

УДК 338.4:[550.812:622.24.085.5]:502 (985)

В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский

## Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике

V.I. Bogoyavlensky, I.V. Bogoyavlensky

### Strategy, technologies and technical means of searching, exploration and development of sea fields in Arctic

**Аннотация.** Рассмотрены вопросы рационального природопользования, природно-климатические условия, стратегия и технологии геологоразведочных работ и нефтегазодобычи на акваториях Арктики пяти стран (Россия, Норвегия, Дания, Канада и США). Даны рекомендации по стратегически важным направлениям развития нефтегазовой отрасли России на суше и акваториях.

**Abstract.** The paper considers environmental management, climatic conditions, strategy and technologies of exploration and exploitation on the Arctic waters of five countries (Russia, Norway, Denmark, Canada and the United States). Some recommendations on the strategic directions of development of the oil and gas industry in Russia on land and water areas have been given.

**Ключевые слова:** Арктика, шельф, нефтегазодобыча, геологоразведка, сейсмразведка, катастрофы, аварийные разливы  
**Key words:** Arctic, shelf, oil and gas production, exploration, seismic exploration, disasters, emergency spills

#### 1. Введение

Активные геологоразведочные работы (ГРП), начавшиеся на шельфе западного полушария Арктики более 40 лет назад, а восточного – более 30 лет назад, завершились открытием ряда крупных нефтегазоносных бассейнов (НГБ): Бофорта-Маккензи и Свердруп (Канада), Северного склона Аляски (США), Западно-Баренцевского (Норвегия), Восточно-Баренцевского и Южно-Карского (Россия). На рис. 1 показаны основные НГБ Арктики и Мирового океана, при этом преваляирование нефти или газа отмечено соответственно зеленым или красным цветами. Желтым цветом показано положение морских скважин IODP (Integrated Ocean Drilling Program). В связи с геологическими особенностями и правильной стратегией ГРП российского шельфа, на нем открыты самые крупные месторождения (Штокмановское, Русановское, Ленинградское, Долгинское, Приразломное, Медыньское-море и др.) с запасами нефти и газа около 10 млрд т нефтяного эквивалента (в основном газ). Самое большое на шельфе Арктики Штокмановское месторождение содержит свыше 3.9 трлн м<sup>3</sup> газа и 56 млн т конденсата.

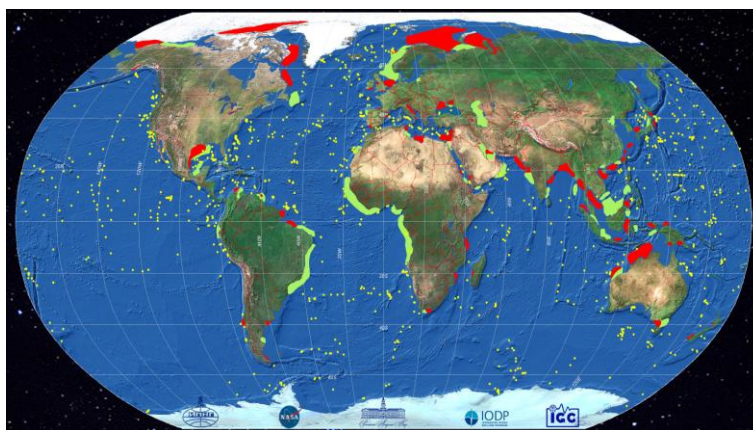


Рис. 1. Нефтегазоносные бассейны и скважины IODP в Мировом океане

После активных нефтегазопроисковых ГРП, проведенных 20-40 лет назад, на Северном склоне Аляски добыча ведется только на 9 месторождениях с искусственных островов, что было признано наиболее экономически рентабельным и экологически безопасным. На канадском шельфе Арктики в НГБ Beaufort-Mackenzie и Sverdrup (рис. 2) бурение практически полностью приостановлено по экологическим соображениям и из-за незначительности арктических запасов нефти по сравнению с

огромными запасами на суше в Западно-Канадском НГБ, включающем провинцию Альберта с нефтеносными песками (95 % запасов страны). Пробная добыча нефти в канадском секторе моря Бофорта на месторождении Amauligak (с платформы Molikraq, работающей с 1998 г. на Сахалинском шельфе на Пильтун-Астохском месторождении) и островном Vent Horn (в 1985-1996 гг. в летнее время нефть отправлялась танкером в Монреаль) остановлена и добыча углеводородов (УВ) не ведется. Известные канадские месторождения Hibernia и Terra Nova, расположенные в субарктических условиях НГБ Жанна Д'Арк (Jeanne d'Arc) со значительной айсберговой угрозой, разрабатываются соответственно с 1997 и 2002 гг. Однако они расположены южнее Полярного круга (широты 46°45' и 46°28').

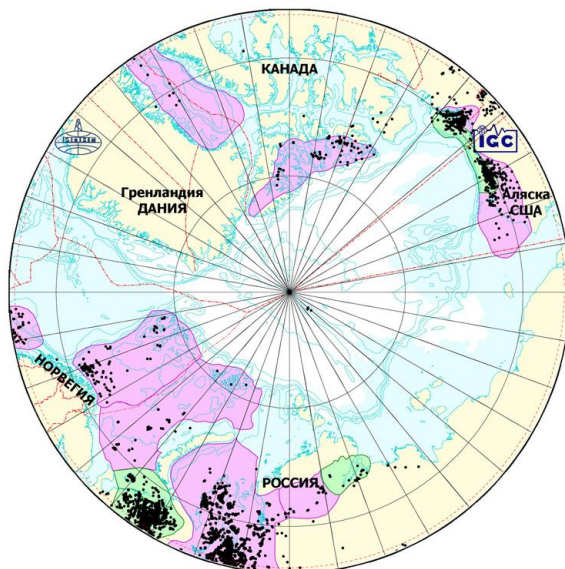


Рис. 2. Размещение нефтегазоносных бассейнов и скважин в Арктике

В последние 10-15 лет наблюдаются серьезные изменения устоявшегося мирового энергетического баланса. В ряде старых НГБ суши и акваторий происходит снижение добычи углеводородного сырья, особенно на мелководье Мексиканского залива (США и Мексика) и в Северном море (все страны). В мире открыт ряд новых НГБ, крупных и гигантских месторождений на шельфе США, Бразилии, Израиля, Мозамбика, Танзании, России (Каспийское, Карское и Охотское моря) и других стран (рис. 1). Активно и успешно развиваются поиск и разработка месторождений нефти и газа в "нетрадиционных" комплексах пород (низкопроницаемые, сланцевые и угольные коллекторы), в кристаллических массивах горных пород, на глубоководье Мирового океана, на больших глубинах осадочной толщи, в условиях высоких давлений и температур (НРНТ). Значительно возрос и хорошо обоснованный интерес к морским НГБ арктических стран практически всех ведущих и многочисленных юниорных компаний мира.

Полувекковая лицензионная стратегия Норвегии (с 1965 г.) очень демократична – поощряются компании, предоставившие наилучшие результаты геолого-геофизических исследований и технологические решения по освоению шельфовых участков. В 2013-2014 гг. в Норвегии сформирован альянс из 33 компаний (во главе – компания Statoil, контролируемая государством), планирующих участие в 2015 г. в 23-м конкурсе в Баренцевом море, на который выставляются несколько высокоперспективных участков в западной части бывшей "серой зоны". В альянс вошли и дочерние компании российских ОАО "Лукойл" и ОАО «НК "Роснефть"». Альянс профинансирует сейсморазведку 3D, проводимую в 2014 г. лидерами морской геофизической индустрии PGS и Western Geco в районе свода Федьинского на четырех участках общей площадью 13,7 тыс. км<sup>2</sup>.

В 2013 г. на акваториях Норвегии было пробурено 59 скважин (10 в Баренцевом море) – это на 40 % больше, чем в 2012 г. В результате открыто 20 новых залежей УВ. В Баренцевом море сделаны два крайне важные открытия, влияющие на стратегию нефтегазопроисковых работ на всей Арктике. Первое из них – самое северное в Норвегии месторождение Wisting Central (широта 73.45°), содержащее самую неглубокую от дна (около 300 м) залежь легкой нефти в нижне- и среднеюрских песчаниках. Второе – коммерческая нефтегазовая залежь Gohta в юго-западной части поднятия Лорра, впервые открывая в палеозойских отложениях шельфа Норвегии, о перспективах которых мы неоднократно писали (В.И. Богоявленский, 2010-2012 гг.).

В последние годы значительно увеличилась лицензионная активность крупнейших российских и зарубежных нефтегазодобывающих компаний на всех акваториях Арктики. В США одна лишь компания Shell в ходе конкурса 2008 г. выплатила за 275 лицензионных участка на шельфе Аляски бонусы в 2.1 млрд долларов, а общие выплаты превысили 2.6 млрд долларов.

На канадском шельфе Арктики наблюдается активизация компаний при получении лицензий на морские участки, включая глубоководные (свыше 1 000 м). Базируясь на информации о геологическом строении, выявленных сейсморазведкой перспективных объектах, открытиях (включая крупное канадское газовое месторождение Некжа в песчаниках палеоцена на широте 62°) и нефтегазопоявлениях в скважинах, на поверхности моря (по данным спутников) и на суше, Восточно-Канадский – Западно-Гренландский бассейн (рис. 2) можно классифицировать как НГБ, подтвержденный бурением. По нашему мнению, геологическая служба США (USGS) правильно оценивает высокие перспективы данного НГБ (извлекаемые запасы более 1.1 млрд т жидких УВ и 1.5 трлн м<sup>3</sup> газа). Однако активные ГРП компании Carigorn в 2011-2012 гг., обошедшие материнской британской компании Cairn Energy более чем в миллиард долларов, не принесли коммерческих открытий. Вместе с тем проведенные ГРП доказали наличие нефтегазоматеринских толщ. Опыт открытия ряда НГБ свидетельствует, что первые месторождения часто открываются только спустя многие годы активных буровых исследований. В частности, первое коммерческое месторождение на шельфе Норвегии (Ekofisk) было открыто в конце 1969 г. после бурения 33 неудачных скважин в течение 3.5 лет (Богоявленский, Богоявленский, 2014).

## **2. Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике**

Специфика геологического строения территорий и акваторий России заключается в том, что наиболее богатые природными ресурсами НГБ расположены в арктических и субарктических регионах, кардинально отличающихся по природно-климатическим условиям от норвежских. Около двух третей территории суши России характеризуется наличием вечной мерзлоты, которая распространяется и на значительную часть шельфа Арктики, осложняя освоение месторождений нефти и газа.

Первый арктический трубопровод в России для транспортировки газа с Мессояхского месторождения в г. Норильске длиной 263 км и диаметром 500 мм был построен в 1969 г. В 1972 г. в ЯНАО на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) Медвежье началась добыча газа, транспортируемого с 1974 г. в европейскую часть России по трубопроводу диаметром 1 420 мм. Таким образом, нефтегазотранспортная система российской Арктики начала работать раньше, чем на Аляске по Трансаляскинскому нефтепроводу TAPS (Trans-Alaska Pipeline System), построенному в 1977 г. для переброски нефти месторождений Северного склона Аляски (зона Prudhoe Bay) до порта Валдиз в южной части Аляски. Его длина составила 1 288 км, диаметр 48 дюймов (1 220 мм), а стоимость – 7.7 млрд долларов. Ради исторической справедливости отметим, что до TAPS на Аляске в 1954-1973 гг. действовал нефтепровод из Канады в центральную часть Аляски Haines-Fairbanks Pipeline Corridor (длина 626 миль или около 1 010 км, диаметр 8 дюймов), предназначенный для военных и местных нужд. Однако он полностью расположен южнее Полярного круга.

Производство нефти и газа в Арктике давно является основой экономического развития Аляски, Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), Ненецкого автономного округа (НАО), достигая в двух указанных российских регионах, по данным местной администрации, соответственно 83 и 98 % валового продукта. По данным ADR (Alaska Department of Revenue), доля доходов от нефтегазовой отрасли на Аляске в 1990-2008 гг. изменялась в зависимости от стоимости УВ в диапазоне 68-90.3 % (в 2008 г. – 90.3 %), а в 2013 г. достигла 91.6 %. Аляска – самый зависимый от нефтегазовой индустрии штат в США.

За четыре десятилетия в ЯНАО добыто и транспортировано в западном направлении свыше 16 трлн м<sup>3</sup> газа, из которых около половины добыто за Полярным кругом. Общий объем добытых и транспортированных арктических (заполярных) УВ в нефтяном эквиваленте примерно в 3.5 раза больше, чем суммарно на Северном склоне Аляски, в Канаде и Норвегии.

Освоение ресурсов УВ шельфа Арктики и тем более континентального склона Северного Ледовитого океана в России и других арктических странах развивается гораздо медленнее, чем в большинстве других регионов Мирового океана. Это в основном связано с экстремально сложными природно-климатическими условиями, удаленностью от районов развитой инфраструктуры, экологической уязвимостью и (в меньшей степени) наличием спорных участков акваторий в Арктическом регионе. Россия, претендуя на расширение своих территорий арктического шельфа, вынуждена проявлять большую активность в проведении разноплановых исследований всего Северного Ледовитого океана.

Извлекаемые ресурсы нефти и газа российского шельфа Арктики достигают 90 % ресурсов всех акваторий страны, оцениваемых на уровне 100 млрд т условного топлива (в основном газ). Распределение ресурсов УВ по акваториям РФ крайне неравномерно – около 75 % общих ресурсов и

86 % ресурсов северных морей сосредоточены в недрах Баренцева, Печорского и Карского морей. В значительной степени это зависит от региональных геологических особенностей и большой площади данных акваторий (суммарно около 50 % арктического шельфа РФ). Здесь же открыты и все морские месторождения Арктики. При этом залежи нефти и газа выявлены в широком стратиграфическом диапазоне, включая силур и ордовик. В морях Восточной Арктики (Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском) до сих пор не пробурено ни одной нефтегазопроисковой скважины.

В России в связи с изменением законодательства "О недрах" в 2008 г. основными недропользователями на шельфе являются ОАО "Газпром" и ОАО «НК "Роснефть"». На рис. 3 показано размещение и долевое распределение 113 морских лицензионных участков (67 в Арктике), включая участки в переходных зонах суша – море общей площадью 1.75 млн км<sup>2</sup> (по состоянию на 01.07.14). ОАО «НК "Роснефть"» обладает 40.5 % общего количества лицензий, ОАО "Газпром" – 34.9 %, ОАО "ЛУКОЙЛ" – 8.4 %, а остальные 16.2 % распределены между дочерними предприятиями ОАО "НОВАТЭК" и несколькими другими недропользователями. При расчетах долевых частей российских недропользователей лицензионные участки, на которых они работают совместно, учитывались несмотря на внутреннее долевое распределение акций с весами 0.5 или 0.33 (две и три компании), а участие иностранных компаний не учитывалось. Отметим, что на шельфе Норвегии компания Statoil, контролируемая государством (67.2 % акций), также является оператором или участником освоения большей части лицензионных участков, как и ОАО "Газпром" и ОАО «НК "Роснефть"» (совместно 75.3 % участков). По нашим расчетам общая площадь 113 лицензионных участков составляет 1.75 млн км<sup>2</sup> (больше площади штата Аляска), из которых ОАО «НК "Роснефть"» контролирует 1.37 млн км<sup>2</sup> (78.6 %), а обе российские компании обладают 1.64 млн км<sup>2</sup>, или 94 % от общей площади лицензионных участков.

Очевидно, что обладая большим количеством и огромными площадями лицензионных участков, невозможно обойтись без партнерства с другими компаниями. В 2011-2013 гг. были созданы альянсы с рядом зарубежных компаний (ExxonMobil, ENI, Statoil, Total) для совместного изучения и освоения нефтегазосности лицензионных участков на акваториях и суше Арктики. Активно участвует и ВР, владеющая крупным пакетом акций ОАО «НК "Роснефть"». В качестве обмена активами ОАО «НК "Роснефть"» получило от ExxonMobil доли в ряде шельфовых проектов в США, включая 25%-ю долю в проекте освоения арктического месторождения Point Thomson.

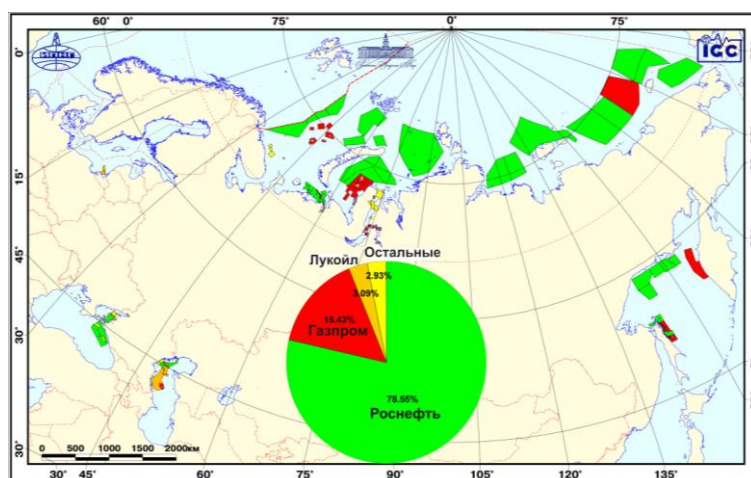


Рис. 3. Лицензионные участки на российских акваториях и долевое распределение их площадей среди основных недропользователей

За более чем полувековую историю нефтегазопроисковых работ в арктическом регионе России открыто около 350 месторождений нефти и газа, включая 23 (6.6 %) на акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей (с Обской и Тазовской губами).

За счет разработки с берега субгоризонтальными скважинами залежей Юрхаровского месторождения, большая часть запасов которых расположена под дном Тазовской губы Карского моря, Россия уже почти десятилетие является лидером добычи товарных углеводородов из субаквальных залежей Арктики (рис. 4) (Богоявленский, 2011; 2013с; Богоявленский, Лаверов, 2012). В 2013 г. добыча составила 2.72 млн т конденсата и 38.26 млрд м<sup>3</sup> газа (соответственно на 1.5 % и 11.4 % больше, чем в 2012 г.). С вводом в декабре 2013 г. в разработку Приразломного нефтяного месторождения ОАО



"Газпром нефть шельф" опережение России других стран дополнительно увеличится. В 2014 г. планируется добыть 300 тыс. т, при этом первый танкер "Михаил Ульянов" с 70 тыс. т арктической нефти нового типа ARCO (Arctic Oil) был отправлен 18 апреля и прибыл в Роттердам 1 мая (рис. 5). 23 мая ОАО "Газпром нефть шельф" получила российскую премию "Хрустальный компас" за проект "Промышленная и экологическая безопасность добычи нефти на Приразломном месторождении".

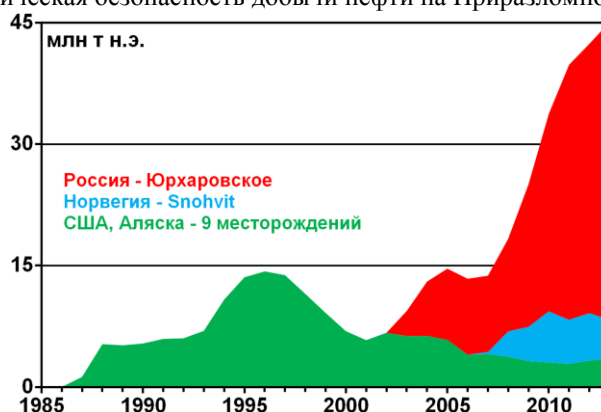


Рис. 4. Добыча товарных углеводородов на шельфе Арктики

Разработка Приразломного месторождения проводится ОАО "Газпром" с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП), с которой ООО "Газпромбурение" будет пробурено около 40 разнонаправленных ERD (Extended Reach Drilling) скважин, включая 19 эксплуатационных и 16 водонагнетательных. Отдельная скважина предназначена для закачивания отходов бурения в песчаный пласт в триасе. Предусматривается использование до 95 % попутного нефтяного газа для собственных нужд. Несмотря на бурение ERD скважин, коэффициент извлечения нефти (КИН) на Приразломном месторождении составляет около 26 %, что дважды уступает средним значениям на шельфе Норвегии. Такие успехи норвежской нефтегазовой индустрии объясняются применением самых современных технологий, включая сейсмический мониторинг процесса разработки залежей УВ (сейсморазведка 4D, см. ниже).

В акваториях Западной Арктики России, относительно хорошо изученных сейсморазведкой, средняя глубина буровых скважин составляет 2940 м (с учетом аварийных и ликвидированных без решения геологической задачи), а в Карском море – всего 1780 м. Напомним, что в Мексиканском заливе в 2009 г. ВР открыто нефтяное месторождение Tiber на глубине около 10.5 км от уровня моря. Предстоит провести значительный объем поисковых буровых работ на нижний седиментационный этаж, перспективы которого у нас не вызывают сомнений. В частности, проведенное нами трехмерное моделирование термобарических условий для Мурманского газового месторождения дает основания предположить наличие дополнительных необнаруженных нефтегазоносных объектов в толще нижнего триаса и верхнего палеозоя. При наличии хороших региональных покрышек возможно образование "закрытых систем" с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), защищающих от деструкции жидкие УВ, несмотря на экстремально высокие температуры, выходящие за пределы традиционного "нефтяного окна". Это подтверждается открытием многих месторождений в зонах НРНТ в разных регионах мира (Tiber, Knotty Head, Tract, Mobil Bay, Lost Hill, Shearwater, Elgin, Franklin и др.). На основе проведенных нами исследований, базирующихся на фактических данных ГРП, глубокие (свыше 3 км) отложения Баренцево-Карского региона представляются высокоперспективными с огромным углеводородным потенциалом.

Результаты аналитических исследований открытых морских месторождений, сделанных в четырех странах Арктики (Россия, Норвегия, Канада и США), показали, что акватории Западной Арктики России содержат 43.1 % извлекаемых запасов жидких УВ и 91.3 % запасов газа шельфа всех арктических стран (по состоянию на 2012 г.), несмотря на то, что все арктические моря России недостаточно хорошо изучены с помощью сейсморазведки и бурения (Богоявленский, 2011; 2013с; Богоявленский, Лаверов, 2012). Это позволяет утверждать, что именно на российском шельфе возможны наибольший прирост запасов и открытие многих новых крупных месторождений в широком стратиграфическом диапазоне отложений от палеозоя до кайнозоя включительно. Открытие на норвежском шельфе в 2011 г. нефтяного месторождения Tellus (Luno) в кристаллическом фундаменте (каледонские гранитоиды) дополнительно расширяет стратиграфический диапазон поисковых работ.

Для экспорта нефти из Тимано-Печорского НГБ по проекту "Северные территории" ОАО "Лукойл" построило уникальный стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) "Варандей", действующий круглогодично и являющийся самым северным нефтяным терминалом в мире

(широта 69°05'), что зафиксировано в Книге рекордов Гиннеса. СМЛОП "Варандей" рассчитан на круглогодичную работу с пропускной способностью до 12.5 млн т нефти в год и скоростью отгрузки 8 тыс. м<sup>3</sup> в час. Однако СМЛОП используется далеко не на всю мощность из-за резко снизившейся добычи нефти на Южно-Хыльчюуском месторождении (с 7 млн т в 2009 г. до 1.2 млн т в 2013 г.), что обусловлено ошибками в моделировании строения его резервуаров и расчетах запасов, которые оказались в 3.5 раза меньше первоначальной оценки. Возможное повторение таких ошибок на шельфе Арктики чревато гигантскими финансовыми потерями, измеряемыми миллиардами долларов.

Необходимо учитывать, что стоимость нефте- и газодобычи на суше ниже, чем на шельфе. Особенно это касается таких удаленных от берега месторождений, как Штокмановское ГКМ. Возможным исключением являются месторождения, расположенные в переходных зонах суша – море в регионах с развитой инфраструктурой на суше (Печорское море, Обская и Тазовская губы, побережье Ямала). Особый интерес представляют залежи, которые можно разрабатывать горизонтальными скважинами с берега, что значительно дешевле, чем с морских платформ, и безопаснее для ранимой экосистемы Арктики. Об этом свидетельствует многолетний опыт России (Одопту-море, Чайво и Юрхаровское НГКМ), США и других стран.

На основе мирового опыта освоения морских месторождений при оптимистичном прогнозе на открытых акваториях Арктики потребуется не менее 10 лет с момента открытия месторождения до начала добычи УВ. Количество лет от открытия до ввода в эксплуатацию известных морских разрабатываемых месторождений составило: Приразломное – 24, Чайво – 26, Лунское и Аркутун-Даги – 25, Одопту-море и Кириновое – 21, Snohvit – 23, Hibernia – 18, Пильтун-Астохское и Кашаган – 13, Endicott – 9. Состояние подготавливаемых к разработке норвежских Goliat и Aasta Hasteen свидетельствует, что на них до первой добычи пройдет не менее 13 и 20 лет соответственно. Таким образом, в России до 2020-2025 гг. добыча нефти может быть начата только на уже открытых месторождениях Печорского моря, да и то не на полную мощность.

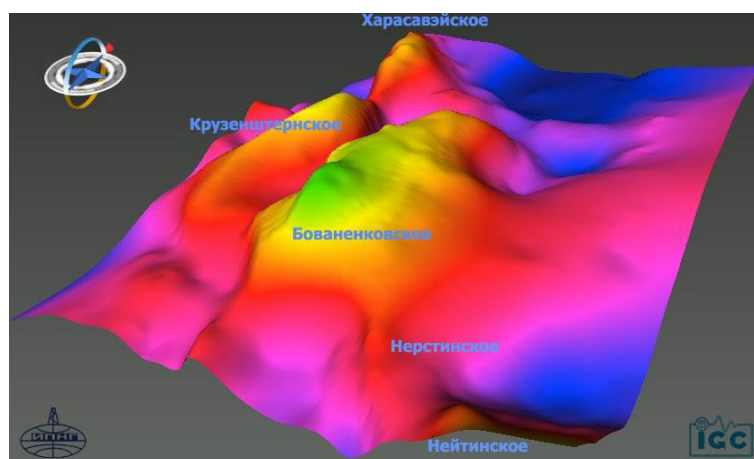


Рис. 5. Кровля газоносных отложений сеномана Бованенковского, Крузенштернского и Харасавэйского месторождений

Принципиально важным и стратегически правильным является начало в 2012 г. разработки ОАО "Газпром" уникального Бованенковского НГКМ (рис. 5) – первого и самого большого (запасы газа составляют 4.9 трлн м<sup>3</sup>) на полуострове Ямал, себестоимость добычи газа которого намного ниже, чем Штокмановского ГКМ. 23 октября 2012 г. началась транспортировка газа уникального по запасам Бованенковского НГКМ ОАО "Газпром" по новому магистральному газопроводу "Ямал – Ухта" диаметром 1420 мм и длиной около 1100 км. Максимальный проектный уровень добычи данного месторождения достигнет 115-140 млрд м<sup>3</sup>. Планируется, что в 2020-х гг. к инфраструктуре Бованенковского НГКМ присоединятся Крузенштернское и Харасавэйское НГКМ (рис. 5) из переходной зоны суша – море, морская часть которых в значительной степени может разрабатываться горизонтальными ERD скважинами с суши. Общие запасы и ресурсы этих трех месторождений превышают 10 трлн м<sup>3</sup>, при этом их нижние структурные этажи еще недостаточно изучены, также как и во всем Южно-Карском регионе. В целом новый газодобывающий регион на Ямале должен обеспечить к 2030 г. общую годовую добычу и отгрузку газа до 360 млрд м<sup>3</sup>, что вполне реально.

В результате хорошо обоснованной и подготовленной практической реализации стратегии освоения нефтегазовых ресурсов Арктики ОАО "Газпром" (ООО "Газфлот") в новом тысячелетии в

Южно-Карском регионе открыт ряд крупных месторождений с суммарными запасами газа свыше 1.5 трлн м<sup>3</sup>, разработка которых в ближайшем будущем пополнит падающую добычу старых месторождений-гигантов (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье). Месторождения Обской и Тазовской губ (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и др.), добыча газа на которых начнется в 2020-х гг., позволят компенсировать падение добычи на Ямбургском НГКМ. Газ субаквальных месторождений будет поставляться в давно функционирующий магистральный трубопровод Ямбургского месторождения, что повысит экономическую эффективность их разработки. Значительная часть газа может добываться с берега ERD скважинами (Каменномысское-море, Семаковское, Тота-Яхинское и др.).

Большие успехи достигнуты ОАО "Газпром" и в субарктических условиях шельфа Сахалина, где открыты новые крупные месторождения углеводородов на Кирином блоке (Южно-Кириновское, Мынгинское). Таким образом, созданы новые крупные плацдармы добычи углеводородов в регионах Арктики и Дальнего Востока.

В результате ГРП последнего десятилетия появилась геолого-геофизическая информация (рис. 6), однозначно свидетельствующая о высоких перспективах нефтегазоносности континентальных склонов Северного Ледовитого океана (СЛО), Канадской котловины и других районов, ранее практически недоступных для исследований сейсморазведкой МОГТ (метод общей глубинной точки) из-за тяжелой ледовой обстановки и отсутствия эффективных технологий. Расширению регионов работ МОГТ способствовало глобальное потепление, приведшее к небывалому сокращению площади льда в 2012 г. до 3.4 млн км<sup>2</sup> (рис. 7), однако уже летом 2013 г. площадь льда увеличилась в 1.5 раза и вплотную приблизилась к среднестатистической за прошедшее столетие.

В период с 2000 по 2013 гг. на арктическом шельфе России сейсморазведкой МОГТ 2D было отработано более 250 тыс. км сейсмических профилей и пробурено 34 скважины (рис. 2 и 6). Общий прирост запасов составил более 2 млрд т нефтяного эквивалента (в основном газ). В 2013 г. практически на всех акваториях Арктики проведены значительные объемы сейсморазведочных работ. В частности, по заказу ОАО «НК "Роснефть"» в 2013 г. российские суда отработали в Баренцевом, Печорском, Карском и Охотском морях около 33 тыс. км профилей МОГТ 2D (в шесть раз больше, чем в 2012 г.). При этом в российской части бывшей "серой зоны" в районе свода Федынского судном "Академик Лазарев" СМНГ было отработано свыше 9 тыс. км. В 2014 г. здесь будут проведены первые работы 3D на площади около 3 тыс. км<sup>2</sup> и инженерно-геологические изыскания на двух площадях "Сводовая-1" и "Кольская-1" (по 25 км<sup>2</sup> каждая), готовящихся к бурению.

Однако последние два года освоения российского шельфа Арктики "ознаменовались" полным отсутствием поисково-разведочного бурения, которое до этого проводилось без перерыва более 30 лет, включая трудные 90-ые гг. прошлого века.

В "Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года" (далее – "Стратегия развития АЗРФ"<sup>1</sup>) к основным рискам и угрозам страны отнесено "отсутствие российских современных технических средств и технологий для поиска, разведки и освоения морских месторождений углеводородов в арктических условиях" (ст. 5, б). Отметим, что в России в ограниченном объеме производится морское геофизическое оборудование, объемы и назначение которого могут быть расширены. При этом опыт его применения в различных сейсмогеологических условиях российских акваторий показал, что качество получаемых материалов не уступает, а иногда и лучше, чем с зарубежным оборудованием.

Одним из основных достоинств российской (советской) стратегии начала 80-х гг. прошлого века являлось создание сильных собственных геофизического и бурового флотов. При этом значительная часть судов и буровых установок была построена в СССР, что способствовало развитию судостроительной отрасли.

Несмотря на сложную экономическую ситуацию, российские геофизические предприятия (ОАО: СМНГ, ДМНГ и МАГЭ) сохранили специализированные суда, которые неоднократно модернизировались и оснащены современным сейсморазведочным оборудованием зарубежного производства (Богоявленский, 2010; Богоявленский, Лаверов, 2012; Лаверов и др., 2011). В настоящее время геофизический флот состоит из 13 научно-исследовательских судов, оснащенных современным сейсморазведочным оборудованием зарубежного производства, включая три судна для проведения работ 3D. Кроме того, значительное количество компаний, оснащенных современным геофизическим оборудованием российского и зарубежного производства и небольшими мелководными судами, специализируется на работах в переходных зонах суша – море.

---

<sup>1</sup> Стратегия развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. Утверждена Президентом РФ 20 февраля 2013 г. (№ Пр-232). URL: base.consultant.ru.

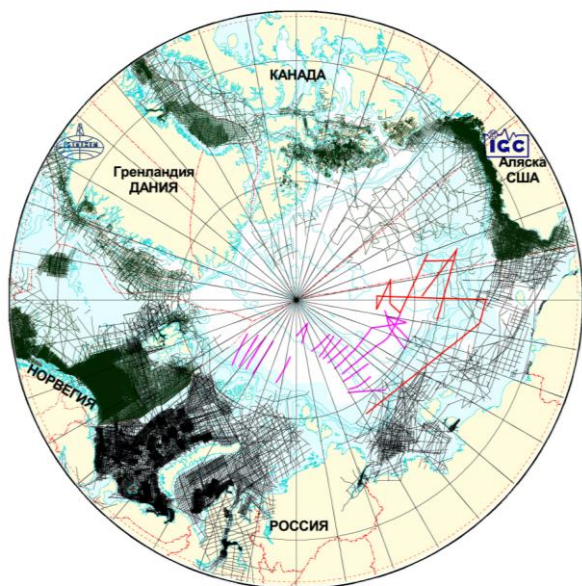


Рис. 6. Изученность морей Арктики сейсморазведкой МОГТ 2D

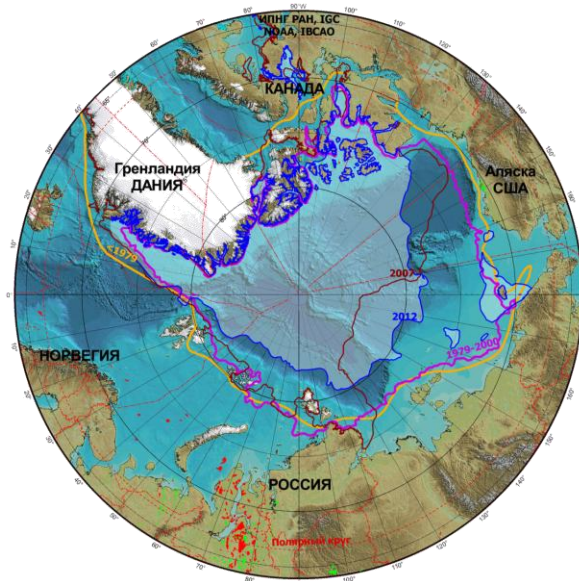


Рис. 7. Ледовая обстановка на акваториях Арктики в середине сентября (до 1979, в 1979-2000, 2007 и 2012 гг.)

Буровой флот России, созданный в 1981-1993 гг., в большей степени утерян (распродан) и восстановить его в количестве, необходимом для выполнения в ближайшие годы значительных лицензионных обязательств основных недропользователей (ОАО "Газпром" и ОАО «НК "Роснефть"»), крайне сложно. В связи с этим для бурения первой скважины на Университетской структуре в Карском море альянс ОАО «НК "Роснефть"» и ExxonMobil привлекает полупогружную буровую установку (ППБУ) West Alpha норвежской North Atlantic Drilling Ltd (NADL; 70 % акций NADL принадлежит Seadrill). Кроме того, в мае 2014 г. ОАО «НК "Роснефть"» подписала стратегически важное соглашение с NADL и Seadrill о приобретении значительного пакета акций первой из них, гарантирующей приоритетное выполнение заказов мирового нефтяного лидера. NADL владеет 9 буровыми установками, включая 5 ППБУ, 3 самоподъемные буровые установки (СПБУ) и одно буровое судно (БС). В связи с принятым решением можно предположить, что российский буровой флот будет развиваться только силами ОАО "Газпром", построившим в последние годы три новые буровые установки (СПБУ "Арктическая", ППБУ "Полярная звезда" и "Северное сияние").

Наблюдаемое ориентирование морской нефтегазовой отрасли на повсеместное привлечение зарубежных буровых компаний приведет к еще большей зависимости России от конъюнктуры мирового нефтегазового рынка, свидетельством чего служит срыв в 2013 г. бурения четвертой разведочной скважины ОАО "Газпром нефть шельф" (оператор бурения "Газпром нефть – Сахалин") на Долгинском месторождении (плановый забой 3 500 м) из-за румынской компании GSP (Grup Servicii Petroliere S.A.). Бурение предполагалось проводить в 75 км от берега СПБУ GSP Jupiter, построенной в Румынии в 1987 г. для работы в регионах южных морей. По признанию руководства компании GSP бурение на Долгинском месторождении будет их первым опытом работы в Арктике, что вызывает серьезные опасения. По новым планам бурение в 2014 г. будет проводить СПБУ GSP Saturn (модернизированный в 2009 г. аналог GSP Jupiter). СПБУ прибыла на точку бурения в середине июня и начала бурение 30 июня. Почему российский шельф Арктики должен быть полигоном для обучения и испытаний зарубежных компаний, в то время как российские буровые компании не имеют здесь достаточного объема работ?

Снижение экологического риска бурения морских скважин требует наличия опытного персонала и многочисленных судов сопровождения: транспортно-буксирных, нефтесборных, пассажирских и другого специального назначения. Во времена СССР для обеспечения поисково-разведочных работ на шельфе Арктики такой флот был создан в госпредприятии "Арктикморнефтегазразведка" (ныне ОАО АМНГР). В настоящее время флот из 58 судов и хорошо обученные кадры АМНГР (свыше 5 тыс. человек в 1991 г.) в большей степени утеряны, имеется всего 2 БУ (БС "Валентин Шашин" и СПБУ "Мурманская"), работающие за рубежом, а сам АМНГР с многократно сокращенным персоналом (около 500 человек) находится в тяжелом финансовом положении.



Расширение объемов ГРП, наряду с поддержкой отечественных производителей геофизического, бурового и другого сопутствующего оборудования, позволит не только наполнить запасами и поднять на новый высокотехнологичный уровень развития нефтегазовую отрасль, но и послужит мощным локомотивом для возрождения всей экономики страны. В России сохранились предприятия, которые производили, производят и способны активизировать строительство буровых установок и буровых добывающих платформ (Выборгский ССЗ, Северодвинская судовой верфь "Звездочка", ССЗ "Красные баррикады" и др.). В качестве примеров приведем буровые установки "Арктическая", "Полярная звезда", "Северное сияние" и ряд добывающих платформ для месторождений в Каспийском, Балтийском, Печорском и Охотском морях. При этом значительная часть специализированного оборудования закупалась (или даже строилась) в других странах, что не должно ущемлять наше национальное достоинство. Международная кооперация активно практикуется за рубежом даже у таких технических и технологических лидеров, как Норвегия и США.

Свидетельством необходимости правильного планирования и применения современных технологий и технических средств при освоении ресурсов углеводородов на акваториях Арктики служит провал программы ГРП компании Shell в 2012 г. (Богоявленский, 2013а; с; Богоявленский и др., 2013), приведший к длительным расследованиям компетентных органов США и к отмене планов Shell на бурение поисково-разведочных скважин в 2013 и 2014 гг. Суммарные затраты Shell превысили 5 млрд долларов.

Имеющиеся в мире технологии нефтегазодобычи на покрывающихся льдом акваториях применимы лишь в мелководных зонах, в которых возможно строительство искусственных островов или установка платформ гравитационного типа (Приразломное, Орлан, Моликпак и др.). Действуют и развиваются технологии и технические средства подводной добычи углеводородов (Ormen Lange, Snohvit, Кириновское и др.), которые могут функционировать в подледных условиях, но опыта такой работы еще нет. Даже применение современных технологий в традиционных условиях нередко приводит к аварийным и катастрофическим ситуациям (Roncadog, 2001; Montara, 2009; Macondo, 2010; Elgin, 2012; Булла-Дениз, 2013 и др.) (Богоявленский, 2010; 2013b; Богоявленский, Богоявленский, 2013). С учетом данных Норвежского нефтяного директората (NPD), добыча газоконденсата на норвежском месторождении Snohvit с 2007 г. развивается с большими проблемами (рис. 8). В 2013 г. из-за серьезных технических осложнений она снизилась на 27 %, а город Хаммерфест превратился в один из самых грязных городов Норвегии. Это привело к отказу от реализации второго этапа проекта, включающего строительство второй линии подводного газопровода и расширение мощности завода СПГ на острове Мелкоя – самого северного в мире, первого и единственного в Европе. Отметим, что разработка Кириновского месторождения в субарктическом Охотском море в 2013 г. дальше тестовой добычи из одной скважины не пошла.

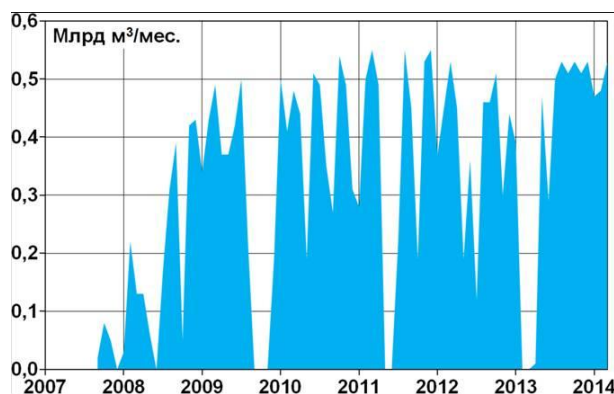


Рис. 8. Ежемесячная добыча газа на месторождении Snohvit

Для устранения зависимости ГРП от сложных природно-климатических условий в акваториях Арктики за рубежом и в России ведется проектирование, а в Норвегии даже строительство (Seabed Rig), роботизированных буровых и добычных комплексов для подводного (подледного) освоения месторождений, но их широкое применение – дело далекого будущего.

Для повышения эффективности и экологической безопасности разработки морских месторождений за рубежом активно применяются системы сейсмического мониторинга добычи нефти и газа с размещением сейсморегистрирующих комплексов на дне (сейсморазведка 4D). Данные

исследования позволяют контролировать флюидоперетоки в залежах углеводородов и оптимизировать их разработку, что привело к увеличению коэффициентов извлечения нефти (КИН) на ряде месторождений до 50-68 %. Важно отметить, что дополнительно данные системы позволяют контролировать передвижения подводных средств и персонала потенциальных противников. Это повышает обороноспособность и безопасность стран, в которых они применяются. Из-за двойного назначения донных регистрирующих систем для сейсмического мониторинга Россия обречена на создание и применение отечественных комплексов, что полностью корреспондируется со "Стратегией развития АЗРФ" (ст. 18, д).

В ИПНГ РАН в содружестве с рядом институтов и специализированных предприятий (концерн "Моринформсистема-Агат" и др.) (*Богоявленский и др.*, 2013) разрабатываются новые технологии комплексного сейсмического и геоэкологического мониторинга освоения морских месторождений нефти и газа, позволяющие осуществлять в реальном времени:

- контроль сейсмической и экологической обстановки в регионе;
- мониторинг техногенных изменений в резервуарах и в окружающей среде (флюидозамещения, образования техногенных залежей, проседания дна, землетрясения и пр.) в районе промысла в процессе извлечения углеводородов, закачивания воды и газа;
- изучение анизотропных свойств среды;
- контроль процессов бурения скважин и гидроразрыва пласта;
- гидроакустический контроль обстановки вблизи промысла для обеспечения его безопасности от несанкционированных внешних воздействий и целей МО и ВМФ России.

Кроме вышеотмеченного, в ИПНГ РАН проводится широкий комплекс исследований нефтегазоносности Арктического региона, сопровождающийся трехмерным моделированием состояния среды с использованием ее различных характеристик, включая термобарические. Основными целями этих работ являются:

- 1) повышение достоверности прогнозирования нефтегазоперспективных зон;
- 2) выявление необнаруженных залежей из-за применения тяжелых буровых растворов; прогнозирование залежей ниже забоя скважин;
- 3) увеличение эффективности нефтегазодобычи (КИН);
- 4) оптимизация процесса бурения и уменьшение числа аварийных скважин.

Для эффективного внедрения инновационных технологий сейсмического мониторинга на разрабатываемых морских месторождениях России необходима законодательная поддержка с указанием обязательности его применения в лицензионных соглашениях между государством и недропользователями. Дополнительные финансовые затраты компаний на начальной стадии сейсморазведки 4D процесса разработки морских арктических и субарктических месторождений многократно окупятся повышением эффективности нефтегазодобычи (КИН) и экологической безопасности.

Изучение опыта освоения зарубежных НГБ позволяет минимизировать количество неизбежных ошибок при планирующемся широкомасштабном освоении российского шельфа (особенно в Арктике), которые могут привести к значительным финансовым потерям и непоправимым экологическим последствиям. В связи с этим в ИПНГ РАН проводятся комплексные исследования не только нефтегазоносности основных НГБ мира, но и истории открытия и освоения наиболее значимых месторождений, аварий и катастроф при их освоении (*Богоявленский*, 2013а; б; с).

В США в 1990 г. после ряда крупных аварий и катастроф с танкерами по решению Президента Джорджа Буша (старшего) был принят новый закон о загрязнении нефтью ("Oil Pollution Act of 1990") и приостановлены работы на многих морских площадях. В течение нескольких лет создавалась национальная система профилактики и ликвидации аварийных разливов, включающая единую сеть спутниковой коммуникации и контроля, технические базы с необходимым оборудованием. Совершенствование конструкций танкеров (двойные корпуса и др.), а также систем навигации и спутникового мониторинга их перемещений привело к значительному уменьшению количества и суммарных объемов годовых разливов за прошедшие 40 лет. Количество средних разливов (7-700 т) в период 2000-2009 гг. по сравнению с 1970-1979 гг. сократилось в 3.6 раза, а крупных (более 700 т) – в 7.5 раза (*Богоявленский и др.*, 2013; *Oil Tanker...*, 2012). В последние полвека 25 самых крупных разливов нефти и нефтепродуктов объемами от 70 до 287 тыс. т произошли в период 1967-2002 гг., включая 4 в Персидском заливе во время войны 1991 г. (суммарно свыше 0.5 млн т). Самый крупный разлив нефти вне военных действий (287 тыс. т) произошел у берега Тринидад-Тобаго 19 июля 1979 г. при столкновении двух супертанкеров "Atlantic Empress" и "Aegean Captain". Катастрофа (пожар и гибель) танкера "Castillo de Beller" 6 августа 1983 г. у берегов Южной Африки привела к самому большому

разливу нефти с одиночного судна – по разным данным, в воду попало от 250 до 267 тыс. т (Богоявленский и др., 2013; Oil Tanker..., 2012).

Сравнение количества разливов по странам свидетельствует, что чаще всего они происходят у берегов стран – импортеров нефти – (79 %) и в первую очередь около США, что объясняется высокой плотностью движения танкеров из-за наибольшего объема импорта нефти (рис. 4). Однако из 20 самых крупных разливов (63-287 тыс. т) 12 произошли у берегов Европы, а около США – ни одного (рис. 9, красные точки). Из 50 самых крупных разливов (35-287 тыс. т) около США произошло всего два, включая известную катастрофу танкера "Еххон Валдиз" у южных берегов Аляски с разливом 37.4 тыс. т нефти (35-е место). Однако она, являясь самой крупной в северных широтах, оказала огромное региональное негативное воздействие на экосистему и доказала особую уязвимость Арктики.

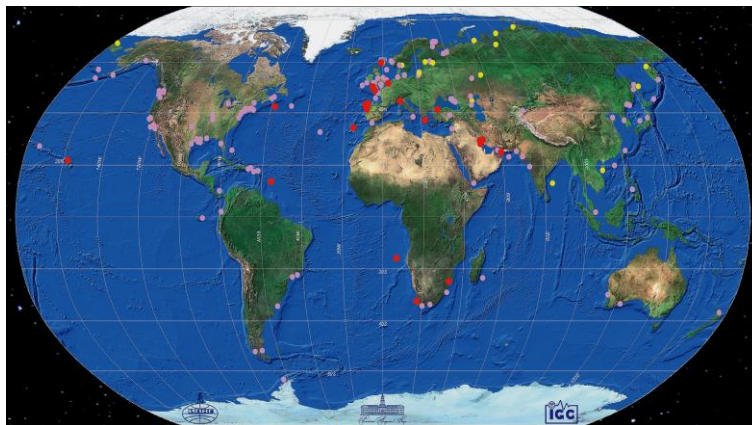


Рис. 9. Катастрофы и аварийные разливы нефти и нефтепродуктов из танкеров в Мировом океане (красные и розовые точки). Желтым цветом показаны аварии без разливов (Богоявленский, 2013а)

Статистический анализ около 500 катастрофических и крупных разливов нефти из танкеров по происшестввиям свидетельствует, что основными причинами крупных разливов были удары танкеров о морское дно (посадка на мель) – 32.75 %, столкновения – 29.45 %, разрушения корпуса – 13.19 %, пожары и взрывы – 11.65 %. Однако в последнее десятилетие чаще происходили столкновения (35 %), чем посадка на мель (около 30 %). Очевидно, что при расширении грузопотока в Арктике столкновения и посадка на мель будут также представлять наибольшую опасность. Об этом свидетельствует посадка на мель и разлив нефти в субарктических условиях около острова Итуруп российского танкера "Каракумнефть" (15.02.12). Несмотря на то что Россия, являясь экспортером нефти, относится к меньшей группе риска, чем США и другие импортеры, широкомасштабная эксплуатация Северного морского пути создаст насыщенное движение судов в экстремальных арктических условиях в достаточно узком водно-ледовом коридоре, что неизбежно приведет к росту числа чрезвычайных ситуаций.

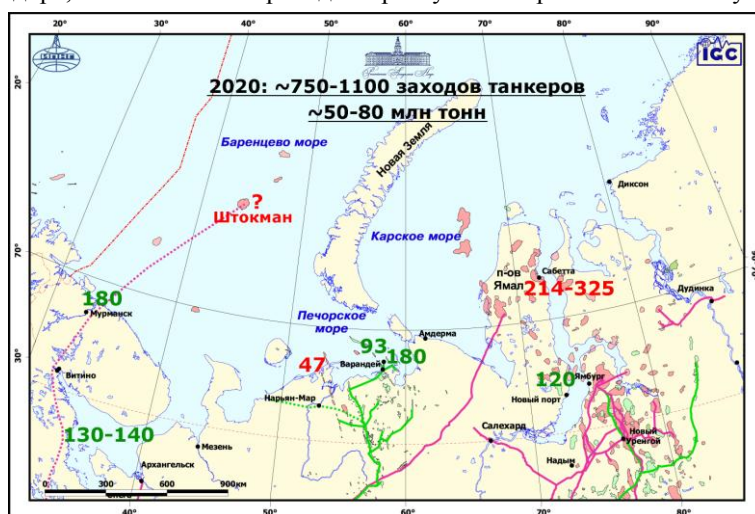


Рис. 10. Нефтегазовая инфраструктура и количество заходов танкеров для перевозки нефти и СПГ в 2020 г.

Из обобщения планов российских недропользователей следует, что в 2020 г. в Печорском и Карском морях объемы перевозок нефти и сжиженного природного газа (СПГ), добываемых на шельфе и прилегающей суше, достигнут 50-80 млн т (в 14-22 раза больше всего грузопотока по Северному морскому пути в 2012 г.), при этом не учтены объемы грузопотоков из других регионов. Вывоз данного объема нефти и СПГ потребует 750-1 100 заходов крупнотоннажных танкеров, распределение которых по конкретным проектам отображено на рис. 10 (Богоявленский, 2013а; б). Это свидетельствует о быстро растущих угрозах экосистеме Арктики и требует активного развития сил МЧС и ФБУ "Госморспасслужба России" из-за крайне ограниченного времени.

Безопасное функционирование Северного морского пути и освоение нефтегазовых и других природных ресурсов акваторий невозможно без сильного ледокольного флота. Россия долгое время является лидером по количеству ледоколов, используемых не только в Арктике, но и в других субарктических условиях. В таблице приведена краткая информация о ледокольных флотах ведущих стран мира, подготовленная по данным ФГУП "Атомфлот", ОАО "Совкомфлот" и CG-WWM (USCG Office of Waterways and Ocean Policy). Три новых атомных ледокола ФГУП "Атомфлот", строительство которых начато (первый, получивший название "Арктика") или подписано соглашение о строительстве (см. выше), отражены в таблице в графе "Строятся". Из таблицы следует абсолютная лидирующая роль России. Кроме того, значительное количество российских сухогрузов и танкеров способны самостоятельно преодолевать ледовые поля с толщиной льда до 1.5 м (см. ниже). В частности, в 2014 г. в Южной Корее завершилось строительство двух газозовов "Великий Новгород" и "Псков" вместимостью по 170 тыс. м<sup>3</sup>, которые первоначально планировались для вывоза СПГ Штокмановского месторождения. Для ледовой проводки особо крупных танкеров и сухогрузов шириной до 45-50 м по заданию ФГУП "Атомфлот" ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова ведется разработка проекта ЛК-110Я супермощного (110 МВт) ледокола "Лидер" (длина 206 м, ширина 40 м), способного преодолевать льды мощностью до 3.5 м.

Таблица. Состояние ледокольных флотов ведущих стран мира

Страна	В строю	Строятся	Планируются
Россия	36	7	6
Швеция	7	–	–
Финляндия	7	–	–
Канада	6	–	1
США	5	–	–
Дания	4	–	–
Эстония	2	–	–
Норвегия	1	–	1
Германия	1	–	1
Китай	1	–	1
Другие 7 стран	7	–	–
Всего	77	7	10

В России, как и в других ведущих странах мира, создаются и совершенствуются системы контроля движения судов, в том числе из космоса, снижающие влияние "человеческого фактора". Специалисты РАН принимали активное участие в обосновании и создании многоцелевой космической системы (МКС) "Арктика" для мониторинга различной обстановки в северных широтах и работают над созданием системы дистанционного (космического) мониторинга естественных и техногенных выходов углеводородов на поверхность акваторий России. Согласно поручению Совета безопасности РФ от 17.03.10 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.

Однако в России и за рубежом отсутствуют надежные технологии устранения разливов жидких углеводородов в ледовых условиях. Мировой опыт свидетельствует о возможности ликвидации в ледовых условиях не более 10-20 % разлившихся углеводородов. При этом применяется механический сбор, сжигание на воде и химическое разложение с помощью диспергентов. Согласно данным ФБУ "Госморспасслужба России" – организации Минтранса России и Федерального агентства морского и речного транспорта, ответственной за ликвидацию аварийных разливов нефти в морских условиях, в России сжигание нефти на море запрещено и огнестойкие заградительные боны отсутствуют. Не рекомендовано и применение в арктических условиях диспергентов. Для повышения эффективности борьбы с возможными разливами нефти необходимо обновление и расширение аварийно-спасательного флота ФБУ "Госморспасслужба России" и создание ряда центров базирования специализированных судов и технических средств, один из которых целесообразно расположить в Амдерме.



Необходимо помнить, что, кроме организации безопасной добычи и транспортировки углеводородов, спустя несколько десятилетий потребуется обеспечить ликвидацию построенной инфраструктуры – подводных скважин, трубопроводов и другого оборудования. Эта проблема уже стоит как особенно важная и сложная для исполнения во многих морских НГБ мира, в которых длительное время ведется добыча нефти и газа (Северное море, Мексиканский залив и др.). Необходим мониторинг состояния законсервированных и ликвидированных скважин с принятием своевременных мер по ликвидации возможных утечек углеводородов. Отметим, что в 2013-2014 гг. на суше России ОАО «НПЦ "Недра"» (ОАО "Росгеология") провело работы по ликвидации 18 экологически опасных глубоких скважин из нераспределенного фонда недр, и эти работы будут продолжены.

В "Стратегии развития АЗРФ" отмечается необходимость "проведения комплексных научных исследований по изучению опасных природных явлений, разработка и внедрение современных технологий и методов их прогнозирования в условиях меняющегося климата" (ст. 14, е). Для повышения уровня изученности природных явлений и картирования зон распространения потенциально опасных природных объектов на шельфе России, представляющих проблемы для освоения ресурсов нефти и газа, в ИПНГ РАН проводятся комплексные научно-аналитические исследования геолого-геофизических материалов, накопленных в производственных организациях и научно-исследовательских институтах за более чем 30-летний период морских ГРП ("разведка архивов"). В результате данных исследований создается первая отечественная комплексная цифровая геоинформационная система, представляющая особо важное значение для снижения угроз экосистеме Арктики (Богоявленский и др., 2013; Лаверов и др., 2011). Имеющиеся данные свидетельствуют, что акватории пяти стран Арктического региона недостаточно изучены для начала широкомасштабной разработки месторождений нефти и газа.

Одной из проблем в области освоения морских месторождений нефти и газа на российском шельфе является возникший в последние годы и постоянно увеличивающийся дефицит квалифицированных специалистов ("кадровый голод") и рост "человеческого фактора" в происходящих негативных событиях (аварии и катастрофы). Яркими примерами неправильности принятых решений служат катастрофа ультрасовременной буровой платформы Deerwater Horizon на месторождении Macondo в Мексиканском заливе в 2010 г. и трагическая гибель 18 декабря 2011 г. в Охотском море СПБУ "Кольская" АМНГР (погибли 53 из 67 человек). Преодолению создавшейся кадровой проблемы будет способствовать создание научно-аналитического и образовательного центра ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ориентированного на выполнение следующих основных функций:

- анализ ресурсов, запасов и трендов добычи углеводородов в морских и прибрежных НГБ различных стран мира;
- анализ эффективности новейших морских технологий поиска, разведки и добычи нефти и газа в арктических и других регионах Мирового океана;
- создание инновационных технологий и технических средств поиска, разведки и разработки морских месторождений углеводородного сырья;
- анализ причин крупных аварий и техногенных катастроф, вызванных процессами разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья;
- экспертиза крупных проектов освоения шельфа РФ и других стран;
- разработка рекомендаций заинтересованным предприятиям и ведомствам по освоению минеральных ресурсов шельфа и др.

### 3. Заключение

Несмотря на огромный потенциал нефтегазоносности акваторий Арктики, необходимо отметить, что чрезмерная эйфория и вера, что арктический шельф России способен решить все ее проблемы в быстром и долгосрочном обеспечении жидкими УВ, может дезориентировать развитие нефтегазовой отрасли и всей страны. С учетом впервые опубликованных в 2013 г. МПР РФ данных о запасах нефти России доля месторождений шельфа Арктики составляет всего около 2 %. При оптимистичном прогнозе с учетом возможных новых открытий Баренцево-Карский регион (рис. 11) способен обеспечить в 2025-2030 гг. выход на 15-25 млн т в год – 3-5 % от общероссийской добычи и около 0.3-0.5 % от мировой.

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 опробованный в США и России, наиболее безопасен для ранимой природы шельфа Арктики.

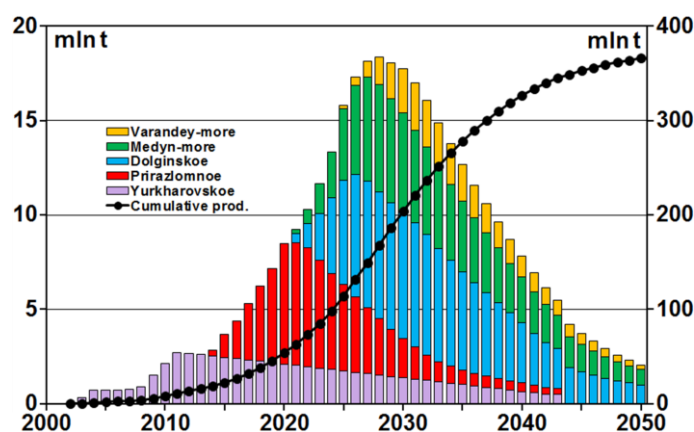


Рис. 11. Прогноз добычи нефти и конденсата с открытых месторождений в Печорском и Карском морях

Многие российские технологические решения по поиску, добыче и транспортировке углеводородов не имеют аналогов в мире. Нельзя забывать о том, что единственный в мире мощный атомный ледокольный флот создан и успешно работает более 50 лет только в России.

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

Анализ основных направлений развития нефтегазовых отраслей зарубежных стран показал, что основными являются освоение месторождений углеводородов из нетрадиционных залежей (сланцевые, низкопроницаемые, тяжелые нефти) и глубоководных акваторий. С учетом геологических, ресурсных, геополитических и других специфических условий отметим рекомендуемые нами стратегически важные направления развития нефтегазовой отрасли России:

- рост объемов ГРП не только на акваториях Арктики и других морей, но в первую очередь на суше – именно здесь сосредоточены основные запасы и ресурсы углеводородов;
- применение новых технологий увеличения эффективности нефтегазодобычи (КИН);
- повышение уровня рационального использования попутного нефтяного газа (снижение объемов его сжигания);
- развитие и применение технологий добычи сланцевой и тяжелой нефти;
- первоочередные поиск и освоение месторождений углеводородов в транзитных и мелководных прибрежных зонах Арктики в районах с развитой инфраструктурой.

## Литература

Oil Tanker Spill Statistics 2012, *ITOPF*, 12 p., 2012.

**Богоявленский В.И.** Арктический шельф: перспективы и проблемы освоения ресурсов нефти и газа. Стенограмма доклада на Международной конференции высоких представителей государств – членов Арктического совета "Обеспечение техногенно-экологической безопасности в Арктике: пути решения". Салехард, 11.04.13. М., Совет безопасности РФ, с. 132-138, 2013с.

**Богоявленский В.И.** Арктический шельф: природно-техногенные угрозы экосистеме при освоении ресурсов нефти и газа. *Вестник МЧС*, № 6-7, с. 35-41, 2013а.

**Богоявленский В.И.** Нефтегазотранспортные системы в арктическом регионе России. *Арктические ведомости*, № 2(6), с. 76-87, 2013б.

**Богоявленский В.И.** Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы. *Морской сборник*, № 9, с. 53-62, 2010.

**Богоявленский В.И.** Циркумарктический регион: современное состояние и перспективы освоения нефтегазовых ресурсов шельфа. *Газовая промышленность*, № 11/666, с. 88-92, 2011.

- Богоявленский В.И., Богоявленский И.В.** Особенности геологического строения и разработки нефтегазовых месторождений в регионе Северного моря. Гронинген и Экофиск. *Бурение и нефть*, № 4, с. 4-8, 2014.
- Богоявленский В.И., Богоявленский И.В.** Тренды объемов добычи углеводородов морских и сланцевых месторождений США. *Газовая промышленность. Спецвыпуск. Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений*, с. 23-27, 2013.
- Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Будагова Т.А.** Экологическая безопасность и рациональное природопользование в Арктике и Мировом океане. *Бурение и нефть*, № 12, с. 10-16, 2013.
- Богоявленский В.И., Лаверов Н.П.** Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики. *Морской сборник*, № 6, с. 50-58, 2012.
- Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И.** Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России. *Арктика: экология и экономика*, № 1, с. 26-37, 2011.

## References

- Oil Tanker Spill Statistics 2012, ITOPF, 12 p., 2012.
- Bogoyavlenskiy V.I.** Arkticheskiy shelf: perspektivy i problemy osvoeniya resursov nefti i gaza [Arctic shelf: Prospects and problems of the oil and gas resources]. Stenogramma doklada na Mezhdunarodnoy konferentsii vysokih predstaviteley gosudarstv – chlenov Arkticheskogo soveta "Obespechenie tehnogenno-ekologicheskoy bezopasnosti v Arktike: puti resheniya". Salehard, 11.04.13. M., Sovet Bezopasnosti RF, p. 132-138, 2013c.
- Bogoyavlenskiy V.I.** Arkticheskiy shelf: prirodno-tehnogennye ugrozy ekosisteme pri osvoenii resursov nefti i gaza [Arctic shelf: Natural and man-made threats to the ecosystem during the development of oil and gas resources]. Vestnik MChS, N 6-7, p. 35-41, 2013a.
- Bogoyavlenskiy V.I.** Neftegazotransportnye sistemy v arkticheskom regione Rossii [Oil and gas transportation systems in the Russian Arctic]. Arkticheskie vedomosti, N 2(6), p. 76-87, 2013b.
- Bogoyavlenskiy V.I.** Uglevodorodnye bogatstva Arktiki i Rossiyskiy geofizicheskiy flot: sostoyanie i perspektivy [Hydrocarbon riches of Arctic and the Russian geophysical fleet: Status and prospects]. Morskoy sbornik, N 9, p. 53-62, 2010.
- Bogoyavlenskiy V.I.** Tsirkumarkticheskiy region: sovremennoe sostoyanie i perspektivy osvoeniya neftegazovykh resursov shelfa [Circumarctic region: Current state and prospects of oil and gas resources of the shelf]. Gazovaya promyshlennost, N 11/666, p. 88-92, 2011.
- Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V.** Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy v regione Severnogo morya. Groningen i Ekofisk [The geological structure and development of oil and gas fields in the North Sea. Groningen and Ekofisk]. Burenie i neft, N 4, p. 4-8, 2014.
- Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V.** Trendy ob'emov dobychi uglevodorodov morskikh i slantsevyykh mestorozhdeniy SshA [Trends in hydrocarbon production of marine and shale deposits of the USA]. Gazovaya promyshlennost. Spetsvypusk, Dobycha uglevodorodov: geologiya, геофизика, разработка месторождений, p. 23-27, 2013.
- Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V., Budagova T.A.** Ekologicheskaya bezopasnost i ratsionalnoe prirodopolzovanie v Arktike i Mirovom okeane [Environmental security and environmental management in Arctic and the oceans]. Burenie i neft, N 12, p. 10-16, 2013.
- Bogoyavlenskiy V.I., Laverov N.P.** Strategiya osvoeniya morskikh mestorozhdeniy nefti i gaza Arktiki [The strategy of development of offshore oil and gas in Arctic]. Morskoy sbornik, N 6, p. 50-58, 2012.
- Laverov N.P., Dmitrievskiy A.N., Bogoyavlenskiy V.I.** Fundamentalnye aspekty osvoeniya neftegazovykh resursov Arkticheskogo shelfa Rossii [Fundamental aspects of development of oil and gas resources of the Arctic shelf of Russia]. Arktika: ekologiya i ekonomika, N 1, p. 26-37, 2011.

## Информация об авторах

**Богоявленский Василий Игоревич** – Институт проблем нефти и газа РАН, чл.-корр. РАН, д-р техн. наук, зам. директора

**Bogoyavlenskiy V.I.** – Oil and Gas Research Institute RAS, Corr. Member RAS, Dr of Tech. Sci., Deputy Director

**Богоявленский Игорь Васильевич** – Институт проблем нефти и газа РАН, науч. сотрудник

**Bogoyavlenskiy I.V.** – Oil and Gas Research Institute RAS, Researcher