режим). Предисловие академика РАН А. Г. Гранберга. М., 2001. С. 196 – 213.

² Основы Государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу. Утверждены Президентом РФ 18 сентября 2008 г. В настоящей статье не рассматриваются юридические вопросы, возникшие в связи с этим определением: как толковать слова «полностью или частично» в определении Арктической зоны России? Насколько слово «зона» необходимо, особенно с учетом термина «Канадская Арктика» («*Canadian Arctic*»), используемого в законодательстве Канады? Тем более что в научной литературе используется термин «Российская Арктика» — см., например: *Войтоловский Г. К.* и др. Российская Арктика: Справочник для государственных служащих. М., 2001. Какому из разных толкований термина «земля» в упомянутом Постановлении Президиума ЦИК СССР 1926 г. (и в канадском законодательстве 1907 – 1925 гг. — «*lands*»), которые представлены в работах канадских и российских правоведов, отдает предпочтение российский правоприменитель?

³ Договор вступил в силу в 2011 г., после его ратификации Федеральным Собранием РФ (при 57 голосах «против») и сторингом Норвегии (единогласно). О разных оценках той разграничительной линии, которая обозначена Договором, см.: о позитивной — *Колодкин Р. А.* Договор с Норвегией: разграничение для сотрудничества // *Международная жизнь.* 2011. Январь. С. 14 – 30; о негативной — Постановление Мурманской областной думы № 2205 от 21 октября 2010 г. Независимо от того, какой из этих оценок читатель отдаст предпочтение, в настоящее время Договор — это правовая реальность, часть действующего международного права, предусматривающая весьма конкретные права и обязательства России и Норвегии. Обем странам предстоит исполнять этот Договор.

⁴ Опыт договорных механизмов управления Россией и Казахстаном, Россией и Азербайджаном трансграничными геологическими структурами недр дна Каспия все же отличается: на Каспии, с точки зрения применимого международного права, нет континентального шельфа, универсальные источники международного морского права неприменимы к оценке статуса районов Каспия, в том числе его недр и природных ресурсов.

⁵ Так оно официально названо в Приложении II к Договору. В ст. 5 п. 2 Договора это же соглашение описательно обозначено другими словами:

«по требованию одной из Сторон в соответствии с приложением II заключается соглашение об эксплуатации этого месторождения углеводородов как единого целого, включая его распределение между Сторонами (далее именуемое Соглашением об объединении)». В русском аутентичном тексте Договора использовано слово «объединение»; соответствующий английский термин — «*unitization*» (перевод на англ. язык текста Договора представлен на сайте МИД Норвегии). В юридической литературе для перевода этого английского термина используются также слова «пул недропользователей»

⁶ С учетом формата статьи здесь не рассматривается вопрос о разногласиях между Норвегией и рядом стран ЕС по вопросу о статусе шельфовых районов, прилегающих к Шпицбергену, и возможные последствия таких разногласий для уточнения правового режима управления трансграничными месторождениями по Договору от 15 сентября 2010 г. Это — отдельная обширная тема.

*А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын,
Ф. Д. Ларичкин*

Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов арктического континентального шельфа*

Нефтегазовый комплекс является важнейшим звеном в структуре экономики России, формируя значительную часть налоговых поступлений федерального бюджета. Добыча и переработка углеводородов определяет степень экономического потенциала ряда регионов Российской Федерации.

Воспроизводство ресурсной базы углеводородов является в настоящее время основной и наиболее важной проблемой российского нефтегазового комплекса, поскольку в последние 20 лет он развивается в основном за счет запасов, разведанных еще в 60–70-х годах прошлого столетия. При этом решение проблемы возможно главным образом за счет проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в новых регионах и оценки перспектив глубоких горизонтов осадочного чехла. Огромным потенциалом в этом отношении обладают акватории континентального шельфа, наиболее крупная составляющая морских запасов углеводородов связана с арктическими акваториями.

Вовлечение морских ресурсов нефти и газа России в промышленный оборот является альтернативным направлением развития нефтегазодобывающей промышленности. Существующие оценки морского ресурсного углеводородного потенциала превосходят аналогичные оценки по крупнейшим нефтегазоносным бассейнам мира.

Поиск и эффективное освоение морских месторождений нефти и газа невозможны без использования накопленного опыта

* Фадеев А. М., Череповицын А. Е., Ларичкин Ф. Д. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов арктического континентального шельфа // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. 2011. № 1.

и знаний предшествующих поколений, а также трансфера зарубежного технологического и организационно-экономического опыта и инноваций по эффективной разработке шельфовых месторождений в интересах общества.

В последние годы вопросы освоения и разработки месторождений углеводородов в высоких северных широтах (материковая часть суши и зона континентального шельфа, расположенные выше широты 60—64°) оказались в центре внимания самых разнообразных групп мирового сообщества — политиков общегосударственного и регионального уровней, представителей общественных движений и экологических организаций, а также непосредственно нефтегазового бизнеса.

Значительный ресурсный потенциал северных территорий вызывает множество дискуссий, ведущихся практически одновременно в ряде стран мира и посвященных вопросам поиска и разведки, а также последующего освоения месторождений углеводородов, расположенных в высоких северных широтах. Даже при относительно небольших объемах поисково-разведочных работ, которые проведены в мире в северных районах, уже выявлены уникальные месторождения, такие как Штокмановское, запасы природного газа в Обской и Тазовской губах (Россия), «Хайберния» (Канада), «Сновит» и «Ормен Ланге» (Норвегия). Кроме того, были подтверждены перспективы нефтегазоносности других, менее изученных территорий арктического шельфа.

Среди основных причин пристального внимания к арктическим углеводородам можно выделить следующие:

- тенденции к исчерпанию запасов нефти и природного газа в основных традиционных регионах деятельности ведущих нефтегазовых компаний мира;
- технические и технологические инновации, которые сделали возможным освоение ресурсов углеводородного сырья в экстремальных природно-климатических условиях с приемлемой экономической эффективностью;
- усиление роли факторов и условий, лежащих в основе политической и энергетической стабильности и безопасности ведущих индустриально развитых стран мира (прежде всего США).

Последнее обстоятельство выступает одной из доминирующих причин всеобщего интереса к северным территориям. Северные

моря и территории, обладающие большим углеводородным потенциалом, находятся в зоне юрисдикции таких стран, как Канада, Норвегия, США, Великобритания, Дания, Россия, и в этой связи представляются регионами с очень высокой политической стабильностью, откуда можно осуществлять устойчивые поставки углеводородов на основные мировые рынки сбыта.

Высокие конкурентные позиции России в глобализированной экономике в значительной мере определяются наличием стратегического запаса природных полезных ископаемых Севера, который позволит обеспечить экономическую стабильность страны как в настоящее время, так и в перспективе. По оценкам экспертов, привлекательных для долгосрочного инвестирования объектов на Севере России больше, чем в любом другом государстве.

Одной из важнейших отличительных особенностей освоения углеводородных ресурсов на Крайнем Севере зарубежных стран является доминирование государственного участия на всех этапах, связанных с выработкой и принятием основных решений. При этом необходимо принимать во внимание и детально учитывать интересы провинций, отдельных муниципалитетов, а также коренных национальностей и этносов, компактно проживающих на территориях освоения нефтегазовых ресурсов. К данному выводу приводят изучение и анализ опыта эксплуатации природных ресурсов в различных северных регионах мира, безусловное лидерство среди которых принадлежит Норвегии.

Так, **Норвегия** сорок лет тому назад начала освоение шельфовых месторождений углеводородного сырья с привлечения иностранных компаний и переоборудования китобойных судов в буровые установки. За четыре десятилетия созданная в стране мощная производственная база сумела обеспечить нефтегазовый комплекс самым современным оборудованием, построить крупнейшую в мире морскую буровую установку, освоить добычу газа с использованием подводных добычных комплексов, построить самый северный в мире завод по сжижению газа, а также проложить подводные трубы при глубинах моря более тысячи метров.

Поисковое бурение нефти на Норвежском континентальном шельфе начато в 1966 г. после того, как была проведена демаркация и подписаны соответствующие соглашения о разделении участков дна Северного моря с Данией и Великобританией. Первое крупное месторождение «Экофиск» было открыто в 1969 г. американской компанией «Филипс». Всего за четыре десятилетия на шельфе Нор-

вегии были пробурены 2992 добычные скважины, открыто более 60 месторождений [1].

Для достижения главной цели — повышения общественной ценности национальных углеводородных ресурсов — Норвегии, не имеющей опыта разведки и освоения нефтегазовых месторождений и необходимых финансовых ресурсов, предстояло решить сложнейшую задачу: с одной стороны, выработать эффективную государственную политику комплексного управления нефтегазовыми ресурсами и, с другой, — привлечь частный капитал, способный реализовать на высоком техническом, технологическом и социальном уровне весь процесс их освоения [8].

Уже в 1975 г. Норвегия стала производить нефти больше, чем требовалось для ее собственных нужд. Данное обстоятельство определило и специфику норвежского подхода к освоению нефтегазовых ресурсов. Причем эта специфика нашла свое отражение и в дальнейшем освоении месторождений на севере Норвежского и Баренцева морей.

Основной принцип, лежащий в основе использования нефтегазовых ресурсов Норвегии, состоит в том, что углеводороды являются невозполнимым национальным ресурсом. Поэтому, по мнению норвежского правительства, эксплуатация углеводородных ресурсов должна проводиться таким образом, чтобы максимизировать стоимость данных ресурсов и обеспечить наиболее высокую долю доходов от нефти и газа для страны в целом, принимая во внимание и нужды будущих поколений. Среди основных целей государственной политики в области использования нефтегазовых ресурсов Норвегии можно отметить [9]:

- создание максимально возможной рентабельности процесса освоения, разработки и добычи углеводородов, а также обеспечение стабильного уровня благосостояния и занятости;
- создание условий для интернационализации норвежской нефтяной и газовой промышленности с тем, чтобы обеспечить развитие данного сектора экономики и в период истощения основных запасов;
- сочетание роли одного из ведущих энергопроизводителей с ролью одной из передовых стран в достижении производственных показателей, удовлетворяющих экологическим требованиям, в том числе и в части снижения выбросов парниковых газов.

В современных условиях мирового финансового кризиса вызывают уважение продуманные стратегические и тактические действия правительства Норвегии, основанные, в частности, на инструментах финансовой поддержки компаний, занятых в реальном секторе экономики, и предоставления беспроцентных кредитов. В этой стране нефтегазовые компании платят государству 80-процентный налог и при этом успешно развиваются даже в условиях кризиса.

Норвегия стала наряду с Россией и Алжиром основным поставщиком нефти и газа в Европу, заняв 10-е место в мире по ежесуточному производству нефти. Обеспечивая внутренние потребности страны в энергоресурсах за счет гидро- и ветроэнергетики, Норвегия 95% углеводородов экспортирует, обеспечивая 68% объема внешней торговли, получая от этого немалые средства (более 500 млрд крон в год), которые идут на повышение благосостояния населения, промышленности и пополнение Пенсионного фонда, что призвано обеспечить стабильное развитие государства на долгие годы вперед.

Позаимствовав опыт у американских компаний, норвежские компании стали лидерами на мировом рынке подводного и бурового оборудования, плавучих систем нефтедобычи, хранения, отгрузки и услуг по обслуживанию. Норвегия создала уникальные модели сотрудничества партнеров нефтегазовой промышленности, объединенных в организацию «ИНТСОК», и научно-исследовательских учреждений.

Успех Норвегии в обеспечении высокого уровня использования углеводородных ресурсов в интересах общества во многом определяется государственной политикой, которая поощряет партнерство между иностранными и норвежскими компаниями. Так, правительство Норвегии сделало обязательным исследовательские программы для зарубежных компаний, которые позволили нефтегазовым технологиям, разработанным и внедренным в Норвегии, входить в число лучших. Начиная с 1970 г. государством была признана важность поощрения конкуренции в нефтегазовой промышленности и в то же время необходимость стимулирования развития отечественного нефтегазового комплекса. Так, преимущественное использование местных товаров и услуг в нефтегазовых проектах было в явном виде определено законодательно: в период 1972—1974 гг. норвежская доля поставок достигала 90%.

Создание в 1972 г. норвежской государственной компании «Статойл» и обеспечение участия в освоении шельфа двух частных

норвежских компаний — «Норск Гидро» и «Сага Петролеум» — было направлено на формирование ключевой роли норвежских компаний в нефтегазовом секторе.

Международным и зарубежным компаниям была отведена важная роль технологического обеспечения в совместных альянсах с норвежскими компаниями, а также роль «катализатора» процесса превращения норвежских компаний в полноценных операторов разработки шельфовых месторождений.

Совместные предприятия в сервисном секторе тоже создавались на основе принципов, в результате действия которых норвежские инжиниринговые компании смогли получить доступ к передовым технологиям. Норвежский опыт показывает, что процедура доступа иностранных компаний к разработке углеводородных месторождений может эффективно использоваться как инструмент решения широкого круга технологических, экономических и социальных проблем. Так, например, реализованная общественная ценность освоения месторождения «Экофиск» (крупнейшее месторождение на шельфе Северного моря) по состоянию на конец 2004 г. выглядела следующим образом: в общей стоимости добытых ресурсов 36% составляла стоимость товаров и услуг (закупленных для реализации проекта), около 50% приходилось на обычные налоги, а также платежи рентного происхождения, примерно 4% составила зарплата занятых в проекте и около 10% получили владельцы компаний-недропользователей.

Основной задачей Норвегии являлось усиление своих позиций посредством расширения внутреннего присутствия — участия в проектах государства и повышения уровня регулирования нефтегазовой отрасли в целом.

Норвежское правительство постоянно корректирует экономическую политику в нефтегазовой отрасли с целью обеспечения долгосрочного социально-экономического эффекта от освоения данных ресурсов для страны в целом. Одним из таких примеров может служить факт принятия в 1996 г. нового Нефтяного акта, который был направлен на рост эффективности и сокращение издержек в нефтегазовой промышленности. Принятый акт являлся модернизацией регламентирующих документов, действовавших в нефтегазовой отрасли, и предполагал большую управленческую гибкость в различных направлениях, например в управлении процессом переуступки нефтегазоносных участков шельфа.

Углеводородные ресурсы Норвежского континентального шельфа служат наиболее крупным источником благосостояния экономики страны. Нефтегазовый сектор открывает большие возможности для развития региональной промышленности, создания новых рабочих мест и роста уровня жизни, так как является движущей силой прогресса инноваций, развития новых технологий и рабочих процессов в других отраслях норвежской промышленности. Сформированы очень тесные взаимосвязи между нефтегазовой промышленностью и промышленностью информационных технологий, судоходством, финансами, страхованием и другими секторами норвежской экономики. Косвенные экономические эффекты нефтегазовой промышленности, обуславливающие занятость и производство в других отраслях норвежской промышленности, весьма существенны. В настоящее время нефтяной сектор косвенно обеспечивает работой примерно 220 тыс. человек по всей Норвегии [3].

Одним из важнейших факторов освоения новых месторождений является обеспечение устойчивого развития добывающего региона, на территории которого разрабатывается месторождение. Так, один из мировых лидеров в освоении морских месторождений — норвежская компания «Статойл» с момента своего создания стала активно вовлекать местный бизнес в процесс реализации крупномасштабных проектов по освоению месторождений нефти и газа у берегов Норвегии. Это в значительной мере способствовало ускорению социально-экономического развития, в пределах которых действовала компания «Статойл» [6].

Правительство Норвегии намерено способствовать дальнейшему развитию нефтегазового сектора за счет поддержания высокого уровня деловой активности в его рамках, усиления внимания к развитию новых технологий, а также за счет поощрения процесса интернационализации сектора. Норвежское правительство считает нефтегазовую промышленность весьма эффективной сферой хозяйственной деятельности со значительным потенциалом развития в долгосрочной перспективе на всей территории Норвежского континентального шельфа (НКШ), включая высокие широты.

Ожидаемые остаточные нефтяные запасы на НКШ превышают 10,6 млрд м³ нефтяного эквивалента [3]. За последние 30 лет было добыто только 3,3 млрд м³ нефтяного эквивалента, что составляет около четверти всех ресурсов. Оставшиеся на НКШ ресурсы ста-

новятся все более трудными для добычи как с технологической, так и с коммерческой точки зрения.

Очевидно, что будущее нефтегазовой промышленности Норвегии в значительной мере зависит от ее способности конкурировать в глобальном масштабе. Интернационализация нефтегазовой промышленности открывает возможности развития для других стран мира. Примерами областей, в которых норвежские компании находятся на передовых позициях, могут служить подводная технология, сейсмические и резервуарные исследования. Помимо прямого воздействия на норвежскую экономику, такого как экспортные доходы и занятость, интернационализация важна с точки зрения долгосрочной конкурентоспособности и обеспечения динамики компаний. Международная конкуренция важна для обучения, инноваций и развития и является предпосылкой перманентного роста нефтегазовой промышленности.

Указанные общие положения Норвегия стремится реализовать на примере конкретных примеров, прежде всего в северной части Северного моря и в Баренцевом море. Пионерными высокоширотными проектами являются освоение и разработка месторождений «Сновит» и «Ормен Ланге».

В данных проектах реализуется единый подход — с точки зрения рассмотрения взаимосвязанной цепочки создания добавленной стоимости — от пласта до терминала. Отличительной особенностью проектов является отсутствие надводных платформ и других поверхностных морских сооружений: все операции управляются дистанционно с суши — с пульта управления заводом по сжижению природного газа. При этом впервые используются многие новые технические решения, такие, например, как прокладка подводных оптоволоконных кабелей. На месторождении «Сновит» углекислый газ выделяется на терминале по приемке газа на суше и транспортируется обратно на месторождение по специальному трубопроводу для закачки в пласт.

Для реализации проекта «Сновит» местное бизнес-сообщество сформировало специальную ассоциацию поставщиков нефтегазовой промышленности «Петро Арктик» (ранее она называлась «Сновит»). В настоящее время ассоциация «Петро Арктик» включает более 400 компаний-поставщиков, охватывающих широкий спектр товаров и услуг. Ассоциация предлагала свои услуги не только на этапах проектирования и строительства, но и на этапе

последующей эксплуатации. Аналогичная сеть поставщиков была сформирована и для проекта «Ормен Ланге».

В рамках проекта «Сновит» реализуется также возможность использования газа месторождения — не только как энергоносителя, но и как источника отходящей от завода по сжижению газа охлаждающей воды — 36 тыс. м³ морской воды в час, нагретой до 12–15°, — идеальные условия для разведения рыбы.

Компании-операторы разработки месторождений получают значительную государственную поддержку. Проект («Сновит») является пионерным в новом, слабоосвоенном районе, поэтому сопряжен с колоссальными первоначальными затратами. Весной 2002 г. правительство Норвегии предложило ряд изменений в налоговую систему, связанных с освоением месторождения «Сновит». Уровни амортизации для данного проекта были установлены в 33,3% на три года, в то время как амортизация в рамках обычной системы нефтяного налогообложения составляет 16,7%. Географические рамки данных амортизационных правил строго ограничены провинцией Финнмарк и четырьмя муниципалитетами в северной части провинции Тромсё [3].

Норвежский опыт освоения арктических ресурсов обращает на себя внимание прежде всего интеграцией «северной» компоненты в общую нефтегазовую политику страны. При этом имеет место не только преемственность политики при продвижении с юга на север, но и присутствие государства на всех основных этапах — от определения участков и районов деятельности до форм прямого участия в нефтегазовых операциях.

Можно с уверенностью утверждать, что стратегическая цель трансформации неожиданно открытого нефтяного богатства в технологическое превосходство была в Норвегии решена успешно. Важно отметить, что данный результат не был предопределен заранее. Так, **британская модель** освоения запасов того же, что и в Норвегии, шельфа Северного моря делала ставку в нефтесервисе на ведущие международные корпорации с их передовыми технологиями. В итоге наблюдаются два противоположных результата. Если в Норвегии в настоящее время сложилась высокотехнологичная нефтегазовая промышленность, конкурентоспособная на внешнем рынке, то в Великобритании таковой не вышло [5]. Не случайно опыт Норвегии копируется другими государствами. В настоящее время по этому сценарию действует китайский нефтегазовый сервисный рынок [7].

Полезен для реализации арктических проектов в России и опыт реализации первого проекта **на канадском шельфе — по освоению «Хайбернии»**. Это первое крупное месторождение, осваиваемое в прибрежных водах канадской провинции Ньюфаундленд [4].

Данный проект является уникальным в силу технических, политических и финансовых причин. Северные условия прибрежного района требуют применения передовых технологий, благодаря внедрению которых Канада рассчитывает войти в число ведущих стран в мире в области морской добычи нефти. Инвестиционная емкость проекта — 7,3 млрд долл. при запасах в 400 млн т. Месторождение «Хайберния», расположенное на восточном побережье Канады, было открыто в 1979 г. Потребовалось свыше 10 лет для того, чтобы правительства Канады и провинции Ньюфаундленд заключили с нефтяными компаниями соглашения, позволяющие приступить к освоению.

В 1985 г. федеральное и провинциальное правительства заключили генеральное соглашение, предусматривающее совместное управление морскими запасами нефти и газа. Канадское правительство, частично финансируя проект, в долгосрочной перспективе не только вернет все затраченные средства, но и сократит бюджетные расходы, так как отпадет необходимость дотирования провинции Ньюфаундленд. Многие канадские эксперты считают, что с точки зрения государственной политики «Хайберния» служит целям регионального развития в первую очередь, а целям добычи нефти — во вторую.

Немаловажно, что государство при выработке подходов к реализации данного пионерного проекта играло и продолжает играть роль третейского судьи и гаранта прав собственности, а также обеспечивает компенсацию повышенных рисков, связанных с данным проектом. С целью уменьшения рисков и повышения инвестиционной привлекательности государство напрямую участвует в финансовой поддержке проекта. Основные формы такой поддержки заключаются в следующем:

- возмещение компаниям-операторам проекта 25% от расходов на подготовку к эксплуатации, что составляет сумму 1,05 млрд долл.;
- гарантии кредитов в размере 40% от расходов на подготовку к эксплуатации на сумму до 1,68 млрд долл.; если компании не возвращают кредиты, то это сделает правительство,

а нефтяники передадут ему в этом случае соответствующую долю в проекте;

- беспроцентная ссуда в размере до 300 млн долл. для облегчения выплаты процентов (ссуда предоставляется в том случае, если цены на нефть опустятся ниже 19 долл. за баррель);
- дополнительные гарантии кредитов на сумму до 175 млн долл. для оплаты 40% расходов на подготовку к эксплуатации, если стоимость этого этапа превысит 5,2 млрд долл.

Поддерживая проект, федеральное и провинциальное правительства стремились максимально поднять уровень занятости канадцев и повысить их квалификацию. В целом канадцам было отведено 66% рабочих мест, а доля канадских подрядчиков в общем объеме работ составила 60%.

В отличие от России, требования к использованию местной рабочей силы и местных подрядчиков в Канаде более «весомы», так как сопровождаются соответствующей финансовой поддержкой со стороны государства. Суммарные затраты на проект распределяются следующим образом: 5,8 млрд долл. инвестируют компании, а 1,5 млрд долл. — правительство.

С учетом пионерного характера проекта был разработан и принят специальный Закон об освоении «Хайбернии», в соответствии с которым ответственным за проект и координацию его с федеральными структурами является министр природных ресурсов Канады.

Власти Канады провели сложные переговоры о финансировании работ и распределении доходов. При этом ради скорейшего осуществления проекта федеральное и региональное правительства пошли на компромисс в решении вопроса о юрисдикции над прибрежными водами, а также приняли комплекс мер государственной поддержки по финансированию проекта. Политическая воля и предоставленные льготы вывели проект в число крупнейших в мире.

Пример данного проекта весьма красноречиво иллюстрирует также прагматизм подхода на государственном уровне — отсутствие споров о том, в чьей собственности находятся ресурсы углеводородов в недрах шельфа. Шельф в Канаде (как и в России) находится под юрисдикцией федерации. Тем не менее было заключено соглашение между федерацией и провинцией Ньюфаундленд, поскольку объединение усилий властей различных уровней может принести взаимную пользу. Тем самым решение проблем освоения месторождений шельфа осуществляется в рамках кооперативного федерализма. Федеральное правительство с самого начала реали-

зации проектов на шельфе было ориентировано на достижение соглашений с провинциями Ньюфаундленд и Новая Скотия (на западе Канады) (возможно, Новая Шотландия?) в вопросах совместного управления ресурсами на шельфе.

Норвежский, канадский и английский опыт в освоении месторождений нефти и газа шельфа будет чрезвычайно полезен для России. Тем более что в настоящее время отечественный бизнес не имеет опыта, а также практических подходов к реализации новых крупных комплексных проектов в неосвоенных районах. Отсюда возникает чрезвычайно важная, сложная и актуальная задача по формированию практических подходов к реализации таких проектов. Принципиальная особенность новых проектов — повышенные затраты на освоение региона и создание региональной инфраструктуры, которая существенно ухудшает экономику проекта. Другая важная особенность проектов в новых районах — необходимость формирования координационных процедур и подходов к согласованию интересов различных компаний — владельцев лицензий на право пользования недрами, а также необходимость формирования условий и предпосылок долгосрочного социально-экономического развития территорий нового освоения.

Не менее важна принципиальная черта проектов в новых районах — невозможность решения проблемы исключительно в рамках подходов, ориентированных на чистую коммерческую эффективность проектов по освоению месторождений углеводородного сырья.

Анализ состояния дел с формированием подходов к осуществлению новых нефтегазовых проектов в других северных регионах мира: Норвегии, Гренландии, Ньюфаундленде (Канада), на северо-западе и северо-востоке Аляски (США), северо-западных территориях и в Юконе (Канада) — показывает, что **ни один из этих проектов не рассматривается и не реализуется в отрыве от решения социально-экономических проблем развития территории.** Так, во многом благодаря региональной аргументации состоялся старт проекта освоения месторождения «Сновит» в норвежском секторе Баренцева моря.

Все отмеченные выше особенности (если рассматривать их в совокупности) предполагают применение процедур и подходов, основанных на программном принципе, а также на активном участии государства (как на федеральном, так и на региональном уровнях) в реализации новых проектов в неосвоенных районах. Поэтому

му в случае шельфа северных морей России в целом речь должна идти о создании прецедента реализации нового проекта в новом районе на новых принципах и подходах.

Реализация подобных проектов должна быть основана на таких принципах, как:

- единая программа разведки, освоения и разработки месторождений в составе единого проекта (что предполагает создание общей инфраструктуры);
- согласованная технологическая схема освоения и разработки близко расположенных объектов;
- синхронизация всех работ по освоению и разработке с решением социально-экономических проблем функционирования хозяйства территории, затронутой освоением таким образом, чтобы обеспечить устойчивое функционирование хозяйства территории в долгосрочной перспективе.

Помимо программных элементов это предполагает и создание организационных структур, обеспечивающих реализацию проекта, компаний-операторов, а также создание системы государственного мониторинга реализации подобных проектов.

В Российской Федерации усиление роли государства требуется, в первую очередь, в вопросе регулирования пользования природными ресурсами. В соответствии с законодательством недра в России принадлежат государству, однако практика последних 15 лет показывает, что темпы роста уровня жизни населения и пополнения бюджета слабо определяются эффективностью работы нефтегазового комплекса страны.

Баланс интересов и минимизация противоречий между государством, нефтегазовыми компаниями и местным населением во многом определяют поступательное и сбалансированное развитие экономики добывающего региона. Игнорирование или ущемление интересов кого-либо из перечисленных субъектов неизбежно будет приводить к существенному снижению так называемого синергетического эффекта, основанного на взаимном сотрудничестве.

Содействие формированию производственной инфраструктуры в добывающих регионах заслуживает особого внимания в государственной экономической политике и является необходимым условием устойчивого и эффективного развития нефтегазового комплекса как базовой составляющей региональной хозяйственной специализации. Производственная структура нефтегазодо-

бывающего региона характеризуется тем, что она оказывает материальные и нематериальные производственные услуги, носящие вспомогательный характер. Нефтегазовая промышленность предъявляет особые требования к производству услуг промышленной инфраструктурой региона, во многом определяя экономическую деятельность всех предприятий и организаций региона, а косвенным образом и уровень жизни населения.

Развитие сервисного (производственного) сектора на региональном уровне не только создает условия для повышения добавленной стоимости при освоении углеводородных месторождений и способствует росту квалификационных требований к персоналу, но и снимает с нефтегазовых компаний риски, связанные с решением проблем занятости сервисных компаний. Сервисный сектор является одним из наиболее наукоемких элементов в структуре нефтегазового сектора, поэтому его становление и развитие должно быть одним из наиболее важных объектов регулирования на региональном уровне. К числу таких сфер регулирования с полным основанием относится всемерная поддержка предприятий малого и среднего бизнеса, введение ограничений на эксплуатацию оборудования с высокой степенью износа.

При правильной стратегии управления нефтегазовым комплексом государства нефтегазовые проекты могут оживить общеэкономическую конъюнктуру большинства отраслей, и прежде всего крупной промышленности, так как в этом случае могут быть решены задачи экономической и социальной обстановки в стране. Важно подчеркнуть, что грамотная стратегия управления нефтегазовым комплексом не отрицает преимуществ международной интеграции и кооперации, возможности передачи бесценного технологического опыта освоения углеводородных месторождений иностранными партнерами.

Реализация нефтегазовых проектов на Севере России способно вовлечь в работу ключевые отрасли промышленности, которые являются смежными в межотраслевых технологических цепочках и ускоренное развитие которых станет локомотивом для смежных отраслей, то есть будет стимулировать развитие своих поставщиков и т.д. Главным методом вовлечения промышленности в реализацию нефтегазового сектора может и должна стать политика и практика организации заказов на основе тендеров. Именно посредством тендеров и выбора социально ответственных поставщиков высокотехнологичного оборудования и услуг госу-

дарство должно оказывать решающее воздействие на оздоровление промышленной и экономической сфер с последующим ростом мультипликативных эффектов. Процессы стимулирования производства, напрямую или косвенно связанного с реализацией крупномасштабного проекта освоения нефтегазовых ресурсов, позволят развить инвестиционный спрос и оживить внутренний рынок.

Общим подходом промышленной политики при освоении углеводородных месторождений является максимальная загрузка мощностей и увеличение объемов производства. Это позволит основной массе предприятий полноценно восстановить экономическую ситуацию, наладить финансовое хозяйство, рассчитаться с кредиторами, а самое главное — наращивать инвестиционные возможности за счет амортизационных отчислений, а также за счет увеличения собственной прибыли для инвестирования, что, в свою очередь, позволит проводить модернизацию основных фондов и их поддержание в работоспособном состоянии.

Проблематичность достижения максимальных уровней нефтегазодобычи на арктическом шельфе России обусловлена не ограниченностью его ресурсной базы, а современным состоянием технологических возможностей отечественной экономики и крайней неопределенностью условий, в которых будет происходить ее изучение и освоение. Поэтому для консолидации интересов недропользователей и государства необходимо аккумулировать научно-технический производственный и инвестиционный потенциал с возможностью привлечения иностранных партнеров.

Россия нуждается в активном использовании международного положительного опыта разработки углеводородных месторождений. В этом случае может быть успешно проведена эффективная модернизация нефтегазового комплекса страны с решением широкого круга социально-экономических задач.

Литература

1. Банько Ю. Пример достойный подражания // МурманшельфИнфо. 2009. № 3 (8). С. 32 – 36.
2. Григоренко Ю. Н., Мирчинк И. М. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы российского шельфа. Специальный выпуск. 2006. С. 15.
3. Догин Д. А. Минерально-сырьевые ресурсы Российской Арктики (состояние, перспективы, направления исследований). СПб.: Наука, 2007. С. 129.

4. *Кравец М.* Канадский шельфовый проект // НГВ. 2002. № 9. С. 104 – 106.
5. *Кащавцев В.* Пока государство спит // Нефть России. 2006. № 6. С. 94 – 97.
6. *Кутузова М.* В освоении шельфа Statoil опирается на местный бизнес // Шельфовые проекты. Специальный выпуск журнала «Нефть России». 2006. С. 30.
7. *Мельников И.* Норвежская модель или судьба сырьевого придатка? // Нефть России. 2006. № 2.
8. *Стайнар Н.* Управление нефтегазовыми ресурсами Норвегии // Недропользование XXI век. 2006. № 1. С. 78.
9. *Egil Helle.* Norway as an Oil Producer. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.norwegian-scenery.com/facts/economy>.

С. А. Афонцев

Новый подход к арктическим ресурсам*

Освоение нефтегазовых ресурсов российской Арктики является одним из ключевых стратегических приоритетов развития топливно-энергетического комплекса страны. Согласно имеющимся оценкам, в российской части арктического шельфа может залежать порядка 51 млрд т нефти и 81 трлн куб. м природного газа. Эти запасы достаточны для того, чтобы поддерживать уровень добычи нефти, достигнутый в 2011 г., в течение 100 лет, а соответствующий уровень добычи газа — в течение 120 лет. Вместе с тем масштаб сопряженных с освоением этих богатств проблем исключает нахождение простых решений, обеспечивающих быструю отдачу.

Российская Арктика: проблемы освоения нефтегазового потенциала

Критическим барьером для освоения углеводородных ресурсов Арктики является техническая сложность добычи. Нефтегазовые запасы российского сектора арктического шельфа, за исключением южной части Баренцева моря (Печорское море), сконцентрированы в районах с суровыми ледовыми условиями (максимальная толщина ровного однолетнего льда — 1,5–2,0 м) и глубиной моря 50–150 м. На сегодня отсутствуют технологии разработки для 90% нефтегазоносных площадей арктического шельфа, равно как и технологии ликвидации экологического ущерба, связанного с возможными утечками нефти и газа. По сравнению с авариями на континентальных заполярных месторождениях, подобными аварии на месторождении имени Р. Требса в Ненецком автономном округе 20 апреля 2012 г., аварии на шельфовых буровых платформах представляют гораздо большую сложность в плане как остановки утечки, так и ликвидации ее последствий.

* *Афонцев С. А.* Новый подход к арктическим ресурсам // Интернет-портал РСМД. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://russiancouncil.ru/inner/index.php?id_4=370#top.

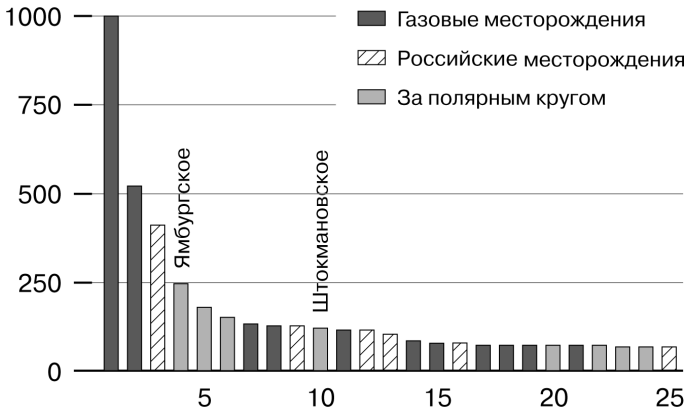


Рис. 1

Не менее важная проблема связана с особенностями правового регулирования шельфовой добычи в Российской Федерации. В соответствии со ст. 9 Федерального закона «О недрах» пользователями недр на шельфовых участках недр федерального значения могут быть только компании с государственным участием в капитале, превышающем 50%, и имеющие более чем пятилетний опыт освоения российских шельфовых месторождений. В настоящее время этим требованиям отвечают только компании Газпром и «Роснефть», которые уже обладают лицензиями на 65 шельфовых участков и к 2030 г. планируют получить лицензии еще на 42 участка¹. Согласно расчетам Министерства природных ресурсов и экологии РФ, с учетом реальных возможностей этих компаний освоение шельфовых месторождений России может занять 165 лет². Очевидная бесперспективность подобного сценария повлекла за собой радикальный пересмотр условий реализации шельфовых проектов в апреле 2012 г. Его ключевыми элементами стали изменения налогового режима и допуск на шельф частных добывающих компаний.

Налоговые льготы для шельфовой добычи

12 апреля 2012 г. на совещании с участием руководителей нефтегазовых компаний премьер-министр России В. Путин обозначил основные параметры нового налогового режима, который

будет применяться к реализуемым на шельфе проектам добычи углеводородного сырья. Предполагается, что соответствующие предложения будут законодательно оформлены уже к 1 октября. Их основные положения заключаются в следующем:

- все шельфовые проекты подразделяются на четыре категории по степени сложности, в соответствии с которыми будут дифференцироваться уровни налогообложения (к четвертой — максимально льготной в налоговом отношении категории — отнесены наиболее сложные по условиям реализации проекты в Арктике, включая месторождения на севере Баренцева моря);
- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) будет исчисляться в процентном отношении к цене реализации нефти и газа (принцип роялти) и составит для проектов первой категории сложности 30%, для второй — 15%, для третьей — 10%, для четвертой — 5%;
- экспортные пошлины будут отменены для всех категорий шельфовых проектов;
- порядок начисления налога на прибыль планируется оставить без изменений, однако может быть изменен порядок расчета доходов и расходов по отдельным лицензионным участкам, а также сроки переноса убытков на будущее;
- предложено обнулить налог на имущество и НДС в отношении используемого в рамках шельфовых проектов высокотехнологичного импортного оборудования, производство которого в России отсутствует;
- предусмотрено установление срока стабильности налогового законодательства, предполагающее обязательство правительства не менять ставки налога на прибыль, НДПИ и экспортные пошлины в течение периода от пяти (для проектов первой категории сложности) до пятнадцати (для проектов четвертой категории) лет с момента начала промышленной разработки месторождений; при этом в случае падения мировых цен на нефть ниже 60 долл. за баррель налоговые ставки могут быть снижены.

Правительство ожидает, что предложенный комплекс мер обеспечит приток порядка 500 млрд долл. инвестиций в шельфовые проекты в течение тридцати лет. Вместе с тем указанные льготы призваны стимулировать разведку и освоение новых месторождений

и не будут распространяться на уже реализуемые проекты. В Арктике одной из «жертв» этого принципа стало Приразломное месторождение в Печорском море с запасами 72 млн т нефти и ожидаемым годовым объемом добычи 6,6 млн т. В качестве своеобразной компенсации 25 апреля 2012 г. правительство утвердило для этого месторождения льготную ставку экспортной пошлины в размере 45% от базовой ставки пошлины на экспорт сырой нефти³. Лицензией на разработку Приразломного месторождения обладает дочерняя компания Газпрома — «Газпром нефть шельф». В августе 2011 г. на месторождении была установлена морская ледостойкая стационарная нефтедобывающая платформа «Приразломная», с которой будет пробурено 40 наклонно-направленных скважин. Ожидается, что добыча нефти на Приразломном месторождении начнется уже в 2012 г. Таким образом, оно станет первым углеводородным месторождением российского шельфа Арктики, давшим товарную продукцию.

Корпоративные альянсы — с иностранцами и не только

Другим важным новшеством 2012 г. стало решение о допуске частных компаний к участию в шельфовых проектах. В феврале 2012 г. с соответствующей инициативой выступил премьер-министр В. Путин. Он был вынужден признать, что монополия двух государственных компаний-гигантов на разработку арктических шельфовых месторождений «немного сдерживает развитие добычи»⁴. Первым практическим результатом данной инициативы явилось формирование стратегического альянса между компаниями «Роснефть» и *ExxonMobil*. В соответствии с подписанными в апреле 2012 г. соглашениями *ExxonMobil* через совместные операторские компании⁵ получит доступ к освоению трех российских участков недр в бассейнах Карского моря (Восточно-Приноземельский-1, -2 и -3) и Туапсинскому лицензионному участку в Черном море, а «Роснефть» — 30% участия в проектах *ExxonMobil* в Делавэрском бассейне Западного Техаса (участки Ла-Эскалера), в канадской провинции Альберта (участок Харматтан пласта Кардиум), а также в западной части Мексиканского залива (20 участков). Оценочная стоимость начального этапа геолого-разведочных работ на российском шельфе составляет 3,2 млрд долл. На участках

в Карском море (суммарные извлекаемые запасы — 4,9 млрд т нефти и 8,3 трлн куб. м природного газа) в 2012 г. планируется провести сейсморазведку и оценку экологического воздействия, а в 2014 г. — приступить к бурению поисково-разведочных скважин.

Альянс с *ExxonMobil* следует признать крупным успехом компании «Роснефть» и российского правительства. Во-первых, он предполагает обмен активами с иностранной нефтедобывающей компанией — впервые после срыва в мае 2011 г. сделки между «Роснефтью» и компанией ВР, предусматривавшей обмен 5% акций ВР на 9,5% акций «Роснефти» (на общую сумму 18 млрд долл.), а также допуск ВР к освоению российского арктического шельфа. В случае альянса с *ExxonMobil* речи о прямом обмене акциями не идет, однако «Роснефть» получает доли участия в зарубежных проектах, что может иметь позитивные последствия как в финансовом плане, так и в плане улучшения международного имиджа компании. Во-вторых, «Роснефть» вступает в партнерство с одним из лидеров мировой нефтедобычи, что обеспечивает ей не только доступ к современным технологиям освоения шельфовых месторождений, но и потенциальную возможность участия в совместной разработке новых технологий в данной сфере⁶.

Наконец, в-третьих, стратегический альянс «Роснефти» и *ExxonMobil* задает образец сотрудничества с другими частными компаниями, которые могут быть допущены к освоению шельфовых месторождений в качестве младшего партнера государственных компаний. Уже 25 апреля на аналогичных условиях было подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве между «Роснефтью» и итальянской компанией *ENI*, которое предусматривает участие *ENI* в разработке шельфовых участков в Баренцевом и Черном морях. Суммарные ожидаемые инвестиции в освоении Федынского и Центрально-Баренцевского участков в Баренцевом море оцениваются в 50 – 70 млрд долл. Сейсмическая разведка запланирована на 2016 – 2018 гг., бурение разведочных скважин — на 2025 – 2026 гг. Расходы на проведение геологоразведочных работ на всех шельфовых участках в размере 2 млрд долл. будут профинансированы *ENI*. В обмен *ENI* предоставит «Роснефти» долю в своих зарубежных проектах (конкретный их набор должен быть определен в ближайшие месяцы)⁷.

Как и в случае с *ExxonMobil*, ключевым фактором привлекательности альянса для *ENI* стали налоговые льготы по шельфовым проектам, утвержденные ранее российским правительством. Ин-

терес к шельфовым проектам могут проявить и другие зарубежные компании, к которым «Роснефть» обратилась с соответствующими предложениями, в том числе *Shell*, *Statoil*, *Total*, *Chevron* и *ConocoPhillips*. Что касается российских компаний ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР, «Сургутнефтегаз» и «Башнефть», также приглашенных к участию в освоении в общей сложности 12 участков арктического шельфа, то для них опробованная в соглашениях с *ExxonMobil* и *ENI* схема — 33,3% участия плюс финансирование всех геолого-разведочных работ и иных крупных расходов на первой стадии выполнения проектов — может оказаться менее привлекательной⁸. Российские компании не обладают ни собственными технологиями шельфовой добычи, ни соответствующим опытом работы, что не позволяет им рассчитывать на высокую рентабельность разработки месторождений. Это может потребовать создания дополнительных стимулов для их вовлечения в шельфовые проекты.

Штокман: по-прежнему нет определенности

Одним из главных разочарований весны 2012 г. стало отсутствие ясности по поводу перспектив освоения Штокмановского газового месторождения в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря. Запасы этого месторождения оцениваются в 3,9 трлн куб. м природного газа и 56 млн т газового конденсата. Для реализации первой фазы разработки месторождения в 2008 г. была создана компания *Shtokman Development AG*, в капитале которой 51% принадлежит Газпрому, 25% — французской компании *Total* и 24% — норвежской *Statoil*. Реализация первой фазы проекта позволит ежегодно добывать 23,7 млрд куб. м газа, а после выхода на проектную мощность (71,1 млрд куб. м газа в год) объем добычи на месторождении будет сопоставим с годовым потреблением газа в Германии.

Зарубежные партнеры Газпрома неоднократно заявляли, что с учетом сложных условий реализации и высоких стартовых затрат рентабельность проекта может быть обеспечена только при предоставлении значительных налоговых льгот. В то же время Штокмановское месторождение, будучи месторождением «в стадии освоения», не подпадает под рассмотренную выше систему льгот для новых шельфовых месторождений, анонсированную в апреле 2012 г. Ситуацию усугубляют последние инициативы правительства России по повышению НДС на природный газ, которые еще

более снижают ожидаемую рентабельность проекта. В сложившейся ситуации все надежды связаны с нахождением решения по льготам в режиме «ручного управления», однако его принятие раз за разом откладывается. Соответственно откладывается и принятие окончательного инвестиционного решения по проекту (последний раз оно было отложено до 1 июля). Это чревато дальнейшими отсрочками фактического запуска проекта и ставит под угрозу срок начала поставок газа с месторождения, которое изначально было намечено на 2016 г.

Несмотря на сохраняющуюся неопределенность по Штокмановскому месторождению, новый подход российского правительства к стимулированию участия частных компаний в реализации шельфовых проектов в Арктике продемонстрировал впечатляющий старт. Дальнейшие шаги в этом направлении, в том числе связанные с расширением доли участия частных компаний в проектах и нахождением оптимальных пропорций софинансирования государственными и частными компаниями расходов на запуск сложных проектов, могут создать дополнительный импульс для скорейшего начала практического освоения нефтегазовых ресурсов российского арктического шельфа.

Примечания

¹ Коммерсант. 2012. 17 апреля.

² ИА «Новый регион». 2010. 31 марта.

³ Росбизнесконсалтинг. 2012. 25 апреля.

⁴ Там же. 29 февраля.

⁵ Доля *ExxonMobil* в капитале этих компаний составит 33,3%. Принципиальное решение об их создании было принято еще в августе 2011 г., когда была достигнута базовая договоренность о формировании стратегического альянса Роснефти и *ExxonMobil*.

⁶ Показательно, что параллельно с подписанием соглашений о сотрудничестве на шельфе между Роснефтью и *ExxonMobil* было подписано соглашение о совместной разработке технологий по добыче трудноизвлекаемых запасов нефти в Западной Сибири. Можно ожидать, что аналогичное соглашение в будущем может быть подписано и по разработке технологий шельфовой добычи.

⁷ Quote.ru. 2012. 25 апреля.

⁸ Коммерсант. 2012. 17 апреля.

М. О. Моргунова, А. Я. Цуневский

Ресурсы Арктики*

Арктику называют завтрашней кладовой ресурсов, ее относят к стратегическим регионам мира с колоссальным природно-ресурсным потенциалом, включающим в себя минерально-сырьевые, топливно-энергетические, лесные и биологические ресурсы.

В настоящее время освоение Арктики рассматривается в первую очередь именно в контексте энергетики и углеводородных ресурсов, и в недалеком будущем арктическим территориям прочат стать одной из основных баз дальнейшего экономического развития мировой цивилизации. Многие российские и зарубежные ученые в своих работах акцентируют внимание на запасах нефти и газа в Арктическом регионе, на важности развития инфраструктуры, восстановления транспортных маршрутов и перспективе развития международного сотрудничества. Мы уделяем должное внимание первостепенным вопросам освоения Арктики, однако особенно хотим обратить внимание на комплексный энергетический потенциал региона.

Полезные ископаемые Российской Арктики

В Арктике сосредоточены основные запасы ряда важнейших полезных ископаемых, для которых характерна концентрация в виде крупных и уникальных месторождений, сосредоточенных на относительно небольших территориях. В пределах материковой части Арктики располагаются уникальные запасы и прогнозные ресурсы медно-никелевых руд, олова, платиноидов, агрохимических руд, редких металлов и редкоземельных элементов, крупные — золота, алмазов, вольфрама, ртути, черных металлов, оптического сырья и поделочных камней.

На шельфе и арктических территориях установлены запасы и прогнозные ресурсы россыпного олова, золота, алмазов, марган-

* Моргунова М. О., Цуневский А. Я. Энергия Арктики / Под научн. ред. В. В. Бушуева. М.: ИЦ «Энергия», 2012. С. 38 – 53.

ца, полиметаллов, серебра, флюорита, поделочных камней, различных самоцветов. Имеются предпосылки открытия месторождений эндогенного золота, редкоземельных элементов, меди, фосфоритов, железа и ряда других полезных ископаемых.

Территории и акватории Арктики характеризуются огромными ресурсами железа и марганца, значительными — хрома и титана. Известны проявления марганца на Новой Земле, хрома — в Ямало-Ненецком округе и Мурманской области. Реальными объектами для получения хрома могут стать платиносодержащие хромитовые руды месторождений Полярного Урала (Рай-Из, Войкаро-Сысьинское, Сыум-Кеу) и Кольского полуострова (Большая Барака, Мончегорское и др.).

Акватории и острова Арктики обладают значительным оловоносным потенциалом. В них сосредоточено около 97% всех российских запасов и ресурсов россыпного олова (в том числе более 60% на шельфе). Россыпные узлы характеризуются высокой продуктивностью, наличием нескольких металлоносных горизонтов значительной мощности и хорошим качеством сырья. Крупнейшим (около 700 тыс. т олова) районом является Ляховский (составная часть Северо-Янского региона) с двумя россыпными узлами — Северо-Ляховским и Западным. Они расположены на острове Большой Ляховский (Малая, Правая и Левая Кутта, Тарская, Тохтубут, Хоту-Юрях, Блудная) и на дне пролива Этерикан (Кутта-Шельф, Западная, Борога, Этерикан) при глубинах моря до 5 м и удалении от берега до 4 км. Оловоносный потенциал шельфа Российской Арктики сопоставим с наиболее крупными мировыми провинциями. Уникален по своим масштабам Ляховский район, Северо-Ляховский и Западный узлы в нем очень крупные, Певекский и Чокурдахский — крупные. Большая часть (до 85%) запасов олова всех узлов приурочена к акваториям, незначительная — к суше.

Основные разведанные запасы коренного и россыпного вольфрама сосредоточены в Иультинском (более 50% всех запасов), Чаунском (24,8% по категориям А + В + С1), Шмидтовском и Северо-Янском районах.

Три месторождения ртути (Извилистое, Убойнинское и Тарейское) установлены на Таймыре, но главные ее разведанные запасы сосредоточены в Чаунском (более 90% всех запасов) и Анадырском районах Яно-Чукотской провинции. Детально разведано Тамватнейское месторождение. В качестве попутного компонента содержится вольфрам, мышьяк и сурьма. Наиболее крупное

Западно-Полянское месторождение расположено в 160 км от города Певек.

Среди свинцово-цинковых объектов наибольший интерес представляет Павловское полиметаллическое месторождение Южного острова Новой Земли, прогнозные ресурсы которого составляют более 10 млн т свинца и цинка, сотни тонн серебра.

Что касается благородных металлов (платиновые металлы, золото, серебро), то наибольшее значение в Арктике имеют платиноиды, разведанные запасы которых в рудах Норильских месторождений составляют более 98% всех запасов Российской Федерации. Платиноиды, добываемые в российской части Арктики, обеспечивают в настоящее время около 70% всей мировой потребности палладия и более 20% платины. Запасы и прогнозные ресурсы уже открытых и частично разведанных месторождений могут обеспечить внутренние потребности России и экспорт платины на протяжении 100 лет.

Промышленное значение имеют россыпи золота на острове Большевик. Установленные запасы и ресурсы Студенинского, Тора-Каменского и Лагерно-Гольшевского узлов (разведано 5 месторождений и еще 20 россыпей оценено ресурсами) при принятом минимальном промышленном содержании 1,26 г/куб. м обеспечивают более чем 30% рентабельности золотодобывающего предприятия при открытой раздельной добыче не менее 30 лет. Золотоносный россыпной потенциал арктических шельфовых областей позволяет сопоставить их с крупными золотоносными провинциями страны. По продуктивности первое место занимает остров Большевик, второе — Челюскинский и третье — Валькарайский район. Основной объем запасов (более 85%) и ресурсов (не менее 70%) в пределах шельфовой области сосредоточено на островах и вблизи береговой линии. Максимально акваториальным является Валькарайский район, в пределах которого практически все разведанные на сегодня запасы и ресурсы сосредоточены в проливе Лонга и лагуне Рыпильхин.

Основные разведанные запасы алмазов сосредоточены в Арктике в Золотистом кимберлитовом поле (месторождение имени М. В. Ломоносова). Значительный прирост алмазов в последние годы осуществлен в Анабарском и Булунском районах Республики Саха (Якутия). Перспективны прибрежные зоны Белого (Беломорский россыпной район) и Баренцева (Канинско-Тиманский россыпной район) морей в пределах Беломорско-Тиманской провинции и южная часть моря Лаптевых (Анабаро-Хатангский район). Единичные

зерна алмазов выявлены в современных донных осадках и морских отложениях Восточной Чукотки и в районе пролива Лаврентия.

Значительные запасы и ресурсы редких металлов и редкоземельных элементов (ниобий, тантал, скандий, иттрий, цирконий и др.) сосредоточены в Европейской и Сибирской подзонах Арктики. Промышленная добыча ведется только в пределах Мурманской области. Здесь перерабатываются лопаритовые руды трех из 12 рудных участков Ловозерского месторождения, содержащих редкоземельные элементы. Интерес представляют уникальные запасы ниобия, содержащиеся в редкоземельных элементах фосфатных руд крупнейшего в мире карбонатитового массива Томтор в Якутии. В корах выветривания месторождения содержатся десятки миллионов тонн ниобия. Россыпь вдвое богаче самых богатых месторождений мира по ниобию (Араша, Бразилия) и редким землям (Маунтин-Пас, США). При благоприятной конъюнктуре освоение этого месторождения может обеспечить Российской Федерации ведущие позиции на рынке ниобия, скандия и иттрия.

Значительная часть разведанных запасов фосфора (порядка 600 млн т) относится к Кольской провинции, огромные ресурсы сосредоточены в Маймеча-Котуйской (свыше 600 млн т) и Уджинской (около 1 млрд т) провинциях. В настоящее время отрабатываются апатит-нефелиновые (Хибинская группа), апатит-магнетитовые (Ковдорское) и фосфоритовые (Софроновское, запасы 2,2 млн т) месторождения. В Мурманской области в апатит-нефелиновых месторождениях Хибинской группы и апатит-магнетитовых рудах Ковдорского месторождения сосредоточены все активные запасы апатитов России.

Примером в разработке полезных ископаемых Арктики является компания «Норильский никель» — предприятие, находящееся за Северным полярным кругом. Опыт освоения арктических территорий у данной компании велик, а в список заслуг стоит добавить не только долю компании в ВВП Российской Федерации в 1,9%¹, но и функционирование первого заполярного крупного города.

Нефтегазовый потенциал Арктики

В настоящее время в мире происходит истощение традиционных запасов углеводородов в уже давно осваиваемых мировых центрах нефтегазодобычи. Налицо тенденция ухода нефтегазовой промышленности во все более труднодоступные и далекие от сло-

жившихся центров регионы. В то же время, запасы трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов значительны. По предварительным оценкам, глубоководные ресурсы нефти составляют от 22 до 41 млрд т, ресурсы высоковязкой нефти² оцениваются в 89 млрд т. Ресурсы нетрадиционного газа³ оцениваются примерно в 32 560 трлн куб. м. При современном уровне нефтегазовых технологий себестоимость добычи некоторых нетрадиционных ресурсов несопоставима с показателями добычи газа на традиционных газовых и нефтяных месторождениях, хотя и наблюдаются прорывы в разработке способов извлечения этих ресурсов. В связи с этим огромные запасы и потенциальные ресурсы углеводородов в Арктике в последнее время приобретают все более значительную роль. Особое значение на «нефтегазовой» карте мира имеет углеводородный потенциал Арктической зоны Российской Федерации.

Оценка Геологического общества США ресурсов Арктики основывается на геологических исследованиях и вероятностном моделировании, которые позволяют оценить размеры и количество месторождений неразведанных ресурсов нефти и газа. Согласно этим исследованиям, на арктических территориях России, Норвегии, Гренландии, США и Канады залегают примерно 22% мировых неразведанных ресурсов нефти и природного газа⁴.

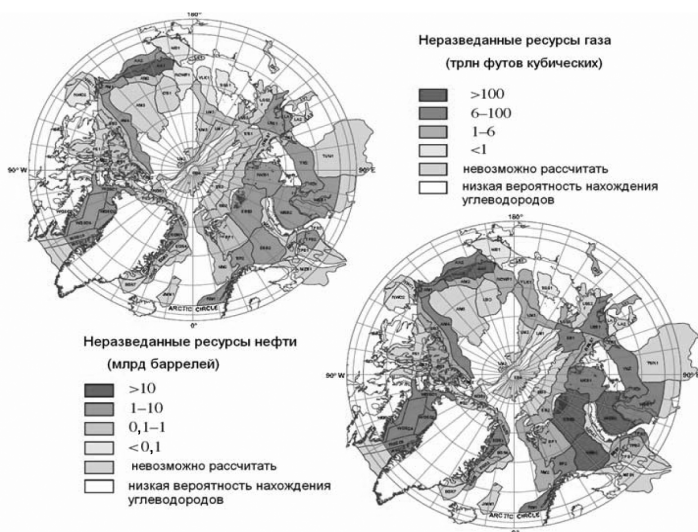


Рис. 1. Предполагаемые неразведанные ресурсы нефти и газа в Арктике⁵

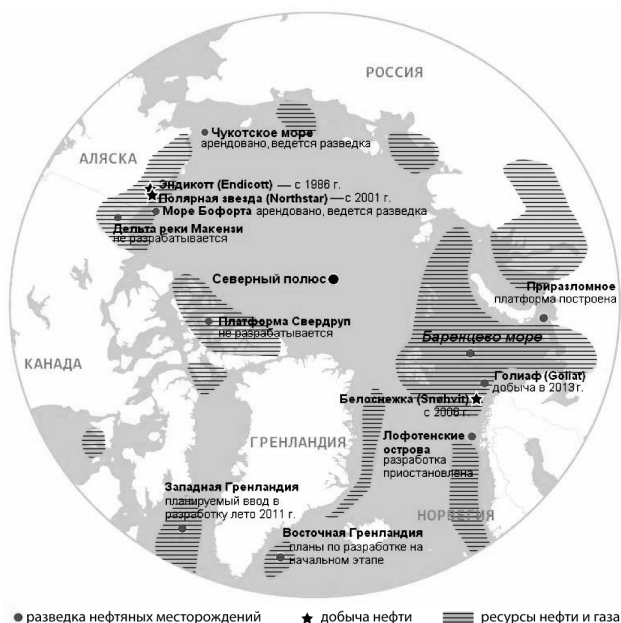


Рис. 2. Нефтегазовые ресурсы арктического шельфа⁷

93% нефти и газа Арктики содержатся всего лишь в 10 крупных месторождениях, причем 63% расположены в Евразии: из них 88% арктического газа и 35% нефти. Остальные ресурсы находятся в Северной Америке. Примерно 61 крупное месторождение нефти и газа было открыто в Арктике, 43 из этих месторождений находятся на российской территории, из них — 2 нефтяных. Остальные 18 месторождений распределены следующим образом: 6 находится на Аляске, 11 — на севере Канады и только 1 на территории Норвегии⁶.

Таким образом, львиная доля арктических углеводородов принадлежит России.

Примерно 60% предполагаемых неразведанных ресурсов нефти располагаются на шести территориях, из которых наиболее перспективная часть — Аляскинская платформа. В целом в Арктике по прогнозам залегают от 6 до 21,4 млрд т извлекаемых ресурсов нефти. Ресурсы традиционного газа по вероятностной модели составляют от 21 до 84 трлн куб. м. К примеру, объем доказанных запасов газа в мире, по отчету ВР, на конец 2010 г. составляет 187 трлн куб. м⁸. Помимо газа, в газовых месторождениях может содержаться око-

ло 5,3 млрд т жидких углеводородов. Таким образом, доминирует в структуре углеводородных запасов Арктики соответственно не нефть, а природный газ — примерно 78%⁹.

Итак, в Арктике сосредоточено 90% извлекаемых ресурсов углеводородов всего континентального шельфа Российской Федерации.

В совокупности около 4 млн кв. км площади континентального шельфа Российской Федерации являются перспективными в отношении нефти и газа. Углеводородные ресурсы распределены по 16 крупным морским нефтегазоносным провинциям и бассейнам¹⁰. Основная часть газа (около 70%) приходится на шельфы северных — Баренцева, Печорского и Карского морей¹¹.

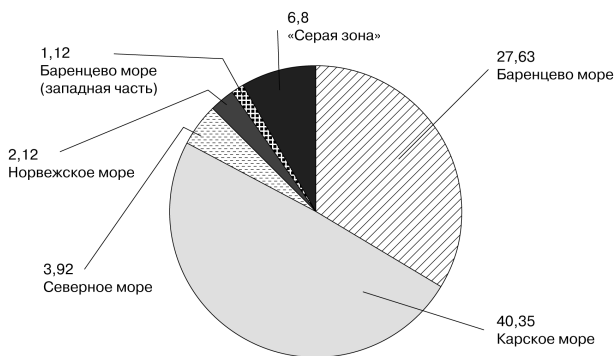


Рис. 3. Распределение углеводородных ресурсов по морским акваториям, %

Наиболее изученными с геологической точки зрения являются Печоро-Баренцевоморский регион (Штокмановский и прилегающие районы, открытые месторождения и перспективные участки Печорского моря), Карский регион (район акватории Обской и Тазовской губ, Приямальский шельф), шельф Охотского моря. В этих районах открыты месторождения с извлекаемыми и предварительно оцененными запасами категорий А + В + С1 + С2, в том числе уникальные и крупные месторождения (Приразломное, Штокмановское, Лудловское, Ленинградское, Русановское).

Извлекаемые начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов (УВ) Баренцева моря — 22,7 млрд т у.т. В структуре НСР преобладают газообразные — 21,6 трлн куб. м, жидкие (нефть и конденсат) составляют 1,1 млрд т. Континентальный шельф Баренцева моря по газовому потенциалу уступает только Западной Сибири.

В настоящее время нефтяные месторождения в Баренцевом море открыты только в норвежском секторе, вместе с тем, на шельфе (включая Печорское море) выделено 12 участков, которые могут быть отнесены к потенциально нефтеносным.

В Баренцевом море в настоящее время выявлено 5 месторождений. Здесь уже подготовлено к промышленному освоению уникальное по запасам газа Штокмановское газоконденсатное месторождение (3661,5 млрд куб. м). Кроме того, известны следующие крупные месторождения: Ледовое газоконденсатное (422,1 млрд куб. м), Лудловское газовое (211,2 млрд куб. м) и Мурманское газовое (120,6 млрд куб. м).

Разработка Штокмановского месторождения разделена на три фазы. Ввод в эксплуатацию объектов первой фазы позволит ежегодно добывать на месторождении 23,7 млрд куб. м газа, второй — 47,4 млрд куб. м. В ходе выполнения третьей фазы месторождение будет выведено на проектную мощность — 71,1 млрд куб. м газа в год¹². По состоянию на апрель 2012 г. принятие инвестиционного решения по разработке Штокмановского месторождения еще отложено. Главной причиной переноса сроков аналитики считают крайне неопределенную ситуацию на рынке газа¹³.

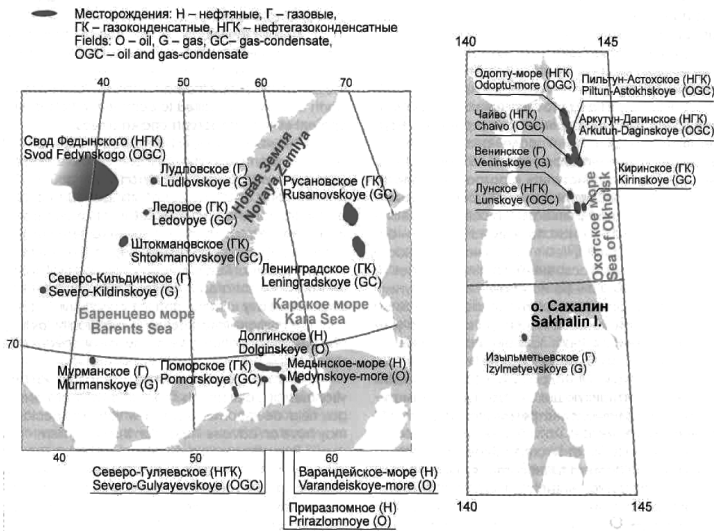


Рис. 4. Основные месторождения углеводородного сырья континентального шельфа РФ¹⁴

Извлекаемые НСР УВ Печорского моря оцениваются в 4,9 млрд т у.т. В структуре НСР жидкие УВ составляют 2,2 млрд т, газообразные — 2,7 трлн куб. м. В структуре нефтяных ресурсов преобладают ресурсы категории D2. В пределах шельфа Печорского моря расположено Приразломное нефтяное месторождение (ПНМ) в 60 км от поселка Варандей (Ненецкий автономный округ), в 950 км от Архангельска и 1025 км от Мурманска. Месторождение, расположено на глубине 19 – 20 м.

Извлекаемые запасы нефти Приразломного месторождения составляют 83,2 млн т, максимальный годовой объем добычи — 6,5 млн т.

Сейчас лицензией на разработку Приразломного нефтяного месторождения владеет ООО «Газпром нефть шельф». Все технологические операции на месторождении будет обеспечивать морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная», которая построена ОАО «ПО «Севмаш»»¹⁵.

В настоящее время уже завершен последний этап установки платформы. На платформе ведутся пусконаладочные работы всех систем и подготовительные работы к бурению скважин¹⁶. Ввод в эксплуатации объектов Приразломного нефтяного месторождения намечен на второе полугодие.



Рис. 5. Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»¹⁷

Дальнейшие перспективы по наращиванию ресурсов углеводородов связаны с Медынско-Варандейским участком, общей площадью 2405 кв. км, расположенным в юго-восточной части Баренцева моря (мелководная акватория Печорского моря с глубинами до 19 м) в 1000 км от Мурманска и в 410 км от Нарьян-Мара, где в 1997 г. выявлено нефтяное месторождение «Медынское море». Месторождение находится в юго-восточной части арктического шельфа Баренцева моря в акватории мелководной части Печорского моря, на расстоянии 23 км от берега. Глубины моря в районе месторождения 10–18 м. Оценка извлекаемых запасов месторождения «Медынское море» в 2010 г. выросла на 75% — до 133,9 млн т нефти. Эти оценки почти вдвое превзошли оценку запасов соседнего Приразломного месторождения¹⁸. Перспективны на нефть также Колоколморский и Поморский лицензионные участки, расположенные в южной части Печорского моря. Глубина моря в пределах участков не превышает 40 м. Общая площадь Колоколморского участка составляет 1540 кв. км, Поморского участка — 1677 кв. м. Расстояние до ближайших портов: Нарьян-Мара — 200 км, Мурманска — 800 км. Оценка извлекаемых ресурсов нефти по лицензионным участкам составляет 300 млн т.

В целом в акватории Печорского моря уже выявлено пять месторождений нефти с суммарными запасами АВС1 + С2 — 401,6 млн т или 17% запасов Северо-Западного региона, в том числе запасы промышленных категорий АВС1 составляют только 26% (104,3 млн т). Основной объем запасов нефти категории АВС1 + С2 — 235,8 млн т (58,7%) находится в Долгинском месторождении, планируемый ввод в разработку которого ориентирован на далекую перспективу — 2020 г.¹⁹

Запасы свободного газа категорий АВС₁ + С₂ выявлены в двух месторождениях и составляют суммарно 73 млрд куб. м. В настоящее время по состоянию изученности акватории Печорского моря можно оценить углеводородный потенциал в количестве 117,1 млн т перспективных (С₃) и 1808 млн т прогнозных (Д) ресурсов нефти, а также 21,7 млрд куб. м перспективных (С₃) и 2219 млрд куб. м прогнозных (Д) ресурсов свободного газа.

На шельфе Карского моря установлено семь крупных структурных складок, с которыми связано формирование уже открытых месторождений газа Русановского и Ленинградского, а также перспективные для разведки Нярмейская и Скуратовская структуры,

расположенные в 25 км от берега полуострова Ямал. Они находятся между Малыгинским месторождением (на полуострове Ямал) и Русановским и Ленинградским (на шельфе), на которых установлены до 30 газоносных участков.

Таким образом, шельф южной части Карского моря, прилегающей к западному побережью полуострова Ямал, является крупным резервом углеводородов. Вместе с тем, остаются неизвестными контуры вскрытых первыми скважинами 14 газовых участков на Русановском и Ленинградском месторождениях, на которых запасы газа суммарно оцениваются по категории С2 — 9 трлн куб. м.

Полуостров Ямал является одним из важнейших стратегических нефтегазоносных регионов России. Промышленное освоение месторождений Ямала позволит довести добычу газа на полуострове и прилегающем шельфе к 2030 г. до 310—360 млрд куб. м в год. Выход на Ямал имеет принципиальное значение для обеспечения роста добычи газа. На полуострове Ямал и прилегающих акваториях открыто 32 месторождения, суммарные запасы (А + В + С1 + С2) и ресурсы (С3) которых составляют 26,5 трлн куб. м газа, нефти и конденсата — около 1,64 млрд т.

Наиболее значительным по запасам газа (АВС1 + С2) месторождением Ямала является Бованенковское (4,9 трлн куб. м). Ввод в эксплуатацию первых пусковых комплексов обустройства сеноман-аптских залежей Бованенковского месторождения производительностью не менее 15 млрд куб. м газа в год и системы магистральных газопроводов Бованенково—Ухта намечен на июнь 2012 г.²⁰

Начальные запасы Харасавэйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений составляют около 3,3 трлн куб. м газа.

В целом на шельфе Ямала слабо разведана западная морская половина многопластового (11 залежей) Крузенштерновского месторождения газа, запасы которого на суше утверждены ГКЗ СССР в объеме 1231 млрд куб. м. Доразведка и подготовка к освоению морской части Крузенштерновского и Харасавэйского месторождений может обеспечить прирост запасов газа в 3 трлн куб. м. Лицензии на разработку Бованенковского, Харасавэйского, Новопортовского, Крузенштернского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского и Малыгинского месторождений принадлежат Группе «Газпром». Газпром планирует в 2019 г. ввести в эксплуатацию Харасавэйское, в 2020 г. — Крузенштернское месторождение²².



Рис. 6. Бованенковское НГКМ (2010, 2011 и 2012 гг.)²¹

На выявленных сейсморазведкой у западного побережья Ямала крупных Нярмейской, Скуратовской и Северо-Харасавэйской структурах перспективные ресурсы газа суммарно составляют 4 трлн куб. м. В 20 км западнее Крузенштерновского газоконденсатного месторождения, расположенного на западном побережье полуострова Ямал, в пределах островов Шараповы Кошки и окружающего мелководного шельфа по данным сейсморазведки выделяют участки, образующие Шараповскую локальную структуру. В случае ее подтверждения детальной сейсморазведкой считают возможным открыть месторождения с запасами до 1 трлн куб. м.

В этом контексте необходимо учитывать изменения, протекающие вследствие естественных долговременных климатических тенденций, что можно проследить по данным по изменению среднегодовой температуры в бассейне Баренцева и Карского морей, а также по деградации мерзлоты на территории России. В настоящее время наблюдается увеличение продолжительности навигационного периода из-за уменьшения количества ледяного покрова, идет процесс оттаивания мерзлых пород, что ведет к эрозии и оседанию грунта. Повышение уровня Мирового океана способно привести к затоплению прибрежных территорий. Все эти изменения напрямую и косвенно влияют на технологическую концепцию освоения региона, имея как положительный, так и отрицательный эффект. С учетом технологических и климатических особенностей освоения считается разумным вести разработку месторождений полуострова Ямал параллельно с шельфовыми месторождениями, причем с моря. Танкерный завоз материалов и последующая транспортировка углеводородов является более выгодной по сравнению со строительством железнодорожных путей, автодорог и трубопроводов. При этом

будут сохранены и природа Ямала, как уникальной природной экосистемы, и флора, фауна и основы жизни коренного населения региона. Принципы сохранения природных экосистем, обеспечения экологической безопасности и организации рационального и устойчивого природопользования в условиях сохранения и восстановления природных ресурсов соответствуют целям социально-экономического развития округа и региона в целом, а исследования экологических процессов (как естественных, так и инициированных техногенным влиянием) предотвратят возможные помехи в освоении полуострова Ямал в долгосрочной перспективе.

В целом Северо-Восточный регион характеризуется наименьшей степенью изученности. В этом регионе проведены только рекогносцировочные геологические исследования, которые выявили определенные черты сходства с другими нефтегазопродуктивными районами (район моря Лаптевых) либо показали, что район является продолжением уже открытого бассейна (район Чукотского моря).

Ввиду слабой изученности открытые месторождения углеводородов в Северо-Восточном регионе в акваториях моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и российской части Чукотского морей отсутствуют. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, извлекаемые ресурсы в акваториях морей Северо-Восточного региона составляют около 12 млрд т у.т.

Шельф Берингова моря практически не изучен с точки зрения возможной нефтегазоносности.

В последние годы, несмотря на явно недостаточную степень геолого-геофизической изученности российского арктического шельфа, определена его перспективность на наличие в недрах колоссальных углеводородных ресурсов. К настоящему времени определена общая мощность осадочного чехла, раскрыта его общая геологическая структура, выявлены основные нефтегазоносные провинции и области, очерчены их границы, оценены начальные ресурсы углеводородов.

Следует отметить, что в пределах российского арктического шельфа к настоящему времени пробурено только 77 скважин, причем все — на морях Западной Арктики (Баренцево, Печорское, Карское). Северные районы Баренцева и Карского морей и весь шельф Восточной Арктики изучены лишь редкой сетью сейсмических профилей, восточнее полуострова Таймыр на

арктическом шельфе России не пробурено ни одной глубокой скважины и пока еще не выявлено ни одного месторождения. Средняя плотность покрытия сейсмическими профилями составляет лишь 0,24 км/кв. км. Вместе с тем, например, для окончания регионального этапа работ, который финансируется из средств федерального бюджета, необходимо, чтобы плотность сейсморазведки превышала 0,5 км/кв. км. Такого показателя не удалось достичь более чем на 90% площади шельфа. Перспективные на наличие углеводородных ресурсов Баренцево и Карское моря относятся к слабоизученным акваториям. Фактически в необходимых объемах ГРП на континентальном шельфе Российской Федерации не ведутся с 1993 г. По сравнению с серединой 80-х годов XX в., когда было открыто большинство из известных месторождений, объемы работ сократились в десять раз. В итоге на сегодняшний день геолого-геофизическая изученность континентального шельфа Российской Федерации по количеству пробуренных скважин и плотности сейсмических работ в десятки и сотни раз отстает от Норвегии, Дании, Великобритании, Бразилии, которые ведут работы на шельфе²³. Однако уже имеющиеся данные позволяют с уверенностью утверждать, что российский арктический шельф обладает поистине уникальными ресурсами углеводородов. К арктическим углеводородным богатствам необходим особый комплексный подход, целью которого должно стать социально-экономическое развитие региона и страны в целом. России необходима система, которая способна преобразовать доходы от работы ТЭК не только в рост текущего потребления, но и в инвестиционные вложения, особенно за пределами ТЭК, в том числе позволила бы создать импульс для качественно нового инновационного развития национальной экономики. Важно получить комплексный кумулятивный эффект от разработки месторождений, а особенно от международного сотрудничества в сферах технологий, знаний и транспорта. На начальном этапе освоения российского арктического шельфа существует возможность использовать зарубежный опыт в российской практике.

Финансирование дорогих трудноизвлекаемых запасов месторождений следующего поколения и увеличение эффективности внутреннего потребления газа должны стать будущими тенденциями развития отечественной нефтегазовой промышленности.

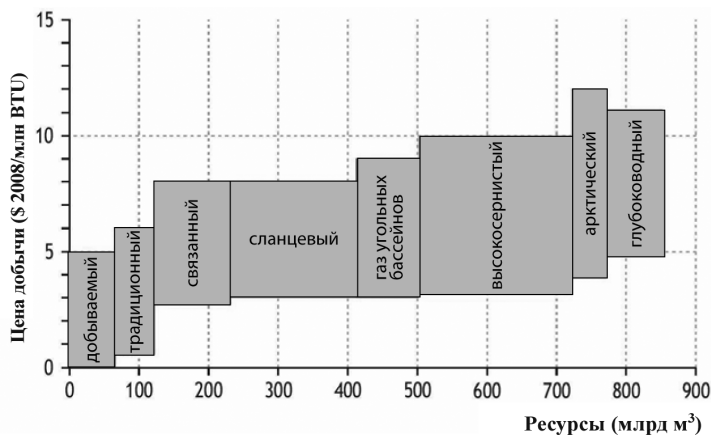


Рис. 7. Примерная оценка стоимости добычи газа по видам²⁴

Что касается экспорта, то арктические ресурсы могут быть крайне востребованы на европейском и азиатском рынках, хотя в настоящее время такая точка зрения нередко подвергается сомнению — вопрос слишком высокой цены будущих арктических углеводородов вызывает многочисленные противоречия.

Конечно, существует возможность возникновения некоторых рисков при выходе арктических ресурсов, в частности газа, на международные рынки, как фактор ценовой конкуренции на газовом рынке. Цена арктического газа будет достаточно высокой, и стоимость арктического СПГ, например, с Ямала, вряд ли можно будет поставить в один ценовой диапазон с СПГ Катара или Австралии. Но, в то же время, некоторые существенные вызовы современного экономического развития могут быть решены при помощи этих ресурсов. Конкретные сроки востребованности арктических углеводородов на мировом рынке предсказать сложно, и это не является нашей задачей, но следует еще раз отметить, что эти ресурсы носят долговременный, стратегический, а не сиюминутный характер.

Примечания

¹ Норильский Никель. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.nornik.ru.

² IEA. World energy Outlook, 2008 г. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.iea.org.

³ NPC Global Oil & Gas Study. Working Document, Topic paper No 29 Unconventional gas, 2007.

⁴ U.S. Geological Survey. Final Report Oil and Gas Resource Assessment of the Russian Arctic, 2008.

⁵ Ibid.

⁶ UGCS. Arctic Oil and Natural Gas Potential. 19.10.2009.

⁷ Short J., Murray S. A Frozen Hell // Nature. 2011. 14 April. Vol. 472. P. 162 – 163.

⁸ BP Statistical Review of World Energy, June 2011. URL: bp.com/statisticalreview.

⁹ Милов В. Раздел арктического мифа. 11.08.2008. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.gazeta.ru/column/milov/2807355.shtml.

¹⁰ Zolotukhin A. B. Arctic Europe Petroleum Resources: Basis for ages of petroleum E&P activities // Russia-Norway Oil & Gas Conference, Tromsø. 2010. January 27 – 29.

¹¹ Бонгаренко Л. А., Аполонский А. О., Цуневский А. Я. Арктическая зона России. Углеродные ресурсы: проблемы и пути решения. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.

¹² ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.gazprom.ru.

¹³ Штокман отложили до конца года // Коммерсантъ. 2011. 8 апреля. № 61 (4602). [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/1616802>.

¹⁴ Минеральные ресурсы России. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www/geoinform.ru.

¹⁵ ОАО «Газпром». Приразломное нефтяное. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/pnm/>.

¹⁶ Российская газета. Приразломное месторождение в НАО даст первую нефть до июля 2012 года. 09.11.2011. 13:20. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rg.ru/2011/11/09/reg-szfo/shelf-anons.html>.

¹⁷ ОАО «Газпром». Приразломное нефтяное. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/pnm/>.

¹⁸ Оценка запасов шельфового месторождения выросла на 75% // Barents Observer. 30.11.2010. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.barentsobserver.com/-75.4855477-16149.html>.

¹⁹ Нефтегазовая Вертикаль. Долгинское месторождение в Печорском море будет введено в разработку к 2020 году. 07.09.2011. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.ngv.ru/about/news/news13762.aspx>.

²⁰ ОАО «Газпром». Бованенковское. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/bm/>.

²¹ Стройгазконсалтинг. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.sgc.ru/foto/ob_ekty/mestorozhdeniya/bovanenkovskoe_ngkm/.

²² Ямал ждут новые проекты // Barents Observer. 04.03.2011. [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.barentsobserver.com/sprage.4892538-16149.html>.

²³ *Бонгаренко Л. А., Аполонский А. О., Цуневский А. Я.* Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения, М.: ИАЦ «Энергия», 2009.

²⁴ IEA. World Energy Outlook 2009. Prospects for Natural Gas, 2009. P. 416.