

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

В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский

Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России

V. I. Bogoyavlensky, I. V. Bogoyavlensky

Development of oil and gas fields in the Arctic seas and other Russian offshore areas

Аннотация. Приведены результаты разработки месторождений арктических и других морей России. Выполнен анализ состояния геофизического и бурового флотов России. Рекомендовано применение сейсмического мониторинга для повышения эффективности и безопасности разработки морских месторождений. Определены основные направления развития нефтегазовой отрасли России.

Abstract. The results of development of the Arctic and other Russian seas oil and gas fields have been presented. The state of the offshore seismic exploration and drilling fleets has been analysed. Seismic monitoring has been recommended for efficiency and safety of the offshore fields development increasing. Main directions of Russian oil and gas industry development have been determined.

Ключевые слова: моря Арктики, месторождения нефти и газа, нефтегазодобыча, морская сейсморазведка, морское бурение, сейсмический мониторинг разработки морских месторождений.

Key words: Arctic seas, oil and gas fields, oil and gas production, offshore seismic exploration, offshore drilling, seismic monitoring of the offshore fields development.

Введение

Добыча нефти и газа в Арктике является основой экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), Ненецкого автономного округа (НАО) и Аляски (США), достигая в двух указанных российских регионах, по данным местной администрации, соответственно около 83 и 98 % от валового продукта в 2012–2013 гг. По данным ADR (Alaska Department of Revenue), доля доходов от нефтегазовой отрасли на Аляске в 1982–2008 гг. изменялась в зависимости от стоимости углеводородов (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 США [1]–[5].

Освоение ресурсов УВ шельфа Арктики и континентального склона Северного Ледовитого океана развивается гораздо медленнее, чем в большинстве других нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Мирового океана, что в основном связано с экстремально сложными природно-климатическими условиями, экологической уязвимостью и в меньшей степени с наличием спорных территорий в Циркумарктическом регионе. Активный рост объемов добычи сланцевых газа (с 2005 г.) и нефти (с 2007 г.) в США, многочисленные аварии и катастрофы при добыче УВ в Мировом океане и серьезные проблемы при проведении геологоразведочных работ (ГРП) компании Shell в 2012 г. на шельфе Аляски привели к тому, что активность нефтегазовых компаний резко снизилась, причем не только в Арктическом регионе, но и в других морских НГБ США. По данным Бюро безопасности и природоохранного правоприменения США (BSEE), в период с 1990 по 2005 гг. в Мексиканском заливе в среднем действовало около 4 тыс. платформ (примерно половина платформ мира), а максимальное количество (4049) было в 2001 г. С 2007 г. наблюдается активное снижение количества действующих платформ в Мексиканском заливе (до 2634) в 2013 г. (в среднем по 180 в год). Падают и объемы морской нефтегазодобычи.

16 декабря 2014 г. президент США принял решение о приостановке всех планов освоения нефтегазовых ресурсов Бристольского залива и акватории Берингова моря к северу от Алеутских островов с целью их сохранения для будущих поколений. По нашему мнению, это решение базируется на успешном развитии нефтегазодобычи на суше из сланцевых месторождений и желании уберечь уязвимые северные акватории от возникновения разливов нефти, вероятность которых в данном регионе дополнительно увеличивается за счет ледовой угрозы и высокой сейсмической активности.

Из-за глобального потепления в последние годы увеличилось таяние и сход в море массивов льда с ледников арктических островов Шпицбергена, Земли Франца-Иосифа и северной части Новой Земли с образованием большого количества айсбергов. Под действием течений и ветров айсберги дрейфуют по значительной части Баренцева моря, достигая Штокмановского и других месторождений, при этом характер их движения напоминает "броуновское", т. е. практически не прогнозируемое. Ледовая угроза в Арктике неоднократно приводила к чрезвычайным и катастрофическим ситуациям с судами (гибель судна

ледокольного типа "Челюскин" в феврале 1934 г. в Чукотском море и др.). Даже современное обеспечение судов информацией о ледовой обстановке на основе космических данных не гарантирует безопасности судоходства в ледовой обстановке. По данным Госморспасслужбы, 16 ноября 2014 г. теплоход "Брин-Наволок" (ЗАО "Белфракт") с грузом около 1,2 тыс. т зажалось льдом в районе порта Варандей. Судно было вызволено из ледового плена только 30 ноября шедшим на плановые работы в порт Сабетта бывшим шведским ледоколом "Тор", построенным в Финляндии в 1964 г. и ныне принадлежащим ФГУП "Росморпорт".

При финансовой поддержке ОАО «НК "Роснефть"» в 2012–2014 гг. активизировались комплексные морские экспедиции ФГБУ "ААНИИ" и других организаций в Арктике, включая исследования экстремальных гидрометеорологических условий, ледовой обстановки и айсберговой угрозы. Однако короткого периода в два-три года явно недостаточно для выполнения статистических исследований с целью оценки природно-климатических угроз и выбора критических характеристик ледовой, ветровой, волновой и других нагрузок, оказываемых Арктикой на технические средства освоения ресурсов углеводородов (буровые платформы и пр.). В частности, ОАО «НК "Роснефть"» [6] отмечает, что в ходе экспедиции 2013 г. в Карском море был выявлен гигантский вмерзший в лед айсберг ($70 \times 70 \times 12$ м, глубина килы 50 м), «крупнейший исследованный специалистами ФГБУ "ААНИИ" за всю историю наблюдений в Арктике». Если это так, то данное утверждение конфликтует с имеющейся информацией, что в районе Штокмановского ГКМ встречаются айсберги весом до 3–4 млн т (т. е. в 10–15 раз больше найденного). 11 октября 2010 г. в районе Русской Гавани в северной части Новой Земли (координаты 76.222° с. ш. и 63.883° в. д.) ГС РАН зарегистрировала крупное землетрясение магнитудой около 4 [7]. По космическим снимкам оно идентифицировано как возникшее при ударе о дно отколовшегося айсберга размером в плане 0.8×4 км, а в высоту предположительно около 100 м. При таких параметрах он весит около 150–200 млн т, что почти на два порядка больше наблюдавшихся в данном регионе, включающем Штокмановское ГКМ.

Заниженными оказались представления ОАО «НК "Роснефть"» о возможной штормовой нагрузке в Баренцево-Карском регионе. 10 августа 2012 г. в Карском море вблизи архипелага Новая Земля был зарегистрирован рекордный порыв ветра 55 м/с (198 км/ч) [7], что на 10 % больше, чем в обобщающей таблице под названием "Порывы ветра на высоте 10 м, возможные 1 раз в 100 лет", приведенной в той же работе [6].

После длительного периода уменьшения минимальная площадь льда резко выросла в 2013 г. – до 5,1 млн км² (в 1,5 раза больше, чем в 2012 г.) – и вплотную приблизилась к среднестатистическим значениям за 25 лет. Аналогичная площадь льда была и в 2014 г. Также на ряде участков Северного Ледовитого океана наблюдается увеличение площади многолетнего льда. Вполне вероятно, что пик потепления пройден.

Поиск и разведка месторождений нефти и газа

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. 1 показано размещение и долевое распределение 117 морских лицензионных участков (70 в Арктике), включая участки в переходных зонах суша – море (состояние на 01.01.15). ОАО «НК "Роснефть"» обладает 41,35 % от общего числа лицензий, ОАО "Газпром" – 31,92 %, ОАО "ЛУКОЙЛ" – 8,8 %, а остальные 17,93 % распределены между дочерними предприятиями ОАО "НОВАТЭК" и несколькими другими компаниями. 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 73,27 % участков). По нашим расчетам, общая площадь 117 лицензионных участков составляет 1,82 млн км² (больше площади штата Аляска), из которых ОАО «НК "Роснефть"» контролирует 1,38 млн км² (75,5 %), а обе крупнейшие российские компании обладают 1,72 млн км², т. е. 94,6 % от общей площади лицензионных участков.

В 2011–2013 гг. российские нефтегазодобывающие компании создали альянсы с рядом зарубежных компаний для совместного изучения и освоения нефтегазоносности лицензионных участков в Арктике (ExxonMobil, ENI, Statoil, Total). Активно участвует и British Petroleum (BP), владеющая крупным пакетом акций ОАО «НК "Роснефть"» (около 20 %). Подписанные ОАО «НК "Роснефть"» соглашения предусматривают 100%-е финансирование ГРП зарубежными партнерами, получившими 33,3%-е пакеты акций в совместных предприятиях. Однако из-за санкций деятельность на акваториях Арктики большей части совместно созданных предприятий практически приостановлена.

В 2014–2015 гг. произошли знаменательные события на шельфе Балтийского моря, прилегающем к Калининградской области. В результате поискового бурения четырех скважин ОАО "ЛУКОЙЛ" на структурах Д-6-Южная, Д-29, Д-31 и Д-41 открыты нефтяные месторождения (запасы пока не объявлены). Бурение проведено арендованной СПБУ "Арктическая", принадлежащей ООО "Газфлот" и построенной по проекту ОАО «ЦКБ "Коралл"» на верфи "Звездочка". СПБУ способна бурить скважины до глубины 6500 м при глубине воды от 7 до 100 м. 18 апреля 2015 г. она прибыла на плановый ремонт на Морской завод в Кронштадте (рис. 2).

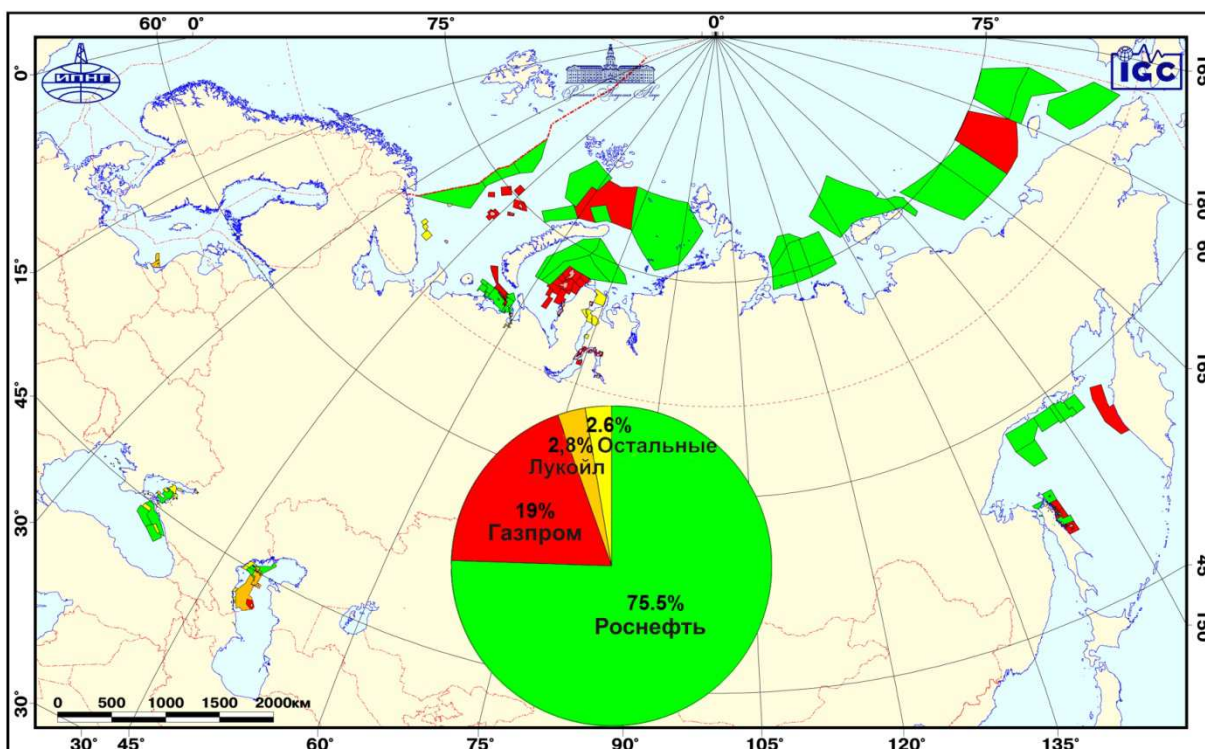


Рис. 1. Лицензионные участки на шельфе России и диаграмма долевого распределения их суммарной площади по недропользователям (состояние на 01.07.15)



Рис. 2. СПБУ "Арктическая" на Морском заводе в Кронштадте (фото авторов, 11.06.15)

Состояние геофизического и бурового флотов России

Распад СССР привел к снижению активности ГРП на суше и море. В первые годы постсоветского времени объемы сейсмических исследований МОГТ (метод общей глубинной точки) на акваториях России резко снизились. Основную активность в Баренцевом и Печорском морях проявляло ОАО "Газпром", которое в трудные годы помогло сохранить геофизический флот ведущей советской и российской морской сейсморазведочной компании ОАО "Севморнефтегеофизика" (СМНГ, г. Мурманск). Также сохранились суда ОАО "Дальморнефтегеофизика" (ДМНГ, г. Южно-Сахалинск) и ОАО "Мурманская арктическая геологоразведочная экспедиция" (МАГЭ, г. Мурманск). Почти все российские суда имеют "почтенный" возраст (свыше 25 лет) и требуют поэтапной замены, однако они находятся в хорошем состоянии, неоднократно проходили модернизацию и оснащены современным геофизическим оборудованием зарубежного производства, что позволяет выигрывать контракты практически во всех НГБ мира.

Российский геофизический флот насчитывает 12 судов для проведения сейсморазведки (около 8 % от общемирового количества судов), три из которых позволяют выполнять трехмерные работы (3D) с числом сейсмокос от 4 (два судна) до 8 ("Вячеслав Тихонов"/Polarcus, ОАО "Совкомфлот"). По данным СМНГ, одно судно при работах в Арктике способно выполнять сейсмические исследования МОГТ 2D на 3–3.5 тыс. км профилей в месяц. При наличии 9 судов теоретически можно отработать на современном технологическом уровне за один летний сезон (в среднем три месяца) около 80–95 тыс. км профилей. Поэтому при проведении больших объемов региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D в России нет никаких проблем. Для увеличения региональной изученности российского шельфа необходимы только воля и финансы. Один из хорошо известных путей увеличения объемов геофизических исследований заключается в мультиклиентном подходе, широко практикуемом за рубежом и не требующем никаких затрат со стороны государства, которое даже может получать доход от таких работ в виде налоговых и других платежей [1], [2].

Три российских судна для трехмерной сейсморазведки существенно уступают в производительности современным зарубежным судам, способным работать с 12–22 сейсмокосами и обладающим в несколько раз большей производительностью, что особенно важно в арктических условиях с коротким рабочим сезоном (2–5 месяцев). До 2015 г. нехватка мощных отечественных судов для трехмерной сейсморазведки на российских акваториях Арктики и других морей компенсировалась арендой зарубежных. Однако в условиях санкций такие возможности резко сократились. Вместе с тем в связи с продолжающимся мировым кризисом и падением цен на нефть практически во всем мире наблюдается снижение активности проведения новых ГРП, особенно в акваториях Арктики. В частности, в конце 2014 г. норвежская компания Statoil заявила о резком снижении своей активности в ближайшие годы в Баренцевом море. В 2013–2014 гг. на шельфе Аляски снизили активность Shell, ConocoPhillips (в основном из-за серьезных проблем Shell при проведении ГРП в 2012 г.). Из-за неудач при осуществлении ГРП компанией Cairn Energy на западном шельфе Гренландии (море Баффина) также наблюдается затишье. Однако в декабре 2013 г. в северо-восточной части арктического шельфа Гренландии были выданы лицензии на 4 блока трем альянсам, в которые вошли мировые лидеры нефтегазовой индустрии ENI, BP, Shell, Statoil, Chevron. Но это было до падения цен на нефть. Из-за снижения объемов морских ГРП стоимость акций ведущих зарубежных геофизических компаний снизилась в несколько раз.

Таким образом, в последние два десятилетия основная проблема развития нефтедобывающей отрасли России заключается не в отсутствии технических средств проведения региональных и детальных нефтегазопроисловых сейсморазведочных работ МОГТ 2D, а в недостатке работы для имеющегося флота. Геофизические суда СМНГ и ДМНГ, принадлежащие государству, вынуждены искать и выполнять большие объемы работ за рубежом, развивая нефтегазовые отрасли конкурентов, что наглядно видно на примере распределения выполненных объемов сейсморазведки МОГТ 2D СМНГ (рис. 3) [4]. В период 1991–2013 гг. средний объем работ СМНГ в России составил всего 10.1 тыс. км (20.9 % от общего объема), а за рубежом – 38.2 тыс. км (79.1 %).

Буровой флот, созданный во времена СССР, почти полностью утерян (распродан). По инициативе ОАО "Газпром" создан корпоративный флот ООО "Газфлот", успешно поработавший и открывший ряд месторождений в акваториях Карского моря, в основном в Обской и Тазовской губах. Здесь были открыты Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское и Обское месторождения, а также доказано морское продолжение Семаковского, Тота-Яхинского, Антипаютинского и Харасавэйского месторождений, открытых ранее на суше. Общий прирост запасов УВ составил около 2 млрд т нефтяного эквивалента. Всего в 2000–2011 гг. на российском шельфе Арктики пробурено 34 скважины (рис. 4) [2], [4].

В последние годы на российском шельфе Арктики произошло снижение буровой активности: в 2011 г. пробурена всего одна скважина на морском продолжении месторождения Харасавэйское в Карском море, а в 2012 и 2013 гг. впервые за треть века геологоразведочных работ – ни одной.

С учетом лицензионных обязательств ОАО "Газпром" и ОАО «НК "Роснефть"» можно отметить, что начиная с 2014 г. ситуация с бурением на арктическом шельфе России должна исправиться, если не повлияют санкции. В 2014 г. было пробурено две скважины: ОАО "Газпром нефть шельф" в Баренцевом море на Долгинском месторождении и ОАО «НК "Роснефть"» на Университетской структуре в Карском море.

Бурение самой северной в Карском море скважины на Университетской структуре проведено с ППБУ "West Alpha" (забой 2115 м, глубина воды 81 м). В результате бурения открыто нефтегазовое месторождение "Победа", поставленное на учет в ГКЗ РФ (Государственная комиссия по запасам) с запасами категорий C_{1+2} в 499 млрд m^3 газа и 130 млн т нефти. Таким образом, на протяжении около трети века в Карском море продолжается 100%-й успех буровых работ, что достойно занесения в Книгу рекордов Гиннесса.

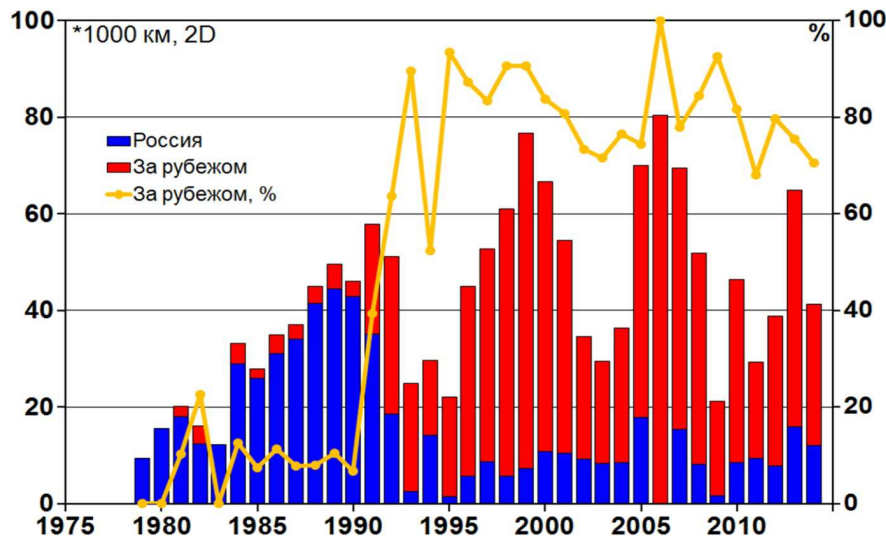


Рис. 3. Объемы сейсморазведки МОГТ 2D CMHG на российском и зарубежном рынках

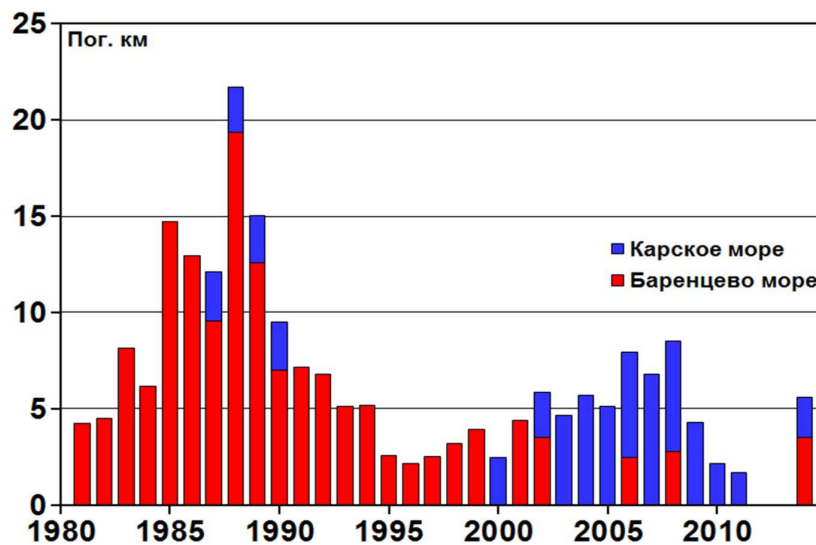


Рис. 4. Объемы бурения в Баренцевом и Карском морях

Бурение скважины в центральной части Долгинского нефтяного месторождения с СПБУ "Saturn" румынской компании GSP (забой 3 500 м) преподнесло сюрприз: в терригенно-карбонатных отложениях перми-карбона вместо нефти открыт газ, что ставит под сомнение построенную ранее модель единой протяженной (77 км) залежи нефти Долгинского месторождения с запасами более 200 млн т. Возможно, придется вернуться к первоначальному предположению о наличии двух нефтяных месторождений: Северо-Долгинского и Южно-Долгинского, открытых первыми скважинами, пробуренными в 1998 и 1999 гг. СПБУ "Мурманская", принадлежащей АМНГР, по заказу ООО "Газфлот".

Таким образом, по состоянию на начало 2015 г. в российских морях Западной Арктики пробурены 88 поисково-разведочных скважин и открыто 22 месторождения (включая месторождения в переходной зоне суша – море) с суммарными запасами и ресурсами газа более 10 трлн m^3 и нефти (с конденсатом) свыше 500 млн т.

Нефтегазодобыча на шельфе России

В настоящее время в России ведется нефтегазодобыча на акваториях шести морей на 13 месторождениях. При кратком описании действующих проектов для сокращения углеводородного состава разрабатываемых

месторождений приняты следующие сокращения: Н – нефтяные, Г – газовые, К – конденсатные, М – месторождение. Ниже приводится перечень этих проектов:

1) в Азовском море в транзитной зоне Бейсугского лимана и Ясенской косы – ООО "Газпром" на Бейсугском ГМ с 1975 г.;

2) в Охотском море на 8 месторождениях северо-восточного шельфа Сахалина:

– ОАО «НК "Роснефть"» (РН-СМНГ) на Северном куполе Одопту-море НГМ наклонными скважинами с берега с 1998 г. (горизонтальные отклонения скважин до 6 км). С 4 сентября 2014 г. на лицензионном участке ОАО «НК "Роснефть"» "Северная оконечность месторождения Чайво" на первой (из планируемых пяти) горизонтальной эксплуатационной скважине, пробуренной летом 2014 г. с берега с помощью БУ "Ястреб";

– по проекту "Сахалин-2" международным консорциумом Sakhalin-Energy (Газпром – 50 % плюс одна акция, Shell – 27.5 %, Mitsui – 12.5 %, Mitsubishi – 10 %) на месторождениях Пильтун-Астохское (с платформ ПА-Б/"Моликпак" в 1999 г. и ПА-Б с 2007 г.) и Лунское (с платформы "ЛУН-А" в 2006 г.);

– по проекту "Сахалин-1" консорциумом Exxon Neftegas Limited (ExxonMobil – 30 %, Sodeco – 30 %, ONGC – 20 %, "Роснефть" – 20 %) на НГКМ Чайво с 2005 г. и Одопту-море с 2010 г. (горизонтальные скважины с берега с отклонением до 11.5 км и сталебетонная платформа "Орлан"). С 19 января 2015 г. на Аркутун-Дагинском НГКМ со сталебетонной платформы "Беркут";

– по проекту "Сахалин-3" с 1 декабря 2014 г. ОАО "Газпром" на Кирином ГМ (в 2013 г. был пробный пуск) с подводным добывающим комплексом с двумя эксплуатационными скважинами;

3) в Карском море в Тазовской губе ООО "НОВАТЭК – Юрхаровнефтегаз" с 2003 г. на Юрхаровском НГКМ с берега наклонными скважинами с горизонтальными окончаниями;

4) в Балтийском море ООО "ЛУКОЙЛ" с 20 июля 2004 г. – Кравцовское НМ;

5) в Каспийском море ООО "ЛУКОЙЛ" на НМ им. Ю. Корчагина с осени 2010 г. с ледостойкой платформы гравитационного типа;

6) в Печорском море ООО "Газпром нефть шельф" с декабря 2013 г. на Приразломном НМ с морской ледостойкой стационарной платформы.

Кроме перечисленных выше месторождений Крымское республиканское предприятие (КРП) "Черноморнефтегаз" разрабатывает на Черноморском шельфе Крыма Голицинское и Штормовое ГМ (1983 и 1993 гг.), Архангельское и Одесское ГМ (1992 и 2012 гг.), а в Азовском море – Восточно-Казантипское и Северо-Булганакское ГМ (1976, 2002 и 2004 гг.). Объем добычи газа в 2014 г. покрывает большую часть потребностей Крыма (около 2 млрд м³ в год).

На рис. 5 показан уровень добычи нефти и конденсата на акваториях Охотского, Балтийского, Каспийского, Печорского и Карского морей. В 2011 г. морская добыча нефти (с конденсатом) достигла 18.1 млн т, что составило 3.5 % общероссийской добычи. Все больший вклад вносит добыча конденсата Юрхаровского НГКМ – около 2.7 млн т в 2011–2013 гг. Однако в 2012 и 2013 гг. общий уровень добычи нефти на акваториях был ниже рекордного (2011 г.) за счет падения добычи на двух сахалинских проектах. В 2014 г. суммарная добыча увеличилась до 18.48 млн т (на 4.3 % больше, чем в 2013 г., и на 2 % больше предыдущего рекорда 2011 г.). В последующие годы предполагается стабильный рост морской нефтедобычи в основном за счет Приразломного и Аркутун-Дагинского месторождений.

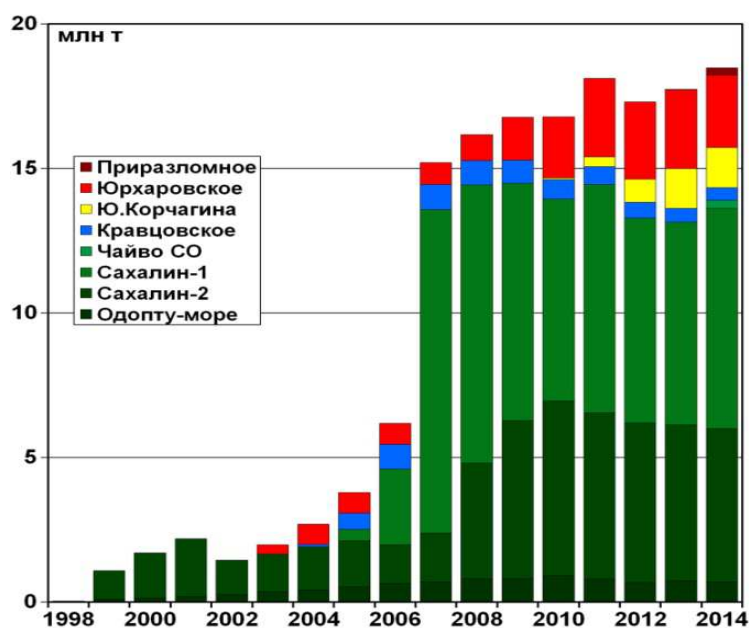


Рис. 5. Морская нефтедобыча в России

Несмотря на небольшой объем, морская нефтегазодобыча уже значительно влияет на индустриальное и социально-экономическое развитие регионов. 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 (более 15 млн т в 2011 г.).

С учетом начала добычи в конце 2013 г. первой нефти Приразломного месторождения ее максимум в 6–6.5 млн тонн будет достигнут не ранее 2020 г., что обеспечит не более 1.3 % от общероссийской добычи (при ее сохранении на уровне последних лет) и менее 0.15 % от мировой. В 2013 и 2014 гг. добыча на Приразломном НМ составила 10 и 262 тыс. т.

В последнее десятилетие стабильно росла добыча газа на морских месторождениях Сахалина, что позволило значительно перестроить энергообеспечение Дальневосточного региона. Основной вклад в морскую газодобычу России (58.3 %) вносит Юрхаровское НГКМ – 38.84 млрд м³ в 2014 г. (на 1.4 % больше, чем в 2013 г.). Незначительный рост газодобычи в 2014 г. (до 66.65 млрд м³; на 1.3 % по сравнению с 2013 г.) объясняется выходом разрабатываемых месторождений на максимально возможный уровень (рис. 6). За счет освоения новых месторождений (Кириновского, Аркутун-Дагинского, Приразломного, им. Филановского и др.) возможен дальнейший активный рост объемов газодобычи.

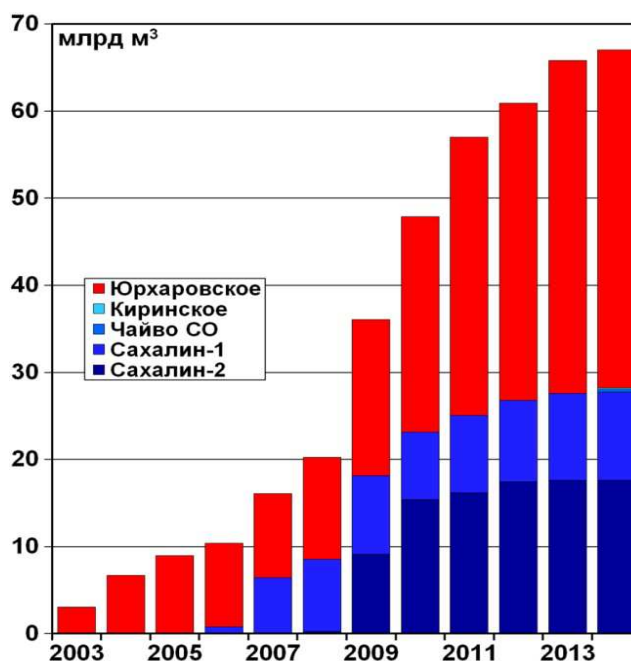


Рис. 6. Морская газодобыча в России

На основе мирового опыта освоения морских месторождений при оптимистичном прогнозе на открытых акваториях Арктики потребуются не менее 10–15 лет с момента открытия месторождения до начала добычи углеводородов. Период времени в годах от открытия до ввода в эксплуатацию известных морских разрабатываемых месторождений составил: Приразломное – 24, Одопту-море – 33, Чайво – 26, Лунское – 25, Аркутун-Дагинское – 25, Кириновское – 21, Snohvit – 23, Hibernia – 18, Пильтун-Астохское и Кашаган – 13 (15?), Endicott – 9. При этом отметим, что начавшаяся в сентябре 2013 г. разработка Кашагана в субарктических условиях Северного Каспия, проводимая альянсом лидеров мировой индустрии ENI Agip, Total, Shell, ExxonMobil, ConocoPhillips, приостановлена на длительный срок из-за вскрывшихся многочисленных проблем с транспортировкой углеводородов по подводным трубопроводам; промышленная добыча будет налажена, видимо, лишь в 2015 г. Состояние подготавливаемых к разработке норвежских месторождений Goliat и Aasta Hasteen свидетельствует о том, что до первой добычи пройдет не менее 15 и 20 лет соответственно. Для 25 широко известных морских месторождений УВ среднее время от открытия до ввода в разработку и получения первого продукта превысило 21 год. Таким образом, в России до 2025 г. добыча нефти может быть начата только на уже открытых месторождениях Печорского моря, да и то не на полную мощность. При этом уровень добычи нефти на шельфе Арктики даже по оптимистичному сценарию не сможет превысить 18 млн т.

Сейсмический мониторинг разработки морских месторождений

При разработке морских месторождений за рубежом все более широкое применение получил сейсмический мониторинг, позволивший повысить на ряде месторождений коэффициенты извлечения нефти до 50–60 %. В России освоение всех морских месторождений сопровождается трехмерной сейсморазведкой (3D),

однако сейсмический мониторинг (сейсморазведка 4D) проводился всего один раз на Пильтун-Астохском месторождении компании Sakhalin Energy (ООО "Газпром", Shell и др.) в 2010 г. с плавающими косами. Результаты позволили понять произошедшие флюидозамещения в резервуаре, объяснить причины падения нефтедобычи, скорректировать объемы водонагнетания и зоны размещения новых эксплуатационных скважин. Применение сейсмомониторинга с донными кабелями (LoFS, PRM) обладает множеством преимуществ, включая возможность контроля в условиях, близких к реальному времени флюидоперетоков по заколонному пространству (большая проблема многих отечественных и зарубежных скважин) с формированием техногенных залежей и созданием аварийных условий, нередко приводящих к катастрофическим выбросам газа. Таким образом, применение сейсмического мониторинга повышает не только эффективность нефтегазодобычи, но и безопасность освоения месторождений. Данные системы дополнительно позволяют контролировать передвижения подводных средств и персонала потенциальных противников, что повышает обороноспособность страны.

По инициативе ИПНГ РАН разработаны и развиваются новые технологии сейсмического мониторинга процесса освоения морских месторождений, дистанционного контроля заколонных перетоков (начиная с этапа бурения скважин) и герметизации околоскважинного пространства; проводится патентование. При наличии финансирования в сотрудничестве с рядом специализированных организаций (концерны "Моринформсистема-Агат", "Океанприбор" и др.) в двухлетний период может быть налажено производство технических комплексов сейсмомониторинга.

Заключение

Представляется важным зафиксировать законодательным путем необходимость включения в лицензионные соглашения обязательного применения инновационных технологий сейсмического мониторинга на разрабатываемых уникальных и крупных морских месторождениях России, повышающих эффективность и безопасность нефтегазодобычи.

Анализ базовых направлений развития нефтегазовых отраслей зарубежных стран показал, что основным из них является освоение месторождений углеводородов из нетрадиционных залежей (сланцевых, низкопроницаемых, тяжелые нефти) и глубоководных акваторий [4], [5]. 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 [3], [5];
- 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;
- увеличение роли государства в организации, проведении и финансировании ГРП.

Библиографический список

1. Богоявленский В. И. Углеводородные богатства Арктики и Российский геофизический флот: состояние и перспективы // Морской сборник. 2010. № 9. С. 53–62.
2. Богоявленский В. И., Лаверов Н. П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Морской сборник. 2012. № 6. С. 50–58.
3. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В., Будагова Т. А. Экологическая безопасность и рациональное природопользование в Арктике и Мировом океане // Бурение и нефть. 2013. № 12. С. 10–16.
4. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Тренды объемов добычи углеводородов морских и сланцевых месторождений США // Газовая промышленность. Спецвыпуск "Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений". 2013. С. 23–27.
5. Богоявленский В. И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов : монография. М. : ВЭО, 2014. С. 11–175.
6. Шишкин А. Н., Сочнев О. Я., Логецкая М. А. Промышленные и экологические риски бурения в Карском море // Offshore (Russia). 2014. № 2 (4). С. 74–76.
7. Виноградов Ю. А., Виноградов А. Н., Кровотынцев В. А. Применение геофизических методов для дистанционного контроля динамики процессов деструкции ледовых покровов Арктики. Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. Обнинск : ГС РАН, 2011. С. 87–89.

References

1. Bogoyavlensky V. I. Uglevodorodnyie bogatstva Arktiki i Rossiyskiy geofizicheskiy flot: sostoyanie i perspektivy [The hydrocarbon resources in the Arctic and the Russian geophysical fleet: Current status and prospects] // Morskoy sbornik. 2010. N 9. P. 53–62.
2. Bogoyavlensky V. I., Laverov N. P. Strategiya osvoeniya morskikh mestorozhdeniy nefi i gaza Arktiki [Strategy for the development of offshore oil and gas fields in the Arctic] // Morskoy sbornik. 2012. N 6. P. 50–58.
3. Bogoyavlensky V. I., Bogoyavlensky I. V., Budagova T. A. Ekologicheskaya bezopasnost i ratsionalnoe prirodopolzovanie v Arktike i Mirovom okeane [Ecological security and rational use of natural resources in the Arctic and World ocean] // Burenie i nef. 2013. N 12. P. 10–16.
4. Bogoyavlensky V. I., Bogoyavlensky I. V. Trendy ob'emov dobyichi uglevodorodov morskikh i slantsevyih mestorozhdeniy SShA [Trends of volume production of hydrocarbons offshore and shale fields in the United States] // Gazovaya promyshlennost. Spetsvyipusk "Dobyicha uglevodorodov: geologiya, geofizika, razrabotka mestorozhdeniy". 2013. P. 23–27.
5. Bogoyavlensky V. I. Arktika i Mirovoy okean: sovremennoe sostoyanie, perspektivy i problemy osvoeniya resursov uglevodorodov [The Arctic and the Oceans: The current state, problems and prospects of development of hydrocarbon resources] : monografiya. M. : VEO, 2014. P. 11–175.
6. Shishkin A. N., Sochnev O. Ya., Logetskeya M. A. Promyshlennyye i ekologicheskie riski bureniya v Karskom more [Industrial and ecological risks of drilling in the Kara Sea] // Offshore (Russia). 2014. N 2 (4). P. 74–76.
7. Vinogradov Yu. A., Vinogradov A. N., Krovotyntsev V. A. Primenenie geofizicheskikh metodov dlya distantsionnogo kontrolya dinamiki protsessov destrukttsii ledovyih pokrovov Arktiki [Geophysical methods for remote monitoring dynamics of the processes of destruction of the Arctic ice sheets]. Sovremennyye metody obrabotki i interpretatsii seysmologicheskikh dannyih. Obninsk : GS RAN, 2011. P. 87–89.

Сведения об авторах

Богоявленский Василий Игоревич – Институт проблем нефти и газа РАН, чл.-корр. РАН, д-р техн. наук, профессор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, зам. директора по науке, зав. лабораторией "Шельф"; e-mail: vib@pgc.su

Bogoyavlensky V. I. – Oil and Gas Research Institute RAS, Corresponding Member of RAS, Dr of Tech. Sci., Professor of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Deputy Director of Oil and Gas Research Institute of RAS, Head of Shelf Laboratory; e-mail: vib@pgc.su

Богоявленский Игорь Васильевич – Институт проблем нефти и газа РАН, науч. сотрудник; e-mail: igorbogoyavlenskiy@mail.com

Bogoyavlensky I. V. – Oil and Gas Research Institute RAS, Scientific Researcher; e-mail: igorbogoyavlenskiy@mail.com