

## Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России

*Н.П. Лаверов, академик*

*А.Н. Дмитриевский, академик*

*Российская Академия Наук*

*В.И. Богоявленский, доктор технических наук*

*Институт проблем нефти и газа РАН*

Рост мировой потребности в углеводородном сырье и истощение его запасов на суше активизировали поисково-разведочные работы в акваториях морей и океанов, приведшие к существенному росту морской нефтегазодобычи. В 2008–2009 годах доли морской нефти и газа от мирового объема добычи составили, соответственно, 34% и 25%. Россия обладает около 21% шельфа Мирового океана (свыше 6.2 млн км<sup>2</sup>), 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 у.т., из которых газовая составляющая достигает 80% [7, 8, 9]. Россия владеет важнейшим в планетарном масштабе резервом углеводородного сырья (около 20–25% мировых ресурсов), однако существенно опаздывает с его освоением. Россия долгие годы является одним из лидеров по производству и экспорту нефти и газа, поэтому задержку с освоением месторождений арктического шельфа можно расценивать позитивно, так как она позволяет сохранить крупные запасы УВ для будущих поколений в качестве государственного резерва.

В настоящее время в России ведется добыча нефти и газа на шельфе трех морей на шести месторождениях: Кравцовское в Балтийском море (шельф Калининградской области), Ю.Корчагина в Каспийском море, Чайво-море, Одопту-море, Лунское и Пильтун-Астохское в Охотском море (шельф Сахалина). Добыча нефти и газа на шельфе вносит значительный вклад в индустриальное развитие регионов, что видно на *рис.1 и 2*. В частности, благодаря проектам Сахалин-1 и Сахалин-2 добыча нефти и газа на Дальнем Востоке (суша и шельф Сахалина) увеличилась за последнее десятилетие в 10 раз, достигнув в 2009 г., соответственно, 15.4 млн т и 19.2 млрд м<sup>3</sup>.

На акваториях Каспийского и Охотского морей существует ледовая угроза нефтегазопромыслам с сопутствующей инфраструктурой, и поэтому приобретаемый на них опыт важен для будущего освоения арктического шельфа. Технологической особенностью освоения месторождений в Балтийском и Каспийском морях является то, что добычные платформы ОАО «Лукойл» построены на отечественных предприятиях с использованием современных технологий, обеспечивающих нулевой сброс промышленных отходов в море. То же можно сказать и о построенном ОАО «Лукойл»

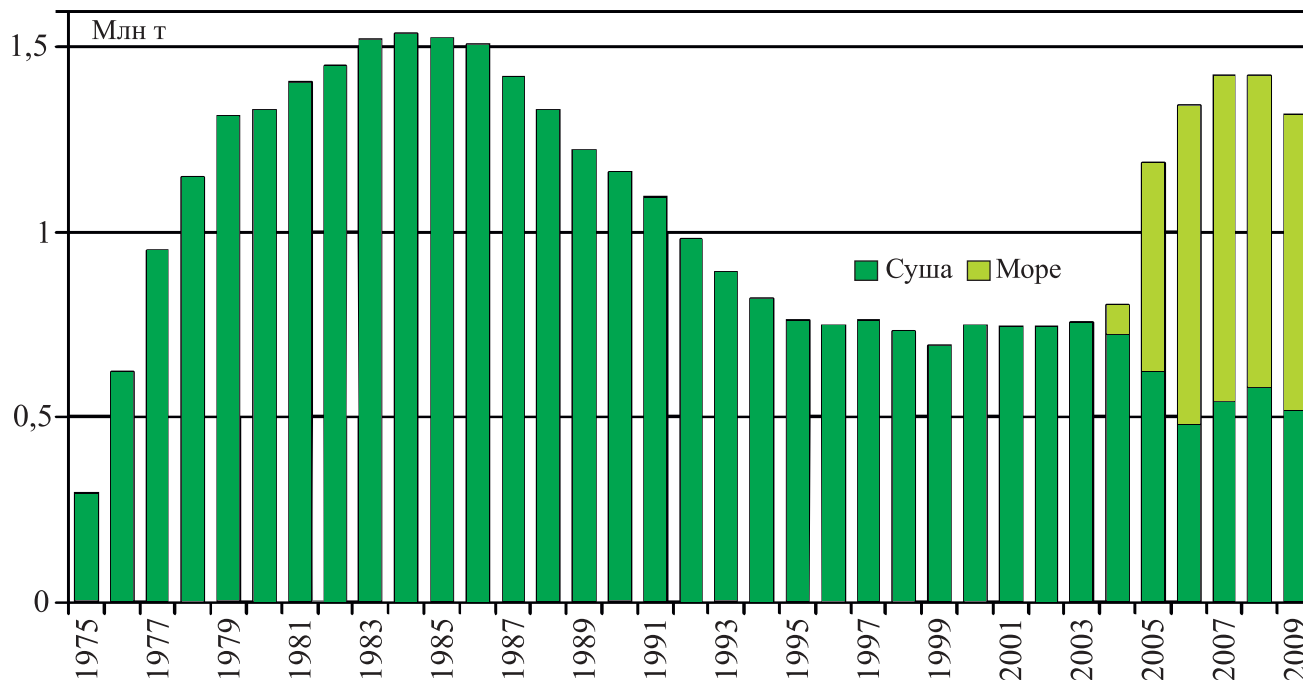


Рис. 1  
Добыча нефти  
на суше и шельфе  
Калининградской области

в 2008 г. стационарном морском ледостойком нефтяном терминале «Варандей» на шельфе Печорского моря, удаленном на 22 км от берега и работающем круглогодично с пропускной способностью до 12 млн т в год. Значительный объем работ по строительству морских нефтегазодобывающих платформ по проекту Сахалин-2 выполнен в Приморском крае в порту Восточный. Практически завершено строительство морской стационарной ледостойкой платформы ОАО «Газпром» для освоения Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море.

Несмотря на опыт, накопленный российскими компаниями при работах на акваториях, представляется крайне важным проанализировать опыт ведущих зарубежных компаний при освоении нефтегазовых ресурсов Мирового океана, включая арктические регионы США (Аляска), Канады и Норвегии. О необходимости этих исследований свидетельствуют как достигнутые успехи, так и аварии, часть которых имели катастрофические последствия, несмотря на большой опыт компаний-операторов. В качестве одного из примеров можно привести катастрофу 20 мая 2010 г. при бурении скважины с платформы Deepwater Horizon на глубоководном (1522 м) месторождении Macondo на Блоке 252 в каньоне реки Миссисипи в Мексиканском заливе (оператор – BP). Случись подобная катастрофа в арктических широтах последствия были бы несравнимо более трагичными и глобальными. Поэтому существующая задержка в

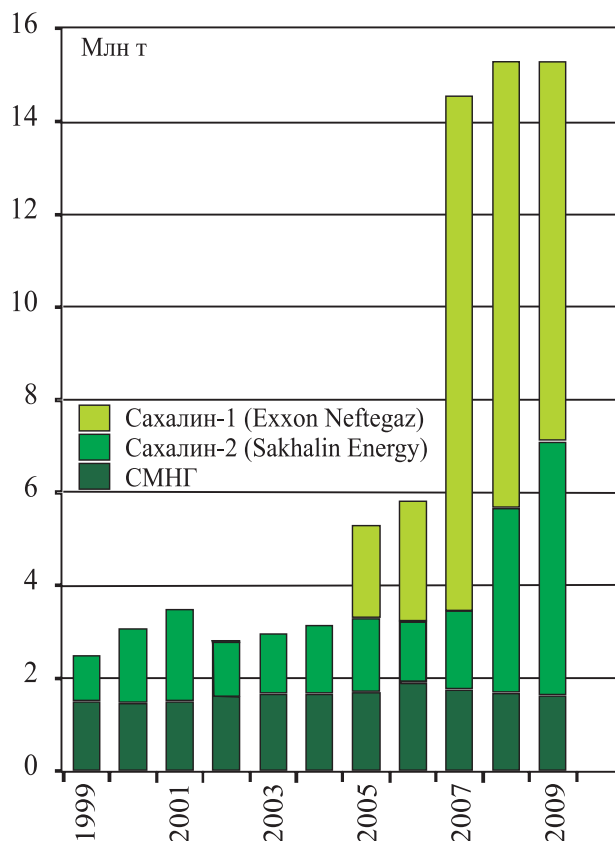


Рис. 2  
Добыча нефти  
на суше и шельфе  
Сахалина

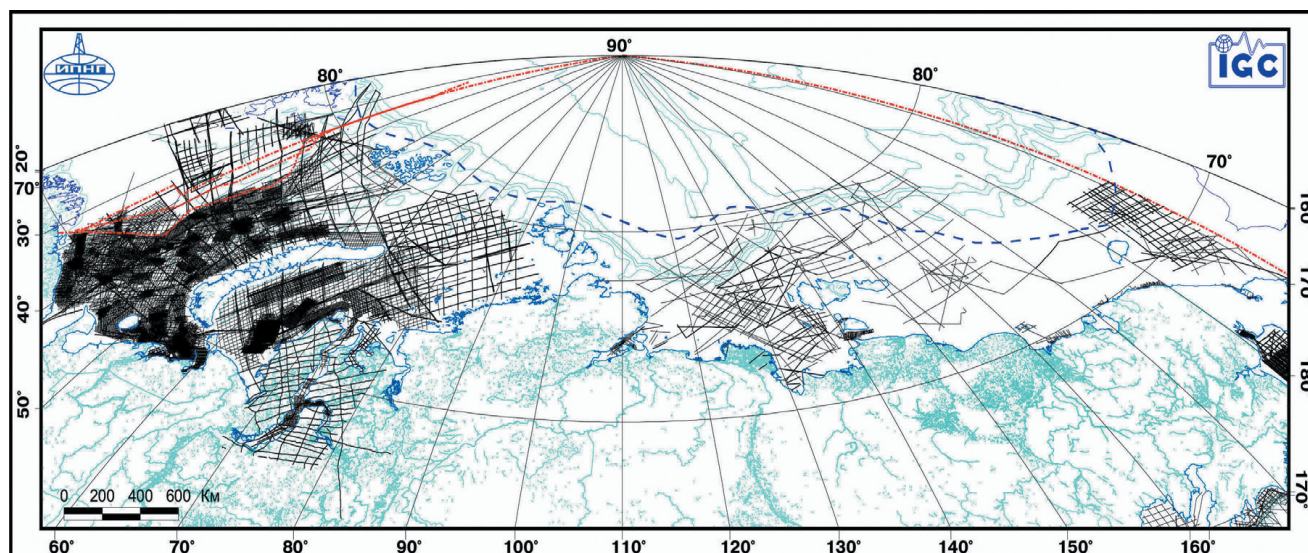


Рис. 3  
Изученность морей Арктики  
сейсморазведкой МОГТ

освоении северного шельфа России имеет дополнительное позитивное значение, так как она дает возможность выбрать наиболее рациональные, самые современные инновационные подходы к освоению нефтегазовых ресурсов Арктики, что позволит избежать повторения ошибок других компаний, уменьшить вредное воздействие нефтепромыслов на окружающую среду и при этом увеличить объемы извлекаемых углеводородов.

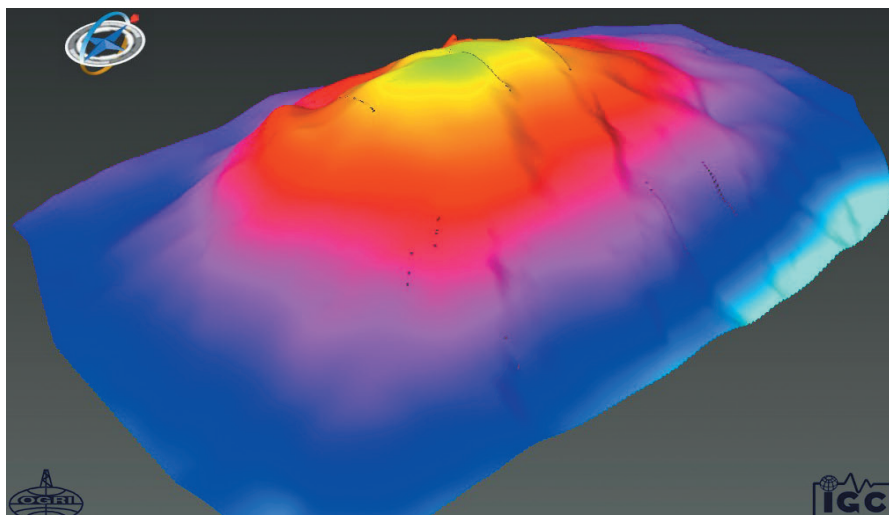
Более 30 лет назад было принято стратегически важное решение о необходимости изучения и освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа с очевидным предпочтением региону шельфа Западной Арктики (Баренцево, Печорское и Карское моря). Приоритет данного региона основан на его географических особенностях и высоких перспективах нефтегазоносности по аналогии с достаточно хорошо изученными к тому времени Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносными провинциями (НГП). В кратчайшие сроки в 80-х годах был построен мощный флот геофизических и буровых судов. На шельфе Западной Арктики были сконцентрированы основные объемы работ: 93,3 % сейсморазведки МОГТ (434 тыс. пог. км по состоянию на 2000 г.), 100% морского глубокого бурения (рис. 3 и 4). Дополнительные исследования проводились на окружающей Баренцево море островной суше при бурении глубоких скважин на архипелагах Шпицберген (Груммантская 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 строении региона и перспективах его нефтегазонос-

ности – во многих скважинах обнаружены нефтегазопоявления, а на островах Колгуев и Белый открыты нефтегазовые месторождения.

В результате проведенных сейсмических исследований и бурения 58 скважин (ФГУП «Арктикморнефтегазразведка») в морях Западной Арктики до 2000 г. открыто 16 месторождений, включая уникальные газоконденсатные Штокмановское (1988), Русановское (1989) и Ленинградское (1990) с суммарными запасами и ресурсами газа около 10 трлн м<sup>3</sup>. Отметим, что повсеместно называемое Штокмановское месторождение правильнее называть Штокманским, так как оно 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».

Наиболее хорошо изученными и первоочередными объектами освоения на шельфе Западной Арктики являются Приразломное нефтяное месторождение и уникальное по запасам Штокмановское газоконденсатное месторождение (3,8 трлн м<sup>3</sup> газа, рис. 4), расположенные, соответственно, в Печорском и Баренцевом морях. Несмотря на то, что они были открыты, как и большинство других месторождений Западной Арктики, более 20 лет назад (1988 и 1989 годы), сроки начала их разработки неоднократно откладывались. Основными причинами задержек являются значительно более сложные климатические условия Арктики по сравнению с другими акваториями России, недостаток опыта освоения морских месторождений в северных широтах, экономические кризисы с резкими колебаниями цен на углеводородное сырье и наличие значительного резерва привлекательных месторождений на суше ОАО «Газпром». В последнее время подготовка Штокмановского место-

Рис. 4  
Штокмановское месторождение.  
Кровля газоносных  
отложений Ю<sub>0</sub>



рождения к разработке активизировалась международным альянсом Газпром-Total-StatoilHydro.

20-летний этап активных работ в Арктике завершился открытием Баренцево-Карской НГП. В 1996 г. ведущие ученые и специалисты, включая академика И.С.Грамберга и профессора Я.П.Маловицкого, были удостоены Государственной премии за научное обоснование и открытие крупной базы нефтегазовой промышленности на шельфе Западной Арктики.

Известные политические и экономические кризисные события начала 90-х годов практически полностью остановили государственное участие в освоении Арктики.

На рис.5 приведена информация об объемах бурения на акваториях Баренцева (с Печорским) и Карского морей в 1981–2010 годах, включая скважины ООО «Газфлот» (ОАО «Газпром») на Варандейской площади (1995–1996 гг.), в Обской и Тазовской губах

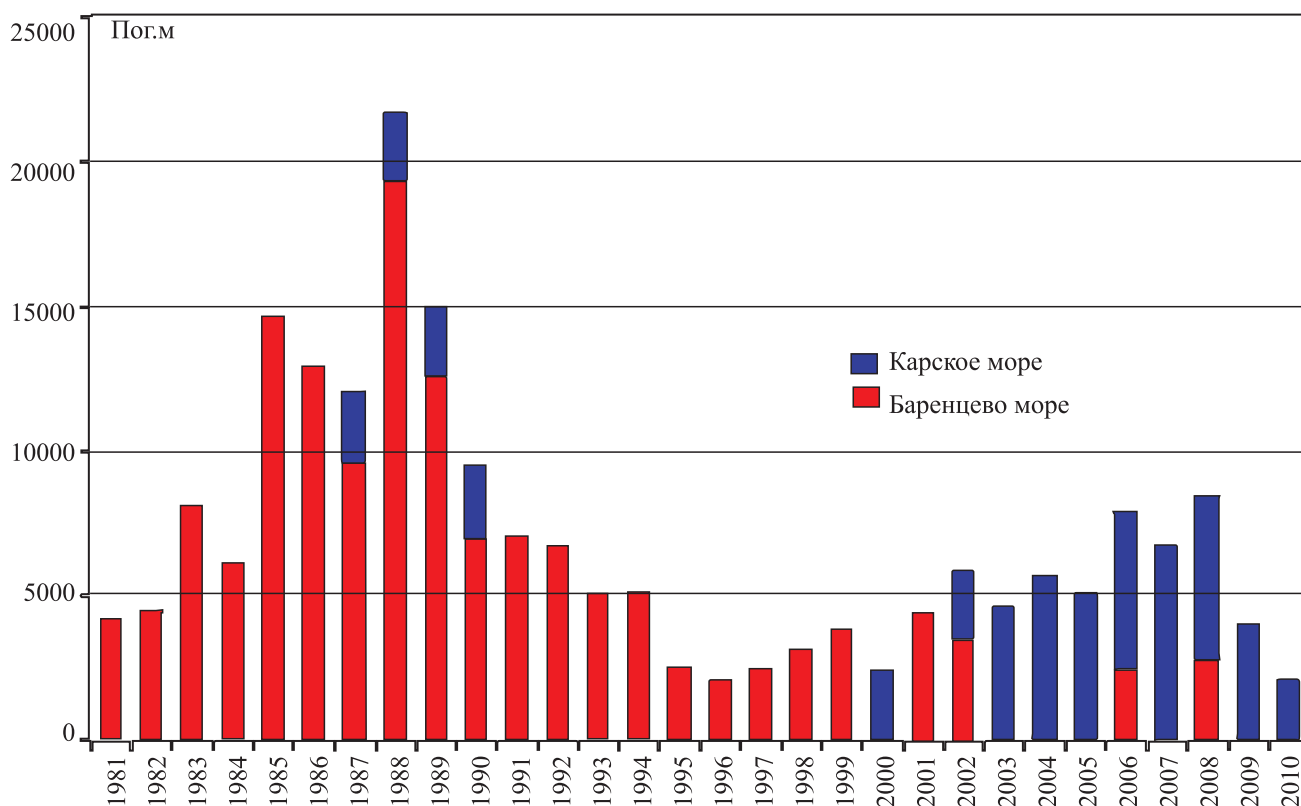


Рис. 5  
Объемы бурения  
на акваториях Баренцева  
и Карского морей

(2000–2010 гг.). Именно благодаря работам ООО «Газфлот» начиная с 1997 г. наблюдается позитивный тренд суммарной буровой активности на акваториях Западной Арктики, являющейся результатом стратегии компании ОАО «Газпром». Снижение объемов бурения в 2009–2010 годах обусловлено, главным образом, завершением плановых исследований лицензионных участков.

В последнее десятилетие в Обской и Тазовской губах ООО «Газфлот» выполнил значительный объем сейсморазведки 2D–3D и пробурил 27 скважин, отмеченных на рис. 5 к акватории Карского моря [16, 20]. В результате этого открыто 4 газовых и газоконденсатных месторождения (Каменномыское-море, Северо-Каменномыское, Обское и Чугорьяхинское) и доказана газоносность морских продолжений трех месторождений (Семаковское, Антипаютинское и Тота-Яхинское), что обеспечило прирост запасов газа более 1.2 трлн м<sup>3</sup>. При этом была достигнута значительно более высокая эффективность геологоразведочных работ (ГРП) на акватории по сравнению с прилегающей сушей – стоимость прироста 1 т у.т. запасов составила всего 4.3 рубля [19]. Перечисленные месторождения расположены вблизи хорошо развитой инфраструктуры Ямбургского, Уренгойского и других месторождений, что значительно снизит затраты на организацию газодобычи на акватории.

Особо важным представляется освоение Харасавэйского и Крузенштернского месторождений (рис. 6), расположенных на западном побережье полуострова Ямал (суша-море) вблизи Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения, на котором планируется начало добычи газа в 2012 г. (пико-

вая добыча 115–140 млрд м<sup>3</sup> в год). Данные три месторождения обладают запасами и ресурсами газа, превышающими 10 трлн м<sup>3</sup>, при этом их нижние структурные этажи еще недостаточно изучены, также как и во всем Южно-Карском регионе. В ближайшее время в дополнение к недавно полученным и уже активно изучаемым лицензионным участкам ОАО «Газпром» планирует получить новые участки вблизи побережья полуостровов Ямал и Гыдан, целесообразность чего не вызывает сомнений.

Вместе с тем, несмотря на большой успех ГРП ОАО «Газпром», мы вынуждены отметить, что число поисково-разведочных скважин, бурящихся ежегодно на шельфе Норвегии (56 в 2008 г. и 65 в 2009 г.) в 10–30 раз выше, чем в последние годы на арктическом шельфе России. Еще более контрастная картина получается при сравнении суммарных объемов буровых работ (пог.м), так как большинство скважин в Обской и Тазовской губах были ориентированы на вскрытие сеноманских залежей на незначительных глубинах 1000–1200 м.

Сказанное выше является наглядным примером прагматичности (в положительном смысле этого слова) стратегического подхода ОАО «Газпром» при освоении ресурсов УВ шельфа Арктики. Трудно и, наверное, неправильно ожидать и требовать от коммерческих структур (даже с большой долей государственного капитала) вложений огромных финансовых средств в региональные ГРП на удаленных шельфовых территориях Арктики и в изучение глубоких горизонтов, освоение которых начнется через десятки лет. Очевидно, что такие исследования целесообразно по-прежнему организовывать и, в значительной степени, финансировать государством. При этом работа

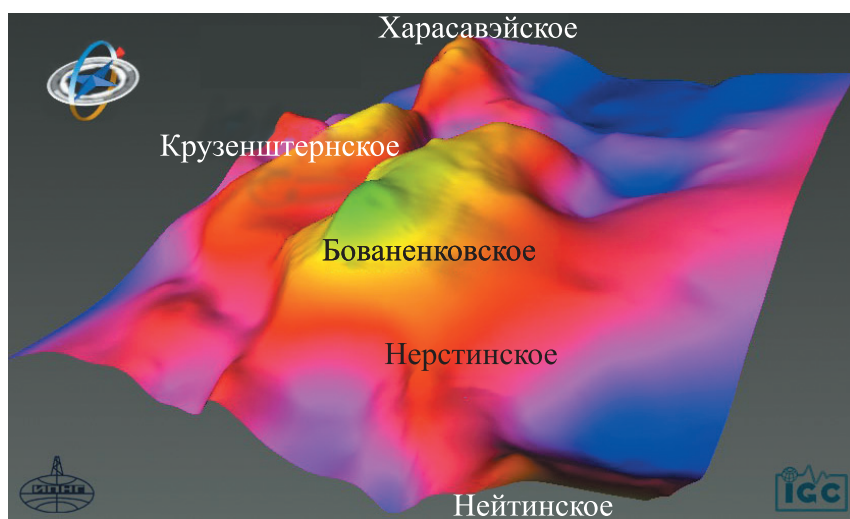


Рис. 6  
Кровля газоносных отложений сеномана  
Бованенковского,  
Крузенштернского  
и Харасавэйского месторождений

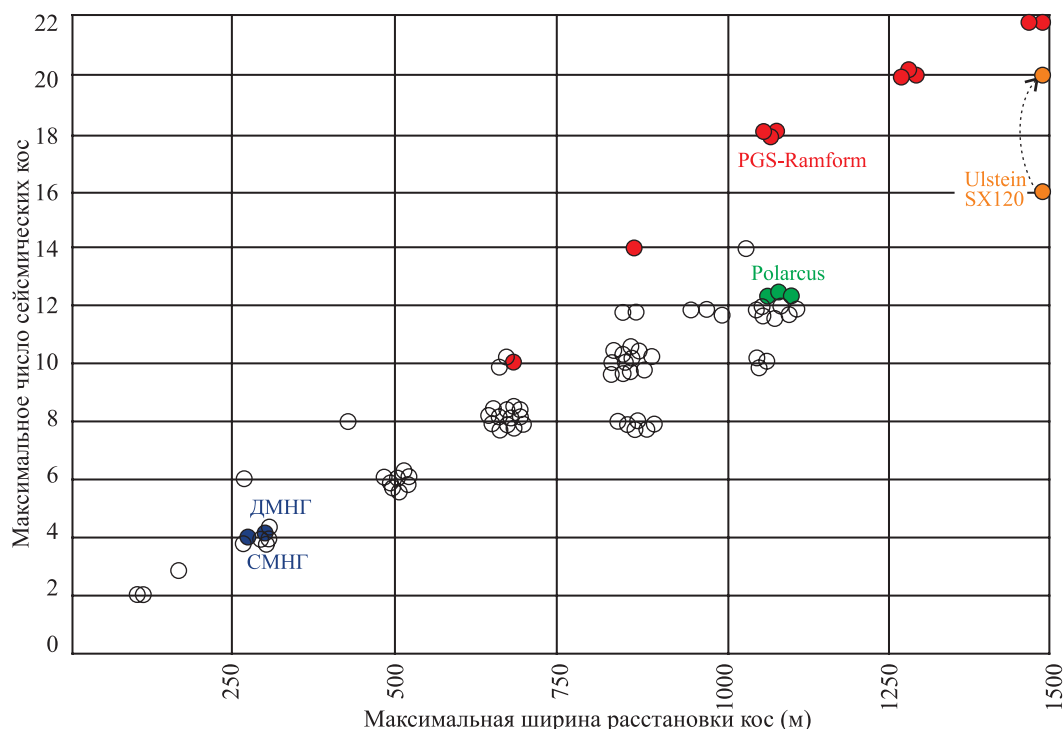


Рис. 7  
Характеристики мирового флота сейсморазведочных судов 3D

по выбору первоочередных регионов и объектов, а также контроль качества проведения ГРП, должны сопровождаться независимой экспертизой, которую может обеспечить РАН.

Представляется целесообразным создание консорциумов из заинтересованных ведущих российских и зарубежных компаний, обладающих опытом работ на акваториях северных морей, инициированное государством для уменьшения его финансовых расходов на ГРП. Кроме того, российские геофизические предприятия могут выполнять значительный объем сейсмических исследований, финансируемых из внебюджетных средств по так называемой мультиклиентной съемке с реализацией материалов нескольким заинтересованным заказчикам. Данный подход к исследованиям 2D–3D широко распространен за рубежом, успешно применялся в России, однако в настоящее время лишен законодательной базы, что однозначно не способствует активизации изучения и освоения отечественного шельфа. Отметим, что серьезным недостатком мультиклиентных съемок является то, что получаемые материалы являются коммерческими и практически недоступны для геологического анализа специалистам из государственных учреждений, включая институты РАН.

На основе данных ГРП на шельфе Западной Арктики прогнозируется около 75% ресурсов всех акваторий РФ и 86% ресурсов северных морей [8]. В значительной степени это зависит от региональных гео-



Рис. 8  
Судно Oceanic Vega проекта Ulstein SX120

логических особенностей, большой площади данных акваторий (суммарно около 50% арктического шельфа РФ) и относительно лучшей геолого-геофизической изученности. Огромное различие северных акваторий в уровне изученности позволяет ожидать существенные изменения, как в суммарных ресурсах УВ, так и в их долевом распределении по акваториям. По состоянию на 2009 г. средняя плотность сейсмической изученности Баренцева и Печорского морей составила 0.41 км/км<sup>2</sup>, Карского – 0.13, Лаптевых – 0.04, Восточно-Сибирского – 0.01, Чукотского – 0.04 (рис. 3).

Наименее изученной является акватория Восточно-Сибирского моря. Можно говорить, что



Рис. 9  
Суда 3D  
«Академик Немчинов» (СМНГ)  
и «Ориент Эксплорер» (ДМНГ)

здесь в 2010 г. только начинаются планомерные региональные исследования МОГТ (ОАО ДМНГ), финансируемые из госбюджета. Плотность изученности сейсморазведкой данной акватории в 12–40 раз ниже, чем морей Западной Арктики и в 60–140 раз ниже, чем акваторий южных морей и Балтийского сектора, прилегающего к Калининградской области.

Плотности сейсмической изученности северных акваторий России меньше на один-два порядка, чем в большинстве морских нефтегазоносных бассейнов мира. Значительное отставание в изученности Российской Арктики объясняется рядом объективных и субъективных причин, среди которых основными являются: недостатки в стратегии освоения, несовершенство законодательства, ограниченное финансирование из госбюджета и из средств недропользователей, сложные ледовые условия на большей части акватории за исключением западной части Баренцева моря. Последнее порождает сезонный характер работы – в основном 2–5 месяцев.

Наряду с континентальным шельфом Северного Ледовитого океана нефтегазоперспективны и его глубоководные континентальные склоны. Однако наличие покрова многолетних льдов значительно уменьшает объем углеводородов, доступных для разведки и добычи традиционными техническими средствами. 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 4.4–5 млн км<sup>2</sup>). При этом большая дополнительная территория арктических морей стала открытой для проведения сейсморазведки в летне-осенний сезон (рис. 3).

Существенным недостатком имеющихся сейсмических данных по шельфу РФ является то, что их основная часть (более 70%) получена с сейсмическими косами малой длины (в основном 2–3 км) по систе-

мам наблюдений низкой кратности (6–48, в основном 12–24). Эти данные сыграли огромную роль в картировании сотен перспективных объектов и в открытии Баренцево-Карской НГП с 16 месторождениями УВ. Однако перспективы нефтегазоносности глубоководных осадочных комплексов, в которых в разной степени уверенности и детальности выявлен ряд крупных объектов, оказались недоизученными. Средняя глубина скважин в Западной Арктике составила 2940 м (с учетом аварийных и ликвидированных без решения геологической задачи). При этом в мировой практике ведется целенаправленный успешный поиск месторождений нефти и газа на больших глубинах, включая зоны высоких давлений и температур (НРНТ). В 2009 г. в Мексиканском заливе было открыто крупное месторождение нефти Tiber на рекордной глубине свыше 10 км.

В последние годы произошла серьезная модернизация мировой геофизической индустрии, включая сейсморазведку 2D–4D–4C. Для увеличения глубинности и точности сейсмических исследований 2D стали повсеместно применяться длинные сейсмические косы (9–12 км), увеличенная кратность систем наблюдений (100–200) и длина записи (10–18 сек). Региональные полевые исследования BasinSpan, проводимые при максимальных перечисленных выше параметрах, дают качественно новую информацию о строении всей осадочной толщи и фундамента. Специально для исследований арктического шельфа в районах со сложным ледовым режимом, включая сплошной однолетний и смешанный лед толщиной около 1 м, разработаны и успешно опробованы в производственных режимах в 2009–2010 годах инновационные технологические средства, позволяющие заглублять сейсмические косы и пневматические источники на безопасную глубину ниже льда (компании ION, Fugro). Необходимо отметить, что первые опытные работы в данном направлении про-

водились в Западной Арктике более 20 лет назад силами НИИМоргеофизика ВМНПО «Союзморгео» (А.А.Гагелганц и др.).

Для повышения эффективности и разрешающей способности сейсморазведки 3D за рубежом применяются сложные одно- и многосудовые технологии, расширяющие азимут наблюдений (MAZ, WAZ, RAZ, FAZ), и многокомпонентные исследования с донными автономными и кабельными приемными устройствами 3D-4D, включая 4-компонентные (4C). На рис. 7 приведено графическое отображение характеристик забортного регистрирующего оборудования (сейсмические косы) мирового флота сейсморазведочных судов 3D, подготовленное на основе официальных данных компаний PGS, Western Geco, CGG Veritas, Polarcus и др. Летом 2010 г. спущено на воду новое судно ледового класса Oceanic Vega (рис. 8), построенное компанией Ulstein по проекту SX120 (арендовано CGG Veritas) и имеющее класс «Clean Design» DNV за счет пониженного вредного воздействия на окружающую среду благодаря применению более чистого топлива и уменьшению выбросов в атмосферу. На данном этапе оно оснащено 16 твердотельными сейсмокосами Sercel Sentinel, хотя способно увеличить их число до 20. В 2011 г. будет спущено на воду второе судно данного проекта.

В настоящее время для выполнения сейсморазведки в арктических морях России в четырех российских предприятиях имеется 12 судов, оснащенных современными сейсмическими комплексами зарубежного производства, 9 из которых имеют сейсмические косы длиной 8–12 км (ОАО СМНГ – 4, ДМНГ – 3, МАГЭ – 2). Основные характеристики бортового

и забортного оборудования данных судов даны в работе [3]. Несмотря на почтенный возраст этих судов (20–25 лет) все они неоднократно модернизировались, что позволяет им побеждать в международных конкурсах и быть востребованными в ближайшие годы. Необходимо отметить, что на западе даже самые передовые геофизические компании продолжают использовать суда, построенные раньше российских. Например, в компании PGS для сейсморазведки 3D используются не только современные суда типа Ramform, способные нести от 10 до 22 сеймокос (рис. 7), но и модернизированные суда 1979–1987 годов постройки (Ocean Explorer, Pacific Explorer, Falcon Explorer, Nordic Explorer, Atlantic Explorer), несущие от 2 до 6 кос.

В России имеется два глубоководных судна (СМНГ и ДМНГ), способных проводить сейсморазведку 3D с 4 косами длиной 6000 м (рис. 7 и 9), что существенно меньше, чем на передовых западных судах. Однако на данном этапе объем глубоководной сейсморазведки 3D в Арктике крайне ограничен территориально и в объемах – работы проводились только в Баренцевом и Печорском морях (4720 км<sup>2</sup> за 15 лет), и на Обско-Газовском мелководье (более 3 тыс. км<sup>2</sup>). Для сравнения отметим, что в Охотском море за 13 лет отработано свыше 20 тыс. км<sup>2</sup>. Очевидно, что в случае серьезной активизации лицензионной политики МПР РФ на шельфе у недропользователей возникнет потребность расширения объемов работ 3D. Данная задача может быть успешно решена российскими геофизическими компаниями путем строительства, приобретения или аренды одного-двух более мощных судов 3D. Последние два решения, по нашему мнению, являются предпочтительными.

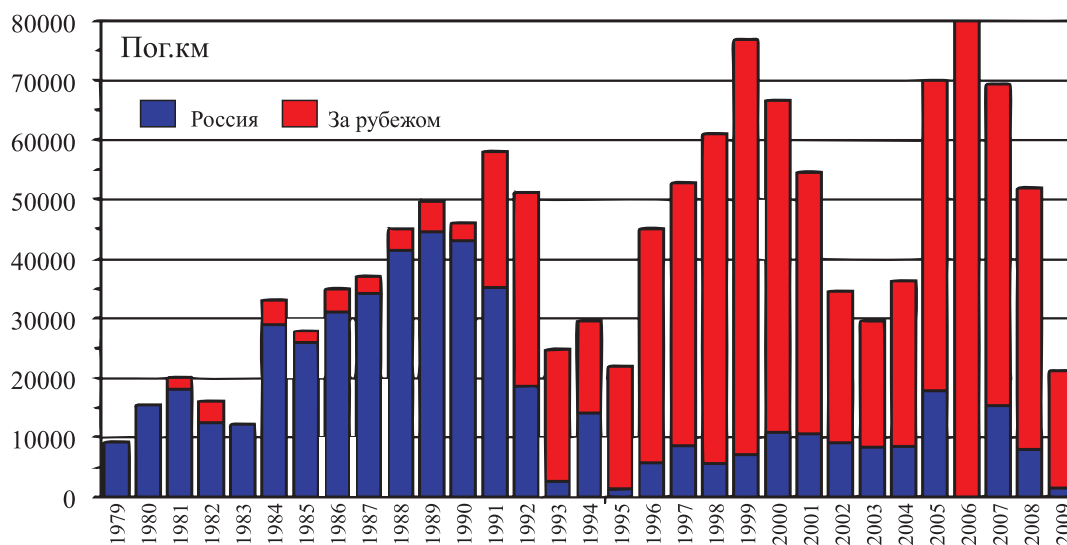


Рис. 10  
Годовые  
объемы работ МОГТ 2D  
ОАО «Севморнефтегеофизика»



К работам на мелководье и в транзитных зонах готовы специализированные сейсмопартии пяти российских предприятий (ФГУНП «Севморгео», ГУГП ГНЦ «Южморгеология», ЗАО «СМНГ-Центр», ООО «ПГС-Хазар», ООО «Донгеофизика»), оснащенные современным оборудованием западного (первые три предприятия) и отечественного (ООО «СИ Технолоджи», [12]) производства.

Таким образом, готовность российского флота к масштабным работам в Арктике в настоящее время и в ближайшие несколько лет во всем диапазоне глубин моря не вызывает сомнений. При этом с учетом ограниченного сезона на шельфе Арктики ежегодно может выполняться до 80–100 тыс. пог. км региональной, поисковой и детализационной сейсморазведки 2D. Такие объемы работ обеспечат за 3–5 лет качественно новый уровень в изученности российского шельфа в широком диапазоне глубин и значительно расширят «плацдарм» для активизации освоения ресурсов северных морей. Основная проблема заключается в крайне ограниченных объемах работ, организуемых государством и недропользователями, что вынуждает руководство российских геофизических предприятий искать работу за рубежом (*рис.10*).

С сожалением вынуждены отметить, что сохранившиеся суда Российской академии наук не имеют современного оборудования для проведения сейсморазведки МОГТ не только в Арктике, но и в других морях России. ГИН РАН проводит в последние годы в Западной Арктике работы НСП (непрерывное сейсмическое профилирование), позволяющие получать важную информацию о строении мезокайнозойских отложений верхней части разреза, но, являясь простейшим одноканальным вариантом сейсморазведки МОВ, малоинформативны для глубинных исследований на нефть и газ. Отметим, что при наличии финансирования несколько судов РАН могут быть модернизированы в короткие сроки для полноценной сейсморазведки МОГТ 2D.

В России имеются все возможности для создания отечественных комплексов сейсмомониторинга 4С, в том числе на оптоволоконной базе, что имеет большое значение для нефтегазовой отрасли. При этом понимается, что многоканальные регистрирующие устройства будут стационарными на все время эксплуатации месторождения, что уже применяется за рубежом. Кроме того, стационарные регистрирующие комплексы позволяют осуществлять запись микросейсм в процессе разработки месторождений и сейсмологический мониторинг на региональном и локальном уровнях. Представляется важным зафиксировать законодательным путем необходимость включения в лицензионные соглашения обязательное применение технологий 4D–4С на уникальных и крупных месторождениях шельфа, первыми из которых планируются

Штокмановское и Приразломное месторождения в Баренцевом море, Каменномысское-море и Северо-Каменномысское в Обской губе, Харасавэйское и Крузенштернское в прибрежной зоне полуострова Ямал.

Сейсмологический анализ процесса разработки месторождений УВ может дать важную информацию о происходящих техногенных деформационных процессах осадочных пород, следствием которых являются проседания дна и землетрясения с возможными серьезными локальными экологическими последствиями. Такие негативные процессы длительное время наблюдаются на ряде сухопутных и морских месторождений (Wilmington, Ekofisk, Valhall и др.). Сейсмологические исследования на морских месторождениях рекомендованы Морской коллегией при Правительстве РФ (октябрь 2005 г.) и могут выполняться донными сейсмологическими станциями, разработанными в ИО РАН. Первые три 4С донные станции установлены в июне 2010 г. в Каспийском море на месторождении им.Ю.Корчагина ОАО «Лукойл».

На ряде объектов трех акваторий Западной Арктики прошли успешные испытания новые технологии изучения анизотропных свойств среды с использованием сейсмических волн разного типа при кольцевом сейсмопрофилировании [1]. Анизотропия физических характеристик геологической среды может быть обусловлена пространственной упорядоченностью микрочастиц, слоистостью и трещиноватостью. Последний фактор оказывает наиболее сильное воздействие на свойства пластов, включая резервуары и покрышки. В ходе полевых экспериментов в сочетании с математическим и физическим моделированием доказано, что изучение кинематических и динамических характеристик распространения сейсмических волн позволяет прогнозировать пространственную ориентацию упорядоченных систем трещиноватости различных комплексов пород. Результаты изучения анизотропных свойств среды имеют большое значение для определения оптимальных направлений вскрытия пластов-коллекторов, оптимизации размещения эксплуатационных и водонагнетательных скважин и выбора направлений бурения наклонных и горизонтальных скважин [1].

При выборе первоочередных районов поисковых работ необходимо определение наиболее перспективных территорий не только с позиций нефтегазоносности, но и с учетом всех факторов, влияющих на целесообразность освоения обнаруженных объектов (географические, горно-геологические, экономические, экологические, геополитические). Освоение нефтегазовых ресурсов шельфа Арктики осложняется многими природными явлениями, основные из которых связаны с низкими температурами окружающей среды: ледовая обстановка, айсберги,

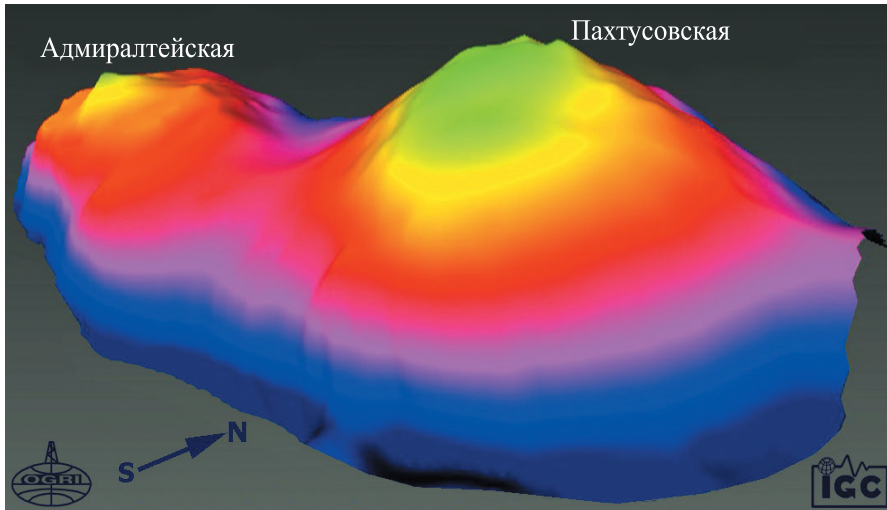


Рис. 11

Адмиралтейский вал.  
Кровля палеозойских карбонатов

палеомерзлота на суше и в донных отложениях на море, отрицательные температуры водной толщи вблизи дна, скопления газов в придонных отложениях, сипы и газогидраты. В частности, в районе Штокмановского месторождения температуры придонных вод ниже  $-1^{\circ}\text{C}$ , что формирует условия образования газогидратов и осложняет процесс освоения залежей традиционных УВ [10]. Здесь же встречались айсберги массой до 3–4 млн т, движущиеся со скоростями 1–4 км/час [5].

При строительстве нефтегазопромыслов и их инфраструктуры возникают проблемы, связанные со слабыми донными грунтами, сложным рельефом дна и оползневыми явлениями, разрывными нарушениями и покмарками в донных отложениях, абразией берега, термокарстами. При разработке месторождений возможны проседания и техногенные землетрясения, способные разрушить скважины и инфраструктуру нефтегазовых промыслов. Максимальные проседания в центре Штокмановского месторождения на десятом году разработки были оценены рядом авторов на основе математического моделирования в 0.8–1.2 м ([10], с.15-16) и в 3–5 м ([15], с.108). Напомним, что проседание в центральной части норвежского промысла Ekofisk за 10 лет эксплуатации достигло 3 м, а за 35 лет, несмотря на проводимую закачку воды и газа в пласт, составило 9.5 м (данные NPD), что повлекло многочисленные повреждения скважин и всей подводной инфраструктуры, на устранение которых затрачены сотни миллионов долларов.

Наличие мощных (150–500 м) толщ многолетнемерзлых пород (ММП) над крупнейшими разрабатываемыми залежами газа в сеноманских песчаниках в Южно-Карском регионе (Уренгой, Ямбург, Медвежье, Заполярное и др.), расположенными на небольших глубинах 700–1500 м, может временно играть положительную роль «ледового моста», тормозящего или сводящего практически к нулю потенциальные проседания поверхности земли. При этом

ниже ММП могут возникнуть существенные деформации терригенных отложений, несущие угрозу эксплуатационным скважинам и потенциальные катастрофические последствия в будущем для всех наземных объектов. За счет деформации пластов и разрушения скважин возможна миграция жидких и газообразных флюидов с образованием техногенных залежей ниже ММП, являющихся хорошими крышками. Вместе с тем, поднимающиеся вверх прогретые флюиды способны растопить ММП, нарушить прочность «ледового моста» и вызвать значительные проседания (обрушения) поверхности земли, сопровождающиеся выходом на поверхность больших объемов газа. Сформулированная нами гипотеза [13] имеет дискуссионный характер, но опасность возможных последствий разработки месторождений с гигантскими и крупными залежами УВ требует постановки специальных исследований, включая проведение полевых геофизических работ ВРС (высокоразрешающая сейсморазведка) и гравиразведки. Эти работы позволят обнаружить потенциальные зоны разуплотнения (карстообразования) пород в интервале от резервуара до подошвы ММП. Одними из первых сигналов о появлении таких зон могут быть деформации и разрушения отдельных эксплуатационных скважин.

Практически повсеместное распространение в Арктике имеют аномально высокие пластовые давления (АВПД), наличие которых неоднократно приводило к серьезным аварийным ситуациям на суше (скважины Тазовские 1 и 52, Бованенковская-67, Кумжинская-9 и др.) и на море (скважина Лунинская-1 в Баренцевом море). Из-за возможности возникновения аварийных ситуаций под воздействием АВПД были снижены объемы бурения на триасовые и более глубокие отложения в Баренцевом море ([6], с.16). Вместе с тем, АВПД свидетельствуют о наличии покрышек-флюидоупоров и позволяют сохранить хорошие коллекторские свойства резервуаров

на больших глубинах, что наглядно показано для ряда прибрежных и морских месторождений УВ в Южно-Карском регионе [4]. Кроме того, АВПД приводят к торможению процесса деструкции углеводородов под действием высоких температур на больших глубинах, что подтверждается открытием многих месторождений в зонах НРНТ в разных регионах мира (Tiber, Knotty Head, Tract, Mobil Bay, Lost Hill, Shearwater, Elgin, Franklin и др.). К ним же относится и печально известное нефтяное месторождение Macondo.

Одной из самых важных проблем освоения нефтегазовых месторождений в России, особенно в арктических регионах, является огромный объем сжигаемого газа, добываемого попутно с нефтью. При этом, кроме крупных невосполнимых экономических потерь, наносится сильный удар по окружающей природе. Отсутствие в России достоверной системы учета добываемого и сжигаемого попутного газа приводит к значительному различию в оценках, проводимых в России и за рубежом. В данном вопросе нам есть чему поучиться на примере практически полной утилизации попутного газа в арктических и других регионах США и Норвегии.

Перечисленные выше проблемы и опасности освоения морских и сухопутных месторождений нефти и газа Арктики серьезно угрожают ее ранимой природной среде и значительно удорожают стоимость всех этапов работ.

Первоочередными районами ГРП на арктическом шельфе являются прибрежные территории, расположенные в зонах развитой береговой инфраструктуры в Карском и Печорском морях. Именно такой стратегии придерживается на современном этапе ГРП ОАО «Газпром». Наличие готовых магистральных трубопроводов в ЯНАО и терминалов по отгрузке нефти (например «Варандей» ОАО «Лукойл») оказывает значительное позитивное влияние на экономическую эффективность освоения прибрежных месторождений.

Отметим, что объекты, расположенные в транзитных зонах суша-море и на небольших удалениях от берега (до 10–15 км), представляют особый интерес в связи с возможностью их разработки с суши субгоризонтальными скважинами. Такой подход значительно снижает риск загрязнения окружающей среды, что крайне важно при освоении морских месторождений Арктики и Дальнего Востока, находящихся в сложных ледовых условиях. Наглядным свидетельством является месторождение Чайво-море (проект «Сахалин-1», Exxon Neftegas Limited), на котором в 2003–2008 годах береговой установкой «Ястреб» пробурено 20 субгоризонтальных скважин, включая рекордные скважины Z-11 и Z-12 (длины стволов 11282 и 11680 м) с горизонтальным отклонением около 11 км.

Кроме материкового побережья, представляется целесообразным проведение дополнительных исследований в прибрежных зонах Архипелага Новая Земля. Здесь к высокоперспективным относятся крупные Адмиралтейское, Пахтусовское (рис.11) и другие поднятия, достаточно хорошо изученные сейсморазведкой МОГТ СМНГ [11, 18]. На этих поднятиях юрско-меловые отложения отсутствуют, и палеозойские карбонаты (отражающий горизонт 1a) находятся на доступных бурению глубинах 2500–5500 м в «нефтяном окне» катагенеза органического вещества. Данный прогноз дан по отражательной способности витринита в скважине Крестовая-1, вскрывшей пермские отложения на глубине 3888 м.

Бурение скважины Адмиралтейская-1 с плановым и фактическим забоями 4500 и 3755 м не привело к открытию месторождения, но не дало и негативной информации о перспективах палеозойского комплекса, который в ней не был испытан. Выявленные в данной скважине АВПД с коэффициентами аномальности до 1.7 свидетельствуют не только о наличии хороших покрышек в триасе, но и повышают перспективы нефтеносности выявленных объектов, так как АВПД тормозит процесс катагенеза жидких УВ [4]. Еще более перспективной представляется крупная (около 3 тыс. км<sup>2</sup>), высокоамплитудная (около 900 м) Пахтусовская структура (рис.11), подготовленная к бурению [18].

После подписания 15 сентября 2010 г. российско-норвежского Договора о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане, установившего положение морской границы (рис.1), появилась уверенность в активизации двухстороннего изучения бывшей «Серой зоны», включающей гигантский свод Федынского площадью более 10 тыс.км<sup>2</sup> и другие крупные поднятия. На одном из них в 1985 г. при испытании скважины Северо-Кильдинская-80 (забой 3326 м) в нижнетриасовых отложениях на глубине 2440–2485 м было открыто одноименное газовое месторождение, свидетельствующее о возможности обнаружения крупных месторождений УВ в пределах западного борта Южно-Баренцевской впадины. По данным сейсморазведки СМНГ, проведенной в начале 80-х годов, юрские и меловые отложения в центральной части свода Федынского размыты, и поэтому основные перспективы связаны с отложениями триаса и палеозоя, расположенными в сводовой части на доступной бурению глубине, а также юры на периферии свода.

Не вызывает сомнений, что посткризисный период будет характеризоваться большим мировым дефицитом энергетических ресурсов с высокими ценами, делающих комплексное изучение и освоение Арктики и её шельфа приоритетным направле-

ниям работ России. В связи с этим необходимо значительное увеличение объемов региональных и поисковых геолого-геофизических исследований, направленных на выявление крупных нефтегазовых объектов во всем комплексе осадочных отложений арктического региона. Россия, претендуя на расширение территорий арктического шельфа, вынуждена проявлять большую активность в проведении разноплановых исследований всего Северного Ледовитого океана. Для решения стоящих задач требуется многократное увеличение финансирования из средств госбюджета и основных недропользователей.

#### Список литературы

1. *Богоявленский В.И., Урупов А.К., Будагова Т.А., Добрынин С.В.* Анизотропные свойства осадочного чехла континентального шельфа. Газовая промышленность. № 7, 1997, с.16-18.
2. *Богоявленский В.И.* Необходимость нового этапа сейсморазведочных исследований на шельфе России. В сб. 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, М.: ВМФ, 2010, № 9, с.53-62.
4. *Богоявленский В.И., Будагова Т.А., Беженцев А.В.* Термобарические условия нефтегазоносных отложений Западной Арктики. В кн.: «New Methods and Technology in Development and Production of Oil and Gas – Onshore and Offshore. Geopetrol-2010». Краков, 2010, с.407-419.
5. *Бузин И.В.* Мониторинг льдов и айсбергов в приложении к задачам освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. // Тр. АНИИ, 2004, т. 449, с. 172–179.
6. *Гаврилов В.П., Федоровский Ю.Ф., Тронов Ю.А. и др.* Геодинамика и нефтегазоносность Арктики. М.: Недра, 1993. – 323 с.
7. *Грамберг И.С., Додин Д.А., Лаверов Н.П. и др.* Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии). СПб, Наука, 2000. – 247 с.
8. *Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И.* Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. Минеральные ресурсы российского шельфа (Спецвыпуск журнала Минеральные ресурсы России; экономика и управление). М.: 2006, с.14-71.
9. *Дмитриевский А.Н., Белонин М.Д.* Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа. Природа, 2004, №9, с.3-10.
10. *Дмитриевский А.Н., Кульпин Л.Г., Максимов В.М.* Проблемы освоения природно-техногенных объектов морской добычи углеводородов в Арктике. Мурманшельфинфо, 2009, № 1, с.11-16.
11. *Долгунов К.А.* ОАО «Севморнефтегеофизика». 30 лет на рынке геофизических услуг. Мурманск, СМНГ, 2009. – 20 с.
12. *Жгенти С.А., Запорожец Б.В.* Опыт применения системы XZone Marsh Line при 2D/3D технологиях сейсмических исследований на предельном мелководье транзитных зон. Приборы и системы разведочной геофизики, №1, 2008, с.8-11.
13. *Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И.* Проблемы и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России. //Избранные доклады III Всероссийской морской научно-практической конференции «Стратегия развития России и национальная морская политика в Арктике» (Мурманск, 14-15 сентября 2010 г.). Мурманск: МГТУ, 2010, с.6-16.
14. *Маловицкий Я.П., Мартиросян В.Н., Федоровский Ю.Ф.* Геолого-геофизическая изученность и нефтегазоносность дна Баренцева и Печорского морей. Разведка и охрана недр, вып.4-5, 1998, с.8-12.
15. *Мельников Н.Н., Калашиник А.И.* Шельфовые нефтегазовые разработки: геомеханические аспекты. Апатиты, КНЦ РАН, 2009. – 140 с.
16. *Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодилов В.А., Дзюбло А.Д.* Опыт проведения и результаты геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в транзитном мелководье арктического шельфа. В сб. Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России. ВНИГРИ, 2004, с.220-226.
17. Освоение шельфа – стратегическая задача государственной важности. Нефть России №1 (4), 2009, с.14-19.
18. *Федоровский Ю.Ф.* Перспективы нефтеносности карбонатных верхнепалеозойских отложений в прибортовых частях Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М: ВНИИОЭНГ, 2006, № 11, с. 18-24.
19. *Холодилов В.А., Туренков Н.А., Огнев А.Ф., Меркушев М.И., Локшина Н.В.* Эффективность подготовки запасов и освоения ресурсов газа акватории Обской и Тазовской губ в сравнении с другими нефтегазоносными районами Западной Сибири. В сб. ООО «Газфлот» – 10 лет на арктическом шельфе. М.: Нефть и газ, 2004,101-108.
20. *Шамалов Ю.В.* ООО «Газфлот» – 15 лет. В сб. ООО «Газфлот» – 15 лет на шельфе морей России. М.: Нефть и газ, 2009, с.3-4.