III. Изучение и освоение природных ресурсов

УДК 550.834:551.24:553.98.04

Изученность и перспективы нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Баренцева моря.

В.И. Богоявленский, доктор технических наук, Институт проблем нефти и газа РАН

Проведено сопоставление геолого-геофизической изученности и нефтегазоносности российской и норвежской акваторий Западной Арктики. Показано, что перспективы открытия крупных залежей нефти и газа в Баренцевом море (включая Печорское море) связаны с недоисследованными сейсморазведкой и бурением мезозойским (особенно триасовым) и палеозойским терригенно-карбонатными комплексами. Особое внимание уделено перспективам нефтегазоносности поднятий Адмиралтейского вала и свода Федынского.

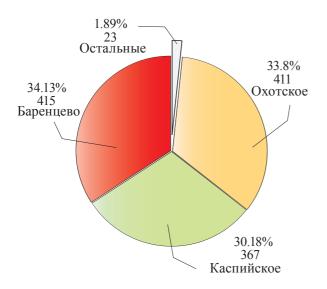
а основе российских геологоразведочных работ (ГРР) на шельфе Западной Арктики прогнозируется около 75% ресурсов всех акваторий России и 86% ресурсов ее северных морей [5]. В значительной степени это зависит от региональных геологических особенностей, большой площади данных акваторий (суммарно около 50% арктического шельфа Российской Федерации) и относительно хорошей геолого-геофизической изученности.

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 впа-

дины, разделенные Лудловской седловиной, к которой приурочены крупные залежи газа и конденсата Штокмановского и Лудловского месторождений. Одно лишь Штокмановское газоконденсатное месторождение (ГКМ) содержит в песчаниках юры более 3,9 трлн м³ газа и 50 млн т конденсата.

Нефтегазоносность Печорского моря, являющегося южной мелководной зоной Баренцева моря, обусловлена принадлежностью к северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На рис.1 показано распределение утвержденных запасов нефти и газа в основных морских бассейнах России (по данным МПР РФ 2011 г.), свидетельствующее о лидирующем месте Баренцева моря (вместе с Печорским морем). Отсутствие серьезных ГРР в морях Восточной Арктики позволяет надеяться на возможные значительные приросты запасов в будущем за

Нефть % / млн т



Puc. 1 Распределение запасов нефти и газа в морях России

счет этих акваторий, однако в долевом распределении первыми все равно будут моря Западной Арктики.

Западный борт Восточно-Баренцевского мегапрогиба расположен в центральной части акватории и сформирован рядом крупных поднятий (своды Федынского, Центральной Банки, Година, Персея и др.), представляющих большой интерес для нефтегазопоисковых 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.

Историческое событие

В 2010 г. произошло важное событие в российсконорвежских отношениях - подписание 15 сентября в Мурманске Договора о разделе «Серой зоны» [1]. Этому договору предшествовало установление прибрежной границы России и Норвегии в Варангерфьорде (Varanger-Fjorden) по соглашению от 11.07.2007. 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 (рис. 2). Вследствие крайне низкой изученности бывшей спорной территории ее ресурсы оцениваются российскими и зарубежными экспертами в очень широком

Газ % / млрд м³



диапазоне от 1 до 18 и более млрд т нефтяного эквивалента. 8 февраля 2011 г. парламент Норвегии единогласно ратифицировал Договор [1], а его ратификация в Государственной Думе Российской Федерации 25 марта 2011 г. вызвала значительные споры.

Одним из основных поводов для беспокойства оппонентов Договора [1] являются возможная потеря части ресурсов богатого углеводородами северного шельфа, в том числе ресурсов потенциальных месторождений, разделенных взаимно согласованной морской границей, а также возможные осложнения условий рыболовства в западной части Баренцева моря, богатой биоресурсами. При этом практически ни у кого не вызывает сомнений целесообразность совместного освоения ряда перспективных участков и уже открытых месторождений морей Арктики, Дальнего Востока и юга России, в том числе трех крупных (около 128 тыс. км²) участков в Карском море (Роснефть и ВР) и Штокмановского ГКМ. Подготовительные работы по его освоению проводятся компанией Sthokman Development AG с 51% долей Газпрома и 49% долей компаний Total (25%) и Statoil (24%).

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 хоро-

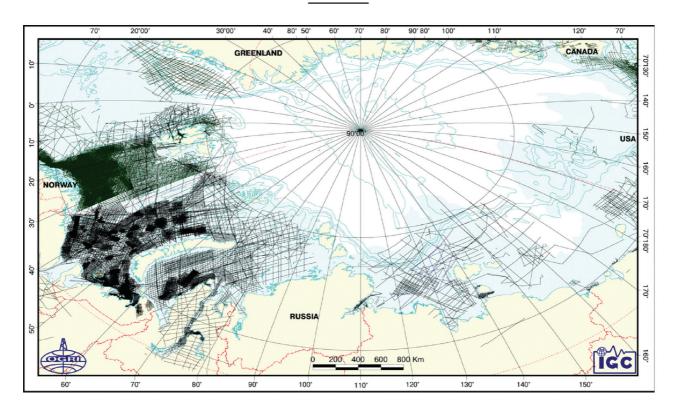


Рис.2 Изученность Арктического шельфа России и Норвегии сейсморазведкой 2D

шей 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, разработка ОАО «Лукойл» месторождений Кравцовское в Балтийском море и Ю.Корчагина в Каспийском море.

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 [1], 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 ГРР.

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. Этой же компании руководством России было предложено принять участие в разработке Приразломного нефтяного месторождения - первоочередного проекта в российской Арктике с запланированным началом добычи в 2011 г. Таким образом, мы «обречены» (в хорошем смысле этого слова) на совместные с Норвегией работы по освоению ряда месторождений в Баренцевом море. При этом нам повезло, что Норвегия, являясь одной из лидирующих стран по освоению нефтегазовых ресурсов шельфа, обладает долговременным опытом и многими новейшими технологиями и техническими средствами, включая автономные подводные нефтегазодобывающие комплексы (Snohvit, Ormen Lange), что особенно важно для арктических акваторий со сложными ледовыми условиями и с другими многочисленными проблемами.

В лаборатории «Шельф» ИПНГ РАН проводятся комплексные геолого-геофизические исследования и анализ опыта освоения ресурсов ряда крупных морских нефтегазовых провинций, включая бассейны северных морей, входящих в границы арктического шельфа пяти стран (Россия, Норвегия, Дания, Канада и США). Изученность отдельных акваторий арктического шельфа перечисленных стран различается в десятки, а местами в сотни раз и ограничивается распространением льда Северного Ледовитого океана. Здесь необходимо отметить, что за последнюю четверть века произошли изменения климатических условий в арктическом регионе, что выразилось в повышении среднегодовых температур и значительном уменьшении площади многолетних льдов, замеряемых в сентябре (с 7,3 до 4,13–5 млн км² с абсолютным минимумом, зарегистрированным NASA 16.09.07). При этом большая дополнительная территория арктических морей стала открытой для проведения сейсморазведки в летне-осенний сезон (рис. 2).

Для расширения территории сейсморазведки арктического шельфа и временного диапазона ее проведения в районах со сложным ледовым режимом, включая сплошной однолетний и смешанный лед толщиной около 1 м, компанией ION разработаны и успешно опробованы в производственных режимах в 2009-2010 годах на северо-восточном шельфе Гренландии (рис.2) инновационные технические средства, позволяющие заглублять сейсмические косы и пневматические источники на безопасную глубину ниже льда. Отметим, что первые подобные работы были проведены более 20 лет назад в Баренцевом море ВМНПО «Союзморгео» (А.А.Гагельганц и др.) и лишь известные проблемы начала 90-х годов не позволили довести разработанную технологию до производственного использования.

ГРР на российском шельфе Арктики

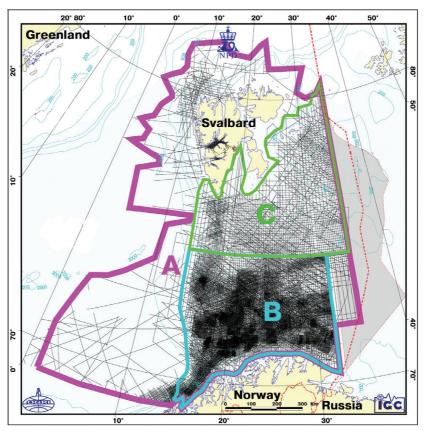
бщепринятым и постоянно циркулирующим в научных публикациях является тезис, что российский шельф является малоизученным сейсморазведкой и бурением. И это действительно так, если за основу принимать изученность трех восточных морей — Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского (см. рис.2). Средняя плотность сейсмических исследований МОГТ 2Д этих акваторий по состоянию на

начало 2011 г. составляет, соответственно, 0,034, 0,012 и 0,032 пог. км/км². На данных акваториях и их островах не пробурено ни одной глубокой параметрической или поисково-разведочной скважины. В связи с этим можно утверждать, что этап региональных исследований находится в начальной стадии.

Изученность шельфа Западной Арктики России намного выше. Так средняя плотность сейсморазведки 2Д Баренцева и Печорского морей на начало 2011 г. (рис.2) составляет около 0,41, а Карского моря—0,15 пог. км/км². Изученность ряда площадей Баренцева и Печорского морей превышает 1 пог. км/ км². Кроме того, на многих месторождениях выполнены работы 3D (Штокмановское, Приразломное, Долгинское, Медынское-море, Каменномысское-море и др.) в суммарном объеме около 10 тыс. км².

В российских морях Западной Арктики пробурено 84 скважины и открыто 20 месторождений, включая уникальные газоконденсатные Штокмановское (1988 г.), Русановское (1989 г.) и Ленинградское (1990 г.) с суммарными запасами и ресурсами газа около 10 трлн м³. В Баренцевом и Печорском морях пробурены 54 скважины (из них 8 аварийных) и открыто 11 месторождений. В Карском море пробурены 30 скважин, в том числе 26 в Обской и Тазовской губах в 2000-2010 гг. В результате работ ООО «Газфлот» открыты четыре газовых и газоконденсатных месторождения (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское и Чугорьяхинское) и доказана газоносность морских продолжений трех месторождений (Семаковское, Антипаютинское и Тота-Яхинское), что обеспечило прирост запасов газа более чем на 1,2 трлн м³. Не вызывает сомнений, что в ближайшее время будет доказано бурением существование морских продолжений ряда крупных месторождений (Крузенштернское, Харасавэйское, Южно-Тамбейское и др.). Именно с месторождений вблизи побережья представляется целесообразным начать добычу в Карском море.

В качестве высокотехнологичного подхода к освоению прибрежных залежей углеводородов приведем Юрхаровское месторождение ОАО «Новатек», которое можно считать первым российским морским арктическим месторождением в переходной зоне суша-море, разрабатываемым с берега горизонтальными скважинами. Наибольшая часть его запасов расположена под дном Тазовской губы. Горизонтальные скважины большого диаметра (168 мм в залежи) бурятся с побережья Тазовского полуострова с отходом от вертикали до 3-5 км при этом начальные дебиты газа достигают 3-5 млн м³ в сутки. Такая же технология успешно применяется и



Puc. 3Изученность норвежского сектораБаренцева моря сейсморазведкой МОГТ 2D

при освоении месторождений Чайво-море и Одоптуморе на шельфе Сахалина (Exxon Neftegaz Limited). Здесь установлен ряд мировых рекордов, включая последний при бурении скважины OP-11 длиной 12345 м с горизонтальным отклонением 11475 м.

Необходимо отметить, что природно-климатические условия в морях российской Арктики намного более суровые, чем в западной части Баренцева моря, относящейся к Норвегии. Норвежская акватория покрывается льдом только в самой северной части вокруг и немного южнее Архипелага Шпицберген (Svalbard), а шельф российской Арктики - почти полностью за исключением юго-западной части Баренцева моря, граничащей с Норвегией. На рис. 2 и 3 белым цветом показано минимальное распространение многолетнего льда (сентябрь 2010 г.). На незамерзающей акватории расположен ряд особо важных объектов: Штокмановское ГКМ, свод Федынского и др. На значительной части российского шельфа, включая Баренцево море, выявлены отрицательные температуры придонного слоя воды и палеомерзлое состояние донных отложений, высока айсберговая угроза. Перечисленные факторы значительно осложняют любые работы в морях российской Арктики, что

без сомнения сказалось на уровне их изученности и освоенности по сравнению с зарубежными морями.

ГРР в норвежском секторе Баренцева моря

ля сравнительного анализа уровня изученности российских акваторий Западной Арктики нами использован ближайший регион, а именно западная часть Баренцева моря, принадлежащая Норвегии. В Норвежском нефтяном директорате (Norwegian Petroleum Directorate — NPD) практикуется проведение региональных сейсмических исследований за счет государства плотностью до 0,5 пог. км/км² (расстояние между профилями 4х4 км). Кроме того всемерно поддерживается инициатива геофизических компаний по проведению мультиклиентных исследований, финансируемых заинтересованными компаниями — будущими недропользователями.

Благодаря сложившимся научным и дружественным связям с NPD, нам был любезно предоставлен максимально полный массив данных по изученности норвежской акватории Баренцева моря и его континентального склона в Атлантическом и Северном Ледовитом океанах сейсморазведкой 2Д

(см. рис. 2 и 3), существенно больший, чем составленный нами ранее по общедоступным источникам (сайты NPD, [8] и др.). На приведенной карте видны значительные различия в плотности сейсморазведки 2D для отдельных крупных секторов и участков рассматриваемой акватории А площадью 991 тыс. км² (без площади островов Архипелага Шпицберген — около 62 тыс. км²). Общий объем сейсморазведки норвежской акватории (А) составил 600 тыс. пог. км, а средняя плотность ее изученности — 0,61 пог. км/ км² (на 50% выше российской).

Особенно выделяются два сектора С (северный) и В (южный) с повышенной плотностью сейсморазведки, форма которых контролируются: на востоке - западной границей бывшей серой зоны, на западе — континентальным склоном Баренцева моря, а на юге и севере — сушей материка и островов Архипелага Шпицберген (см. рис. 3). Хорошо заметные различия в изученности участков В и С объясняются очевидной стратегией NPD по первоочередному освоению южной акватории, наиболее безопасной с позиции ледовой обстановки и близкой к материковому побережью. Именно в южном секторе расположены все лицензионные участки и пробуренные скважины, так как только эта территория официально открыта NPD для освоения нефтегазовых ресурсов.

Расчетные площади секторов В и С составили 287 и 231 тыс. км², а средняя плотность их изученности сейсморазведкой 2Д - 1,6 и 0,29 пог. км/ км². Средняя плотность сейсморазведки для объединенного сектора В и С (площадь 518 тыс. км²) – 1,01 пог. км/км². Северный сектор (С) изучен сейсморазведкой 2D до 1996 г. (около 67 тыс. пог. км) с расстоянием между профилями от 10х11 до 4х5 км за счет средств NPD. Принимая во внимание, что практика NPD заключается в проведении сейсморазведки за государственный счет до 0,5 пог. км/км² (4х4 км), можно отметить недостаточную изученность сектора С и очень высокую изученность сектора В (около 450 тыс. пог. км 2D). Последнее достигнуто широкомасштабными мультиклиентными работами, финансировавшимися заинтересованными компаниями. Начиная с 1983 г. наиболее перспективные участки сектора В изучены сейсморазведкой 3D суммарно более 10 тыс. км², что значительно превышает объемы 3D в российском секторе (4720 км²).

В период с 1963 по 1995 г. было пробурено 17 поисково-разведочных скважин на островах Шпицберген (13), Edgeoya и Hopen (по 2). Согласно опубликованным данным NPD, в ряде скважин были встречены следы углеводородов («traces of hydrocarbons»), и только в трех из них были полу-

чены незначительные притоки газа из перми, триаса и кайнозоя [8]. NPD объясняет это низкой пористостью и проницаемостью пород коллекторов с допущением, что бурение проводилось вне замкнутых контуров потенциальных объектов. Кроме того, NPD признает ограниченную доступность информации о результатах бурениях скважин в 60-х и 70-х годах прошлого века.

Бурение российских скважин на острове Западный Шпицберген в 1973-1988 гг. оказалось более удачным (или информация более открыта). В скважине Грумантская-1 (забой 3173 м), расположенной вблизи поселка Колсбей в Ис-фьорде около шахты Грумант, из анизийского и оленекского интервалов триаса (2156-2200 и 2340-2375 м) были притоки метанового газа 10 и 6 тыс. м³/с. В скважине Ваасдаленская-2 (забой 2481 м) на побережье в Ван-Майен-фьорда из терригенных отложений триаса на глубине 2415-2481 м получен приток метанового (80-90%) газа, оцениваемый в 30 тыс. м³/с [4]. Еще более интересными были результаты бурения пяти углепоисковых скважин в отложениях карбона около рудника Пирамида в Билле-фьорде. На глубинах более 200 м получены притоки газа до 200 тыс. м³/с, а на глубинах более 680 м – значительные притоки легкой светлой нефти в «десятки тонн в сутки» (М.Л. Верба, 2007). Присутствие углеводородов установлено и с помощью других скважин, пробуренных в 1988-1994 гг. (Laila, Kapp Laila, Ebbadalen). Все это свидетельствует о возможности обнаружения на Архипелаге Шпицберген и прилегающей акватории коммерческих залежей нефти и газа во всем комплексе отложений, включая палеозойский.

Конкурсное распределение первых участков в южной части норвежской акватории Баренцева моря началось на 5-м лицензионном раунде в 1980 г. практически одновременно с началом широкомасштабных работ в российской части Арктики (1979 г.). Всего на 7 конкурсах в 1980-1993 гг. (5, 8, 9, 11, 12, 13 и 14 раунды) было выдано 35 лицензий на 59 участков. На первом этапе ГРР с 1980 по 1994 гг. на этих участках были пробурены 53 поисково-разведочные скважины (47 поисковых и 6 разведочных) и открыто 16 залежей нефти и газа (рис. 4). Кроме 53 поисковоразведочных было пробурено 50 мелких (10-233 м) структурно-стратиграфических скважин.

На достаточно ограниченной территории 70х120 км в бассейне Хаммерфест (Hammerfest Basin, *puc.4*) в результате бурения 27 скважин (21 поисковая) первого этапа ГРР сделано 11 открытий с 90% суммарных запасов УВ (из них около 90% газ). Первыми найдены: Askeladd, Alke Sor

(1981), Albatross Nord (1982). В 1984 г. открыто самое крупное месторождение Snohvit с запасами газа 160,6 млрд м³ и около 20 млн т жидких углеводородов. Следует отметить, что запасы его газа в 24 раза меньше чем на Штокмановском месторождении.

Большинство успешных скважин (15 из 20) пробурено в 1981-1986 гг. 12 открытий приурочено к юрским песчаникам. 26 скважин охватили широкую территорию сектора В, на которой не было сделано коммерческих открытий. Успешность общего бурения 47 поисковых скважин на 1994 г. оценивается в 34%, а в бассейне Хаммерфест – 52% [8]. Пять последующих лет поисково-разведочное бурение не проводилось.

Несмотря на многочисленные неудачи бурения в норвежской части Баренцева моря, интерес к новым проектам возобновился с 2000 г., хотя и с меньшими объемами поискового бурения по сравнению с 1981-1988 гг. В 2000 г. были начаты бурением четыре поисковых скважины, из них в 2000 г. завершены три, включая пустую (7216/11-1S с забоем 3702 м в верхнем палеоцене) и две успешные — газ 600 тыс. м³/с в скважине 7019/1-1 (забой 2979 м в нижней юре) и нефть месторождения Goliat в скважине 7122/7-1

(забой 1500 м в нижнем триасе). Отметим, что первая цифра (7) в нумерации скважин указывает на ее принадлежность к акватории Баренцева моря.

В последующие годы пробурено более 20 скважин и открыт ряд небольших газовых и нефтегазовых месторождений в песчаниках юры и триаса: Tornerose (2006 г.), Nucula (2007 г.), Courus (2008 г.), Obesum (2008 г.) и др. В 2009 г. закончена бурением всего одна скважина компании Statoil (7226/2-1), подтвердившая некоммерческие запасы газа и нефти в песчаниках среднего триаса месторождения Obesum, открытого скважиной 7222/6-1s.

В 2010 г. и в начале 2011 г. пробурены две «сухие» скважины (7120/12-5 и 7119/12-4). В конце марта завершилось бурение самой последней скважины 7220/8-1 (забой 2250 м в отложениях верхнего триаса), расположенной в 110 км к северо-западу от месторождения Snovhit (см. рис.4). Работа альянса Statoil, Eni Norge и Petro оказалась успешной – в песчаниках средней и нижней юры обнаружена залежь с предварительно оцененными извлекаемыми запасами нефти 21-34 млн т и газа 2-7 млрд м³.

Несмотря на невысокий успех ГРР и финансовый кризис 2008 г., продолжающийся интерес к аква-

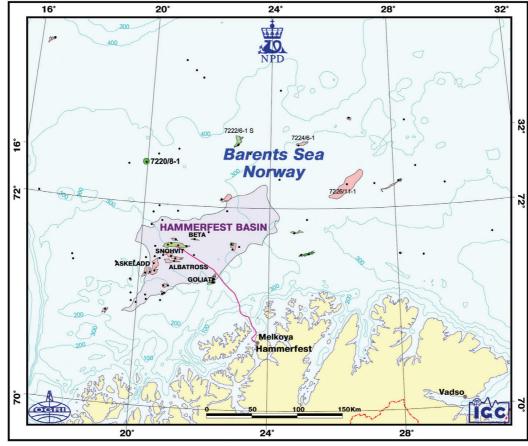


Рис.4
Буровая активность и нефтегазовые месторождения в юго-западной части Баренцева моря

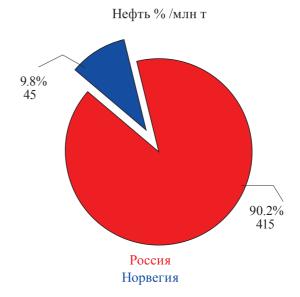
тории Баренцева моря подтвердился результатами 20-го раунда по шельфу Норвегии (апрель 2009 г.) — реализовано 9 новых участков, включая № 532, на котором расположена успешная скважина 7220/8-1. В 21-м лицензионном раунде (3.11.2010) поданы заявки от 37 компаний на 94 блока, в том числе 51 блок (54%) в Баренцевом море. В итоге конкурса 15.04.2011 были выданы лицензии на 12 объединенных участков (36 блоков) в Баренцевом море. В шести из них участвует компания Statoil.

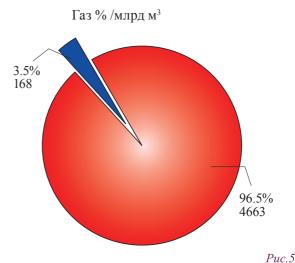
Всего на норвежской акватории Баренцева моря на 79 площадях (устьях) пробурено 88 поисково-разведочных скважин (70 поисковых) и сделано 30 открытий. С учетом последнего открытия (7220/8-1) успешность бурения составила 43%, однако значительная часть залежей не имеет коммерческих запасов, а часть считается спутниками Snohvit. Диапазон изменений глубин воды, на которых проводилось бурение, составил от 152 (7120/12-1) до 475 м (7321/7-1). Диапазон изменений глубин забоев скважин от уровня моря – от 1295 (7131/4-1) до 5200 м (7226/11-1). В последнем случае были вскрыты «додевонские» отложения.

По состоянию на конец 2010 г. общие начальные извлекаемые запасы оценивались NPD на уровне 230 млн м³ нефтяного эквивалента, включая газ 168 млрд м³ и нефть (жидкие УВ) около 45 млн т, а наиболее вероятные неоткрытые ресурсы — 1,2 млрд м³ нефтяного эквивалента, включая 722 млн м³ газа [11]. По запасам нефти и газа это примерно в 9 и 28 раз меньше, чем в российской акватории Баренцева моря (рис.5).

Успешность ГРР можно оценить по среднему приросту запасов на одну поисково-разведочную скважину. С учетом того, что в российском секторе пробурено 54 скважины, включая 8 не выполнивших геологическое задание (аварийные или остановленные по погодным условиям), прирост нефти и газа на одну из 46 скважин, выполнивших геологическое задание, составляет, соответственно, 9 млн т и 101.4 млрд м³. Из доступной информации о бурении в норвежском секторе следует, что при бурении 88 скважин авария была только на одной скважине. Таким образом, средний прирост нефти и газа на одну из 86 скважин (скважина 7220/8-1 не учтена) составляет 0,5 млн т и 2 млрд м³, что примерно в 18 и 53 раза меньше, чем в российском секторе.

В 2011 г. NPD планирует проведение сейсморазведки 2D на сумму около 17,8 млн долл. США (100 млн норвежских крон) в Баренцевом море и в районе атлантического острова Ян Майен (Yan Mayen). При этом будет изучена западная часть бывшей «Серой зоны».





Распределение запасов нефти и газа в российской и норвежской акваториях Баренцева моря

В 2012-2013 гг. NPD проведет конкурс по данной территории, в котором предполагается участие большинства крупных нефтяных компаний мира.

Палеозойское направление ГРР

о состоянию на 2010 г. в норвежской акватории 19 скважин вошли в палеозойские отложения, из них 8 – с целевым назначением. На карбонатной платформе Финнмарк (Finnmark Platform), расположенной в южной части норвежского сектора Баренцева моря, скважина 7128/6-1 вскрыла палеозойский комплекс на 900 м. В нескольких скважинах в породах перми и карбона были открыты некоммерческие залежи (7128/4-1 — нефть) или имелись нефтегазопроявления (7120/2-1, 7128/4-1). Несмотря на то, что мощность и литологический состав палеозойского комплекса в норвежской

акватории уступают российской, палеозойское направление ГРР считается одним из перспективных.

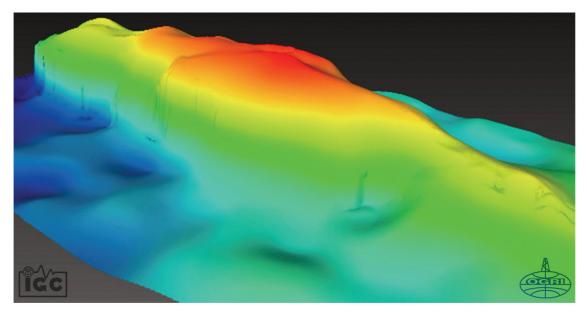
Открытие многочисленных залежей углеводородов в северной части Тимано-Печорской провинции в широком стратиграфическом интервале палеозоя от перми-карбона до силура-ордовика послужило серьезным обоснованием высоких перспектив поисковых исследований в данном комплексе отложений на ряде площадей Печорского и Баренцева морей. В итоге ГРР в Печорском море в палеозое открыты: Поморское (1985 г.), Северо-Гуляевское (1986 г.), Приразломное (1989 г.), Варандей-море (1995 г.), Медынское-море (1997 г.) и Долгинское (1998-1999 гг.) месторождения с преобладанием жидких углеводородов. Получены притоки нефти из палеозоя Песчаноозерского НГКМ на острове Колгуев, открытого в 1982 г. трестом «Ярославнефтегазразведка» (ныне ФГУП «НПЦ Недра»). Его основные залежи, сосредоточенные в нижнем триасе, разрабатываются с 1987 г. ФГУП «АМНГР». Кроме того, в 2001 г. в результате бурения АМНГР параметрической скважины Паханческая-1 (забой 4417 м) получены непромышленные притоки нефти из отложений верхней перми и нижнего силура, последнее значительно увеличило перспективы всего палеозойского комплекса.

Приразломное нефтяное месторождение расположено на валу Сорокина в 55 км от берега на глубине воды 17-22 м. Основная залежь открыта в кавернознопористых (11-19%) рифогенных отложениях нижней перми-карбона на глубине 2200-2500 м (рис.6). Югозападное крыло месторождения рассечено регио-

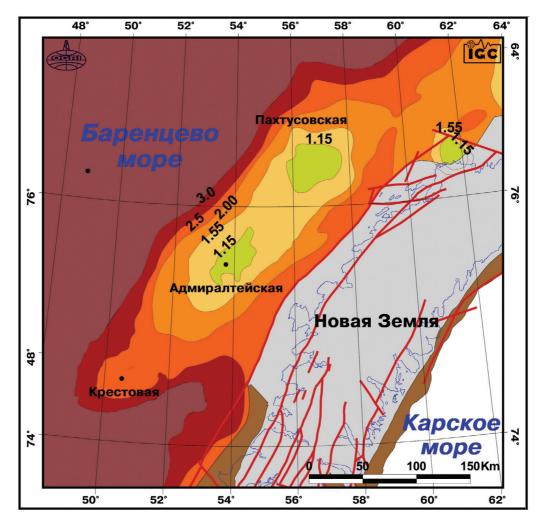
нальным и локальными разломами, что и послужило основанием для его названия. По данным сейсморазведки 2D и 3D ОАО «Севморнефтегеофизика» (СМНГ) размеры антиклинального поднятия достигают 20х5,5 км, а извлекаемые запасы нефти 72 млн т. Самая глубокая пятая скважина (4503 м) вскрыла отложения девона и показала возможность обнаружения дополнительных залежей углеводородов.

Кроме Печорского моря, представляется целесообразным проведение дополнительных исследований в бортовых частях Восточно-Баренцевской мегавпадины, в частности, в прибрежных зонах Архипелага Новая Земля. Здесь к высокоперспективным относятся крупные Адмиралтейское, Пахтусовское (рис.7) и другие поднятия, достаточно хорошо изученные сейсморазведкой МОГТ СМНГ [3, 4, 6, 7]. На этих поднятиях юрско-меловые отложения отсутствуют и палеозойские карбонаты (отражающий горизонт 1а) находятся на доступных бурению глубинах 2500-5500 м в «нефтяном окне» катагенеза органического вещества (ОВ), что показано на карте изореспленд (Ro) на рис. 7. Данный прогноз в скважине Крестовая-1 (забой 4071 м), вскрывшей пермские отложения на глубине 3888 м.

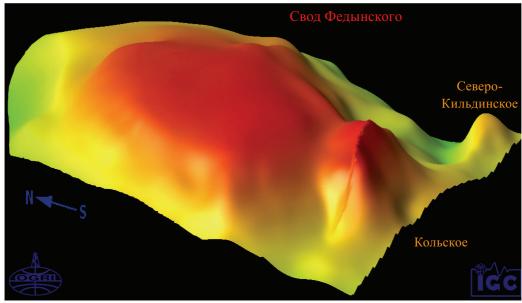
Бурение скважины Адмиралтейская-1 с забоем 3755 м в отложениях карбона не привело к открытию месторождения, но не дало и негативной информации о перспективах неиспытанного палеозойского комплекса. Обнаруженные в палеозое аномально-высокие пластовые давления (АВПД) с коэффициентами аномальности до 1,7 свидетель-



Puc.6
Приразломное месторождение. Кровля продуктивных отложений



 $Puc.\ 7$ Адмиралтейский вал: катагенез OB на уровне кровли палеозойских карбонатов



Puc. 8 Свод Федынского по кровле домеловых отложений



Puc. 9
Завод по переработке и сжижению газа месторождения Snohvit на острове Melkoya [www.norge.ru]

ствуют не только о наличии хороших покрышек в преимущественно глинистом триасе, но и о повышении перспективы нефтеносности нижележащих коллекторов, так как АВПД тормозят процесс термической деструкции жидких УВ [6].

Одним из самых больших и перспективных поднятий является гигантский свод Федынского площадью более 10 тыс. км², расположенный в южной части бывшей «Серой зоны» (рис. 8). Баренцево море в районе свода не замерзает, кроме того, он находится в два раза ближе к побережью Кольского полуострова, чем Штокмановское месторождение, что делает его одним из наиболее привлекательных объектов новых ГРР. В 1985 г. при испытании скважины Северо-Кильдинская-80 (забой 3326 м), расположенной на одном из локальных поднятий на юго-восточном крыле свода Федынского, в нижнетриасовых песчаниках на глубине 2440-2485 м была открыта залежь метанового (99,1 %) газа дебитом 369 тыс. м³/с (штуцер 22 мм). Судя по результатам ее бурения, в триасовых отложениях имеются хорошие глинистые покрышки, а в нижнетриасовых и палеозойских отложениях свода Федынского следует ожидать АВПД. Наличие АВПД повышает перспективы обнаружения крупных залежей газообразных и жидких УВ не только на данном своде, но и в пределах других объектов западного борта Южно-Баренцевской впадины. По данным сейсморазведки СМНГ 1979-1981 гг. (в том числе сети профилей 12х12 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.

Начало морской нефтегазодобычи

Вавгусте 2007 г. компания Statoil (оператор с долей 33,53%) начала первую добычу УВ в Баренцевом море на месторождении Snohvit в 145 км севернее г. Хаммерфест (не считая Песчаноозерское НГКМ на острове Колгуев). Коллекторами Snohvit являются нижне- и среднеюрские песчаники на глубине около 2300 м с газоносным и нефтяным интервалами до 124 и 14 м. Добыча смеси газа и конденсата осуществляется с помощью подводных комплексов, объединяющих 10 скважин. Многофазовая смесь УВ транспортируется по 143-км трубопроводу на небольшой остров Melkoya (1,5х0,8 км, площадь 0,93 км²) вблизи г. Хаммерфест (рис. 4 и 9) на котором налажено разделение фракций и производство сжиженного газа, вывозимого на рынок танкерами. Добыча

газа в 2009 и 2010 гг. составила соответственно около 4 и 5,8 млрд м³, а накопленная добыча на январь 2011 г. — около 11,8 млрд м³. При этом добыто свыше 2 млн т жидких УВ. Добываемый газ содержит 5-8% карбона диоксида (CO_2), выделяемого и транспортируемого назад по 153-км трубопроводу для закачивания в природный резервуар в одном из песчаных пластов. В 2014 г. планируется расширить объемы добычи подводного комплекса Snohvit за счет вовлечения в разработку его спутников Albatross и Askeladd.

Следующими в очереди добычных проектов являются российское нефтяное Приразломное ООО «Газпром нефть шельф» (2011 г.) и норвежское нефтегазовое Goliat (2013 г.), осваиваемое альянсом ENI Norge и Statoil.

Заключение

- 1. В процессе изучения и освоения норвежской и российской акваторий Баренцева моря наблюдается много общего. Основной этап интенсивных нефтегазопоисковых исследований относится к 1980-1994 гг. Плотность сейсмических исследований 2D и количество поисково-разведочных скважин соизмеримы. Однако в российской акватории открыты значительно более крупные по запасам месторождения, что объясняется многократно большими размерами Восточно-Баренцевского бассейна и лучшими условиями генерации УВ по сравнению с бассейном Хаммерфест и другими перспективными зонами норвежской акватории.
- 2. Перспективы открытия крупных залежей нефти и газа связаны с недоизученными сейсморазведкой и бурением мезозойским (особенно триасовым) и палеозойским терригенно-карбонатными комплексами. Для их изучения в российской акватории рекомендуется отработка региональной сети сейсмических профилей с длиной сейсмокосы 9-12 км [2], проходящих через скважины, с последующим комплексным анализом всех имеющихся материалов и бассейновым моделированием, выполняемыми независимыми специалистами ряда организаций, включая РАН.
- 3. После раздела спорной территории в Баренцевом море необходимо ускорить проведение сейсморазведки 2D в российской части и лицензирование наиболее перспективных поднятий (особенно свода Федынского), так как первооткрыватель трансграничных месторождений будет иметь некоторые преференции, вытекающие из Договора от 15.09.2010. Целесообразно проведение совместных работ геология не знает границ.

Автор выражает глубокую признательность руководству ОАО СМНГ за долгие годы сотрудничества, руководству и сотрудникам NPD, сделавшим доступными для исследований многие материалы по норвежской акватории Баренцева моря.

Литература

- 1. Договор между Российской Федерацией и Королевством Норвегия о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане. Подписан 15.09.2010.
- 2. Богоявленский В.И. Необходимость нового этапа сейсморазведочных исследований на шельфе России // Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, ГНЦ ФГУГП «Южморгеология». 2010. С.9-12.
- 3. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и российский геофизический флот: состояние и перспективы// Морской сборник. 2010, № 9. С.53-62.
- 4. Гаврилов В.П., Федоровский Ю.Ф., Тронов Ю.А. и др. Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. М.: Недра, 1993.
- 5. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И. и др. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. Минеральные ресурсы российского шельфа //Спецвыпуск журнала Минеральные ресурсы России; экономика и управление. М.: 2006. С.14-71.
- Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И.
 Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России //
 Арктика: экология, экономика. 2011, №1. С.26-37.
- 7. Маловицкий Я.П., Мартиросян В.Н., Федоровский Ю.Ф. Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность дна Баренцева и Печорского морей// Разведка и охрана недр. 1998. Вып. 4-5. С.8-12.
- 8. Geology and Petroleum Resources in the Barents Sea. NPD, 1996.
- 9. Geological history of the Barents and Kara seas. Editors Morten Smelror e. a. Geological Survey of Norway, 2009.
- 10. Offshore Norway 2000. The Norwegian Petroleum Directorate Annual Report. 2001.
- 11. Facts. The Norwegian Petroleum Sector 2010. NPD, 2010.