УДК 622.323+622.324 (98)

В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский[1]

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ

Аннотация. Рассмотрены основные проблемы, возникшие в настоящее время при освоении ресурсов нефти и газа на акваториях Мирового океана и Арктики. Показаны основные тренды развития мировой нефтегазовой индустрии и определены рекомендации по освоению шельфа России. Показано, что из-за низкого уровня изученности лито- и гидросфер Арктики широкомасштабное освоение углеводородных ресурсов арктических акваторий способно принести колоссальные убытки, связанные с необходимостью ликвидации возможных катастрофических последствий, которые неоднократно происходили на суше АЗРФ во времена СССР. Геоэкологические последствия этих катастроф до сих пор не ликвидированы и недостаточно исследованы. Вместе с тем не вызывает никаких сомнений необходимость проведения активных нефтегазопоисковых работ на всем шельфе России.

Ключевые слова: Арктика, нефть, газ, АЗРФ, геоэкологические проблемы.

V.I. Bogoyavlensky, I.V. Bogoyavlensky[2]

FUNDAMENTAL PROBLEMS OF ARCTIC HYDROCARBON RESOURCE EXPLORATION AT THE MODERN STAGE OF GLOBAL OIL AND GAS INDUSTRY DEVELOPMENT

Abstract. The paper considers main problems arising today when exploring oil and gas resources in the global ocean and Arctic waters. It shows the key trends of the global oil and gas industry development and defines recommendations on the Russian shelf exploration. It is demonstrated that the large-scale development of hydrocarbon resources in the Arctic waters with the understudied Arctic lithosphere and hydrosphere may lead to tremendous losses associated with the need to eliminate potential catastrophic consequences recurred on the Russian Arctic zone shore in Soviet times. Geoecological consequences of such catastrophes have been neither eliminated nor adequately investigated until now. At the same time, there is no doubt that intense petroleum exploration is necessary along the entire Russian shelf.

Keywords: Arctic, oil, gas, Russian Arctic zone, geoecological problems.

Освоение ресурсов нефти и газа за рубежом

В последние годы в нефтегазовой индустрии мира происходят, или уже произошли, серьезные изменения, оказывающие значительное влияние на экономику не только на локальном уровне отдельных стран, но и в глобальном масштабе [1-14]. Среди особенно важных событий отметим существенное расширение ресурсной базы известных и открытие новых нефтегазоносных бассейнов (НГБ) в Мировом океане, включая шельф и континентальный склон Бразилии, шельф Израиля, Кипра, Танзании, Мозамбика и ряда других стран. В большинстве новых НГБ превалирует газ, что увеличивает конкуренцию для ПАО «Газпром» и его шельфовых проектов в Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ).

[1] Василий Игоревич Богоявленский – заместитель директора по научной работе Института проблема нефти и газа (ИПНГ) РАН, чл.-корр. РАН, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геоэкологии РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, *e-mail:* vib@pgc.su;

Игорь Васильевич Богоявленский – научный сотрудник ИПНГ РАН, заведующий лабораторией РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, *e-mail:* igorbogoyavlenskiy@gmail.com.

[2] Vasily I. Bogoyavlensky – Deputy Director for Science at the Oil and Gas Institute of the Russian Academy of Sciences (OGI RAS), Corresponding Member of the RAS, Doctor of Engineering, Full Professor, Head of the Department of Geoecology at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), *e-mail*: vib@pgc.su;

Igor V. Bogoyavlensky – Researcher at the OGI RAS, Head of the Laboratory at the Gubkin RSU of Oil and Gas (NRU), *e-mail:* igorbogoyavlenskiy@gmail.com.

За последние 15 лет в Мексиканском заливе ряд ужасающих по силе ураганов нанес значительный урон морской нефтегазовой индустрии и всей экономике США. В частности, в августе-сентябре 2005 г. ураганы Катрина и Рита полностью разрушили 113 и серьезно повредили 52 платформы, произошли значительные разливы нефти и нефтепродуктов. В 2010 г. дополнительный удар по нефтегазовой отрасли мира нанесла катастрофа на месторождении Macondo, породившая самую крупную в мирное время экологическую катастрофу на шельфе и принесшая ущерб компании BP около 65 млрд долл. [14]. Если в период с 1990 по 2005 гг. в Мексиканском заливе в среднем действовало около 4 тыс. платформ (примерно половина платформ мира) при максимальном количестве 4049 в 2001 г., то к концу 2016 г. их число сократилось почти в два раза (около 2110) [4].

На шельфе Арктики результаты бурения в 2015 г. компанией Shell разведочной скважины на газовом месторождении Burger в Чукотском море показали отсутствие коммерчески рентабельных запасов. В связи с этим Shell приостановила инвестиции на северном шельфе Аляски, а ее финансовые потери превысили 7 млрд долл. (включая стоимость приобретения лицензионных участков). Компании Chevron, Total и Statoil также приняли решение о прекращении или замораживании проектов освоения арктической акватории Аляски. По данным Rystad Energy, с середины 2014 г. из-за мирового кризиса приостановлена реализация 63 крупных проектов на сумму около 230 млрд долл., что приведет в 2026 г. к уменьшению мировой добычи на 3 млн баррелей/сут. (около 150 млн т в год) [12]. В их числе особенно дорогие проекты в Арктике, которые могут быть рентабельными при цене на нефть более 80 долл./баррель.

Международное энергетическое агентство IEA (International Energy Agency), понимая сложности добычи нефти и газа из морских арктических месторождений признает, что *«Арктическую нефть можно считать нетрадиционным ресурсом в силу ее относительной недоступности»* (unconventional resources) наравне со сланцевыми УВ, газогидратами, сверхтяжелыми нефтями, битумами и свехглубокими залежами УВ [13]. Нетрадиционными арктические ресурсы УВ делают: недостаточная изученность региона, особенно акваторий; тяжелые природно-климатические условия, наличие льда на акваториях большую часть года; необходимость применения специальных технологий и морозостойких материалов; высокая стоимость работ, снижающая рентабельность проектов; отсутствие технологий ликвидации разливов на море в ледовых условиях; логистические проблемы, включая доставку и содержание персонала и др. На основе мирового опыта с учетом оптимистичного прогноза можно утверждать, что в ледовых условиях Арктики можно ликвидировать не более 10-20% разлившейся нефти [1-4].

Бизнес в США все больше стал ориентироваться на развитие технологий повышения нефтеотдачи и добычи углеводородов (УВ) из традиционных и нетрадиционных залежей на суше. В США на фоне снижения активности на акваториях наблюдается стремительный рост добычи газа и нефти из сланцевых и низкопроницаемых коллекторов, которые в ближайшее время позволят сделать страну энергетически независимой и крупным экспортером УВ. При этом себестоимость производства УВ снизилась, а дебиты новых скважин многократно выросли, что сделало это новое направление более привлекательным, чем добыча УВ на шельфе, особенно арктическом. Из-за стратегической ошибки в недооценке «сланцевой революции» в российском секторе Баренцева моря заморожен проект освоения гигантского Штокмановского месторождения, предусматривавший производство СПГ для экспорта в США.

В 2017 г. США впервые за 60 лет стали нетто-экспортерами газа. В дополнение к первому заводу СПГ Sabine Pass, на котором уже действуют четыре линии суммарной производительностью около 20 млн т, в марте 2018 г. начал работать второй завод СПГ Cove Point в штате Мэриленд мощностью около 4 млн т. Особенностью работы данного завода является то, что СПГ впервые вырабатывается из сланцевого газа (формации Марселлус и Утика).

По данным компании IHS Markit, мировой кризис привел к значительному увеличению количества простаивающих буровых установок, из-за чего в период с начала 2013 г. до апреля 2018 г. произошло четырехкратное снижение

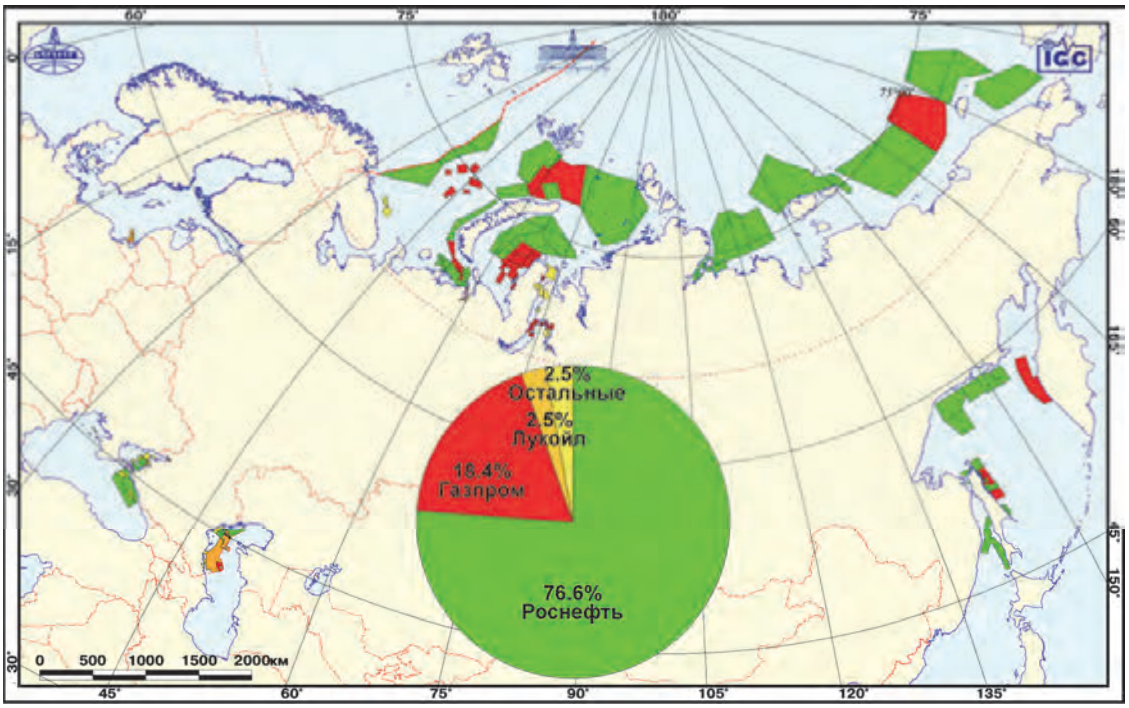


Рис. 1. ***Лицензионные участки на шельфе России и диаграмма долевого распределения их суммарной площади по недропользователям (состояние на 01.01.2018)***

стоимости их аренды (полупогружные БУ и буровые суда – с 600 до 140 тыс. долл./сут.) [11]. Еще хуже ситуация наблюдается на рынке геофизических услуг. Из-за дефицита контрактов в 2015-2016 гг. стоимость акций основных геофизических компаний снизилась в 2,2-9 раз (PGS – 2,2 раза, Polarcus – 3,6; CGG – 4,4; EMGS – 9). Зарубежные и отечественные нефтегазодобывающие и сервисные компании переживают очень трудные времена.

На арктических акваториях наибольшая активность наблюдается на шельфе норвежского сектора Баренцева моря, который в своей южной части благодаря Гольфстриму свободен ото льда, что позволяет круглогодично проводить поисково-разведочное бурение (ПРБ) и применять традиционные технологии освоения морских месторождений. По данным NPD (Norwegian Petroleum Directorate), в 2017 г. здесь было пробурено рекордное количество скважин ПРБ – 17 (12 поисковых и 5 разведочных). По состоянию на начало 2018 г., на всем шельфе Норвегии пробурено 6202 скважины, включая 1654 скважин ПРБ (из них 145 в Баренцевом море).

Освоение ресурсов нефти и газа в АЗРФ

Для сравнения с вышесказанным отметим, что на арктическом шельфе России с морских буровых установок пробурено 89 скважин ПРБ, включая в российской части Баренцева и Печорского морей – 56 и в Карском море (с губами) – 33 [1, 4]. В России в связи с изменением законодательства «О недрах» в 2008 г. основными недропользователями на шельфе являются ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть». На рис. 1 показано размещение и долевое распределение 126-ти морских лицензионных участков (в Арктике – 58%), включая участки в переходных зонах суша-море.

Несмотря на высокий уровень лицензионной активности (см. рис. 1), наблюдается небывалый за 36-летний период снижения объемов геологоразведочных работ (ГРР) на российском шельфе Арктики, начавшийся, как и на суше, до введения санкций при достаточно высоких ценах на УВ. В 2011-2017 гг. пробурено всего 4 скважины ПРБ: в 2011 г. в Карском море на морском продолжении Харасавэйского месторождения; в 2014 г. в Печорском море на Долгинском место-

рождении; в Карском море на Университетской структуре, на которой ПАО «НК «Роснефть» открыто новое месторождение, получившее название «Победа»; в 2017 г. в Карском море на Ленинградском месторождении ПАО «Газпром». При этом бурение трех последних скважин проводилось старыми (на время работ – от 27 до 34 лет) зарубежными буровыми установками из Румынии, Норвегии и Китая. При таком подходе арктические проекты нельзя называть локомотивом инновационного развития России.

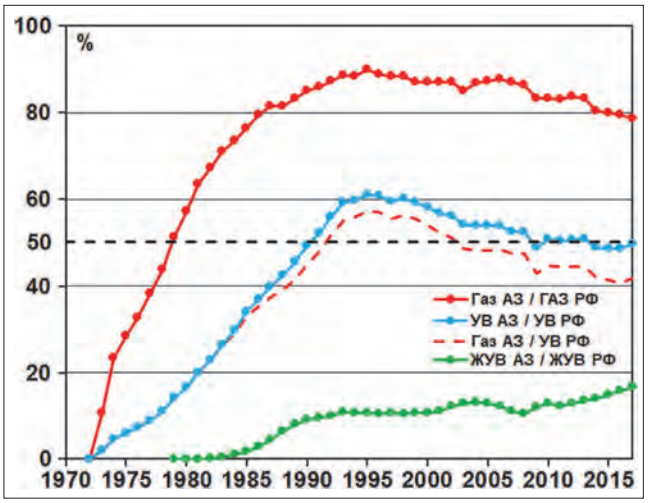
Перечисленные выше проблемы с кризисом цен на нефть, снижение доходов России от экспорта УВ, рост себестоимости нефтегазодобычи и влияние санкций сказываются на темпах развития действующих и на сроках начала реализации новых арктических проектов, включая увеличение газодобычи в Бованенковском регионе и начале освоения морских месторождений в Обской и Тазовской губах Карского моря. Снижение рентабельности ряда новых проектов (особенно шельфовых в Арктике) однозначно отодвинет сроки их реализации и внесет негативные коррективы в планы развития нефтегазодобывающей отрасли России.

Несмотря на геополитические и экономические сложности последних лет не вызывает сомнений, что *внутригосударственная и мировая значимость российских арктических нефтегазовых проектов без сомнения будет расти.* В первую очередь это касается продолжения освоения месторождений нефти и газа на суше АЗРФ, добыча на которых началась почти половину века назад (Мессояхское в 1969 г., Медвежье в 1972 г. и т.д.) раньше, чем на Аляске (Prudhoe Bay в 1977 г.).

Основным индустриальным достижением 2017 г. в АЗРФ является начало промышленной добычи газа на Южно-Тамбейском месторождении и запуск работы в декабре первой линии производства СПГ мощностью 5,5 млрд м^3 газа на заводе «Ямал СПГ» (общая мощность трех линий – 16,5 млрд м^3), строящемся в порту Сабетта (рис. 2). За счет размещения завода в Арктике производительность каждой линии на 10% выше стандартной для южных широт. Данный проект по масштабам строительства в Арктике и сложности реализации не имеет аналогов в мире.

В пределах официально утвержденной границы в АЗРФ открыто 360 месторождений УВ, включая 334 на суше и 26 на шельфе и в переходной зоне суша-море. По данным ГКЗ РФ, в АЗРФ запасы категорий C_{1+2} оценены в 49,7 трлн м^3 газа и 7,3 млрд т нефти, из них на шельфе 10,4 трлн м^3 (20,9%) газа и 0,58 млрд т

Рис. 2. ***Завод «Ямал СПГ» в порту Сабетта (фото из вертолета ОАО «Ямал СПГ»)***



Источник: *В.И. Богоявленский, И.В.Богоявленский, 2018.*

Рис. 3. ***Доли добычи углеводородов в АЗРФ в общем объеме добычи России***

(7,9%) нефти с учетом запасов месторождения «Победа», открытого в 2014 году.[3] При этом около 75% запасов нефти и 92% запасов газа выявлено во времена СССР. По состоянию на начало 2018 г. накопленная добыча газа составила 18,7 трлн м³ (27,5% начальных извлекаемых запасов), а нефти – около 1,4 млрд т (16,1%). В АЗРФ находится 72% запасов газа страны.

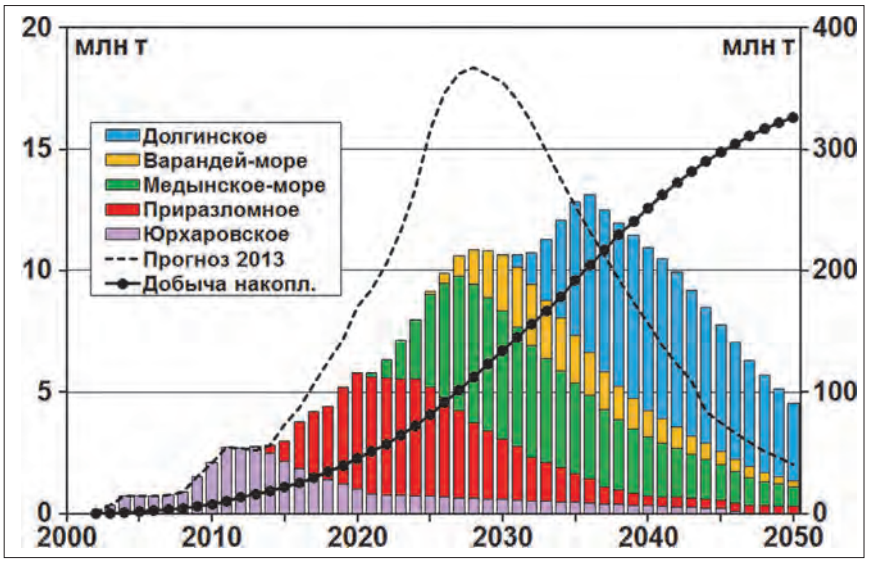
Впечатляющие результаты в глобальном масштабе достигнуты по уровню добычи газа в ЯНАО и АЗРФ. До 2010 г. практически 100% добычи газа АЗРФ велось в ЯНАО. В 2014 г. за счет добычи и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на Ванкорском нефтяном месторождении доля ЯНАО в общей добыче арктического газа немного снизилась и составила 98,7%. Начиная с 1979 г. доля газа АЗРФ (ЯНАО) превышает добычу в остальных регионах страны, при этом максимальное значение 90% было в 1995 г., после чего последовало снижение до 79,6% в 2016 г. и 78,7% в 2017 г. (рис. 3). Интересен тот факт, что в период 1992-2002 гг. газ АЗРФ в пересчете на нефтяной эквивалент давал стране свыше половины добычи всех УВ. В 2016 г. эта доля составила 40,8%, а в 2017 г. – 41,8%. Доля газа АЗРФ по отношению к мировой газодобыче достигла максимального значения 27,6% в 1992 г., а к 2017 г. она снизилась до 14,6 % (согласно принятого компанией BP учета товарного «сухого» газа – 13,7%). Здесь поясним, что компания BP регулярно занижает статистические данные ЦДУ ТЭК по объемам газодобычи в России примерно на 9,5% – часть газа, уходящая на транспортировку и потери ПАО «Газпром» [3].

Зарубежные эксперты (BP и US EIA) в течение длительного времени занижают запасы газа России. Это связано с исторически сложившейся в России (СССР) ситуацией фиксирования извлекаемых запасов газа исходя из 100% коэффициента извлечения (КИГ), в то время как фактически при традиционной системе разработки КИГ составляет 70-85%. Для понимания реальной ситуации с извлекаемыми запасами газа России балансовые запасы должны быть уменьшены на 15-20%.

Еще более серьезные проблемы и разногласия в отечественных и зарубежных оценках есть в понимании объемов российских запасов жидких УВ (ЖУВ – нефть и конденсат). По состоянию на конец 2014 г., по данным ЦДУ ТЭК и ГКЗ РФ, общероссийские запасы ЖУВ по категориям C_{1+2} составляли 29,4 млрд т. В отечественной практике не учитывается техническая доступность и рентабельность освоения этих запасов. В результате эксперты BP «переоценивают» запасы России, уменьшая их примерно в два раза. Важно также понимать, что из 29,4 млн т запасов около 95,7% расположены на территории суши и лишь 4,4% – на шельфе. При этом *только около 2% запасов ЖУВ сосредоточено на акваториях Арктики* (в основном в Печорском море).

На основе мирового опыта освоения морских месторождений при самом оптимистичном прогнозе на открытых акваториях Арктики потребуется не менее 10-15 лет с момента открытия месторождения до начала добычи УВ. Для 35-ти широко известных в мире морских месторождений УВ среднее время от открытия до получения первого продукта превысило 21 год. Таким образом, несмотря на позитивные результаты роста морской нефтегазодобычи в России, на шельфе Арктики до 2025-2030 гг. может быть начата разработка только на уже открытых месторождениях Печорского и Карского морей. При этом в ближнесрочной перспективе (до 2030-2035 гг.) уровень добычи ЖУВ на шель-

[3] И.В. Шпуров, RAO CIS Offshore, 2017.



Источник: *В.И. Богоявленский, И.В.Богоявленский, 2017.*

Рис. 4. ***Оптимистичный прогноз добычи жидких УВ на месторождениях в Печорском и Карском морях***

фе Арктики по пяти открытым месторождениям (Юрхаровское, Приразломное, Долгинское, Медынское-море и Варандей-море) даже по оптимистичному сценарию не сможет превысить 13 млн т (2,4% общероссийской добычи в 2016 г.) (рис. 4). Это примерно на 5 млн т ниже прогноза 2013 года. При подготовке обновленного в 2017 г. сценария учтен перенос начала освоения Долгинского месторождения на 2031 г., обусловленный негативным результатом бурения в 2014 г. (открыт газ, а не нефть), а также реальные объемы добычи ЖУВ на шельфе АЗРФ в 2003-2016 гг. [1-4, 9]. Касательно месторождения «Победа» можно отметить, что для его освоения пока еще нет надежных технологий не только в России, но и во всем мире. Результаты оптимистичного прогноза, выполненного в ИПНГ РАН, отличаются в 2-3 раза в меньшую сторону от неоднократно озвученных другими экспертами планов и обещаний, не имеющих, судя по всему, серьезных обоснований.

Сказанное выше позволяет утверждать, что в перспективе *до 2030 г. акватории Арктики не смогут внести существенный вклад в добычу ЖУВ*. Ранее, еще до введения санкций, мы неоднократно отмечали, что первоочередные для освоения объекты на шельфе Арктики расположены в пределах мелководья и транзитных зон суша-море вблизи районов с развитой инфраструктурой нефтегазовой промышленности на берегу. Наибольший интерес в ближнесрочной перспективе будут иметь месторождения, на которых бурение скважин может проводиться с берега, искусственных островов или платформ гравитационного типа горизонтальными скважинами, как на Юрхаровском и ряде других месторождений России и США. При этом бурение горизонтальных скважин с берега – наиболее экологически безопасный и экономически рентабельный путь нефтегазодобычи в ледовых условиях. В 2015 г. на шельфе Сахалина при бурении скважины О-14 на месторождении Чайво с платформы Орлан доказана возможность бурения скважин с горизонтальным отклонением 12033 м при длине ствола 13500 м, а в 2017 г. при бурении в скважины О-15 установлен новый мировой рекорд – горизонтальное отклонение 14129 м при длине ствола 15000 м. Это расширяет полосу доступности морских месторождений с берега или искусственных островов, включая стационарные платформы типа «Приразломная» (кессонный остров).

Последнее время свидетельствует о правильности наших рекомендаций. В 2017 г. ПАО «НК «Роснефть», несмотря на большое количество крупных арктических шельфовых лицензионных участков (28), пробурило поисковую скважину Центрально-Ольгинская-1 с большим горизонтальным отклонением с берега полуострова Хара-Тумус Хатангского залива моря

Рис. 5. ***Бурение скважины Центрально-Ольгинская-1 ПАО «НК «Роснефть»***

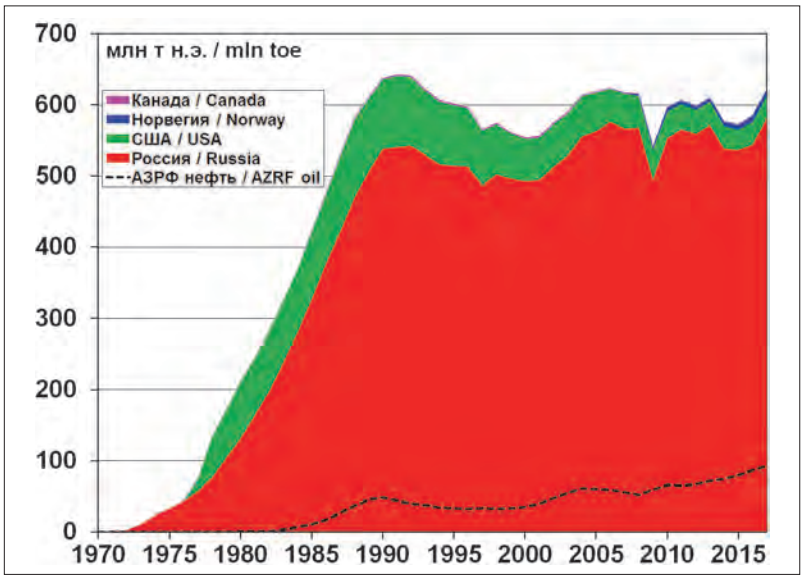
Лаптевых (Хатангский шельфовый участок) (рис. 5). Длина ствола скважины составляет около 5000 м. В июне из интервала глубин 2305-2363 м был поднят нефтенасыщенный керн, а в октябре ГКЗ РФ подтвердила запасы открытой залежи нефти по категории C_2+C_1 81 млн т. Такой подход аналогичен освоению месторождения Одопту-море Северный купол на северо-западном шельфе Сахалина. Он может обеспечить ускоренный ввод арктического месторождения в разработку и значительно (в несколько раз) снизить расходы на бурение по сравнению с применением морских буровых платформ.

Анализируя ситуацию с нефтегазодобычей во всех странах Циркумарктического региона по состоянию на начало 2018 г., отметим, что за прошедшие почти полвека из недр Арктики России, США, Канады и Норвегии извлечены гигантские объемы УВ, достигшие 21,3 млрд т нефтяного эквивалента, из которых около 86,7% добыто в АЗРФ, а 12,8% – на Аляске (рис. 6). При этом ЖУВ составляют 21%, а газ – 79%.

По общим объемам добычи УВ в АЗРФ в 2017 г. установлен новый рекорд 581,4 млн т н.э. (преимущественно за счет роста добычи и экспорта газа), превысивший предыдущий рекорд 2006 г. (576,3 млн т н.э.) на 0,9%. При этом результат 2017 г. на 6,8% выше, чем 2016 г.

В добываемых УВ АЗРФ превалирует газ (91,2 % в 1990 г. и 84,1% в 2017 г.). Россия – самая обеспеченная запасами и ресурсами газа страна в мире. Мы без особых проблем можем значительно (по сравнению с 2017 г. на 100-150 млрд м^3) увеличить объемы газодобычи, сдерживаемые лишь ограничениями по реализации на внешнем и внутреннем рынках.

Сложнее складывается ситуация с ЖУВ. Воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) ЖУВ в основном обусловлено доразведкой ранее открытых месторождений. Вклад новых месторождений в ВМСБ составляет всего 15-20% [7, 10]. Но самое плохое то, что наибольшая часть приращиваемых запасов нефти является нерентабельной или низкорентабельной. По данным ВНИГНИ, в 2014 г. из 710 млн т приращиваемых запасов 435 млн т нерентабельны (61,3%), 169 млн т – низкорентабельны (23,8%) и только 106 млн т – рентабельны (14,9%) [7]. В 2015 г. рентабельными были лишь 18,4% запасов (110 из 597 млн т). В итоге ВМСБ нефтегазовой отрасли обеспечивается рентабельными и низкорентабельными запасами лишь на 35-40%, а большая часть прироста запасов (60-65%) на практике не представляет реального интереса для ТЭК России и фактически дезинформирует руководство страны, говоря о положительной ситуации с ВМСБ.



Источник: *В.И. Богоявленский, И.В.Богоявленский, 2018.*

Рис. 6. ***Добыча углеводородов в Циркумарктическом регионе***

Месторождения, открываемые на суше в последнее десятилетие, в основном характеризуются небольшими запасами (мелкие и мельчайшие). По данным ГКЗ РФ, в период с 2003 по 2013 гг. всего в России было открыто 533 новых нефтяных месторождений с суммарными запасами по категориям C_{1+2} 2,06 млн т. В среднем ежегодно открывалось по 48 месторождений, а их осредненные запасы составили 3,9 млн т. При этом в 2013 г. открыто минимальное количество месторождений (32), а их средние запасы составили всего 1,3 млн т. В 2015 г. было открыто 54 месторождения со средними запасами категорий C_{1+2} всего 2,7 млн т, при этом доля C_1 составляет менее 10% [8]. Ситуация в 2016 г. была еще хуже: по предварительным данным МПР России,[4] открыто 40 месторождений со средними запасами нефти категорий C_{1+2} 1,7 млн т. При этом самое крупное по геологическим и извлекаемым запасам нефти (78 и 17,4 млн т) Нерцетинское месторождение открыто ПАО «НК «Роснефть» в АЗРФ (Ненецкий АО).

Очевидно, что мелкие месторождения малоинтересны для крупных нефтегазодобывающих компаний. Поэтому для их освоения необходимо создание условий для возрождения малого и среднего бизнеса. Однако надеяться, что мелкие месторождения способны внести значительный вклад в суммарную добычу (как в США) в обозримом будущем чрезмерно оптимистично. По сравнению с США у России почти в два раза больше территория, большая часть которой расположена в сложных малонаселенных арктических и субарктических условиях, невысокая протяженность и плотность транспортных магистралей. Суммарная длина железных дорог в России в 2,5 раза меньше чем в США, а автодорог – в 46 раз [6]. Сеть газопроводов в России в 12 раз короче чем в США, а нефте- и продуктопроводов – почти в 18 раз. Все это делает значительную часть мелких месторождений нерентабельными. Хотя некоторые из них, расположенные в регионах с развитой инфраструктурой, способны дать весомый вклад в суммарную добычу страны и/или представляют большой интерес для обеспечения местных потребностей в энергоресурсах.

Самой большой проблемой в России является факт расположения основных ресурсов УВ в труднодоступных регионах АЗРФ, Сибири и Дальнего Востока. В России расстояния между основными регионами нефтегазодобычи и потребления многократно больше чем в США.

«Мы должны решать вопросы восполнения сырьевой базы, активизировать ГРР в малоиз-

[4] Neftegaz.ru, 11.01.2017.

ученных, но перспективных районах», – отметил Президент России на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности 13 февраля 2013 года. Однако на практике для реального ВМСБ делается очень мало. Снижение объемов ГРР на суше и акваториях России началось до введения санкций во время высоких цен на УВ. Нефтегазодобывающие компании незаинтересованы в увеличении объемов ГРР.

Если не предпринять кардинальные меры по исправлению ситуации с направлениями и объемами ГРР с вовлечением в разведку и разработку нетрадиционных ресурсов ЖУВ (глубокие горизонты, месторождения тяжелых нефтей и битумов, нефть низкопроницаемых коллекторов и др.), то через 15-20 лет в России возникнут проблемы не только с экспортом ЖУВ, но даже и с обеспечением собственных внутренних потребностей.

Что делать? Для реального ВМСБ необходимо возвращение активной роли государства в организации и финансировании ГРР. Необходимо принятие правильных волевых решений.

Геоэкологические проблемы

Экологической и экономической безопасности России угрожает большое количество бездействующих (особенно бесхозяйных) скважин, пробуренных во времена СССР и находящихся в ликвидированном или законсервированном состояниях. В АЗРФ специалистами ИПНГ РАН выявлен ряд площадей, на которых после поисково-разведочного бурения частично или полностью оставлено буровое оборудование, что связано с высокой стоимостью его вывоза (демобилизационных работ). На рис. 7 приведен пример бесхозяйной скважины в центральной части полуострова Ямал с брошенным в 1993 г. (25 лет назад!) буровым оборудованием. Такие скважины несут большую угрозу экосистеме и способны спонтанно образовать локальную, или даже региональную, катастрофу. Для выявления бесхозяйных скважин, точные координаты которых нередко отсутствуют, полезно использование дистанционного зондирования Земли (см. рис. 7.1 – космоснимок WorldView-2 от 18 апреля 2017 г.), включая радиолокационное.

Рис. 7. ***Брошенная скважина с буровым оборудованием на полуострове Ямал: 1) вид из космоса (WV-2 18.04.17), 2) и 3) фотографии на месте (И.В. Богоявленский 01.04.2017)***

После завершения разработки ряда месторождений в течение нескольких лет в резервуарах происходит переформирование положения контактов УВ с пластовой водой и восстанавливаются первоначальные пластовые давления. Свидетельством этих явлений служат многочисленные месторождения Северного Кавказа (Дагестан, Чечня), на которых восстановлена нефтегазодобыча. Эти явления дают возможность начать повторную разработку данных месторождений и улучшить ситуацию с ВМСБ страны. Кроме того, возможные неконтролируемые перетоки УВ по заколонным пространствам с формированием техногенных залежей, угрожающих экосистеме, также вынуждают заняться их выявлением и устранением. Все это дополнительно стимулирует вторичную разработку старых месторождений. В развитых зарубежных странах периоды разработки месторождений и коэффициенты извлечения нефти (КИН) значительно превышают российские (50-60% – не редкость).

На основе комплексного анализа имеющейся информации специалисты ИПНГ РАН пришли к заключению, что над многими месторождениями мира (в том числе в АЗРФ) в ВЧР сформировались природные и природно-техногенные залежи [1, 2, 5]. Особого внимания заслуживает мониторинг в реальном времени состояния многих десятков тысяч ликвидированных и законсервированных скважин, способных принести непоправимый вред экосистемам осваиваемых регионов. При этом на ряде площадей в настоящее время существуют техногенные выходы смесей УВ в водную среду и атмосферу. В частности, на месте аварийной площади около скважины Кумжинская-9 (1980-1987 гг.) и на ряде других аварийных площадей времен СССР в АЗРФ в настоящее время продолжается эмиссия УВ, которая подтверждается деструкцией и загрязнением УВ ледовых покрытий, наблюдаемых на космоснимках [5]. Природопользование в области поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа характеризуется высоким уровнем накопленного экологического ущерба, значительной частью в скрытой форме, угрожающей перейти в открытые проявления с крайне негативными последствиями.

Заключение

Обобщая сказанное, отметим, что чрезмерная вера и эйфория, что именно арктический шельф России способен обеспечить страну в ближнесрочной перспективе жидкими углеводородами, может дезориентировать развитие нефтегазовой отрасли и всей страны. Лито- и гидросферы Северного Ледовитого океана характеризуются низким уровнем фундаментальных научных исследований разносторонних процессов и явлений, часть которых стала известна лишь в последние годы. Поэтому широкомасштабное освоение акваторий Арктики, рекомендуемое отдельными экспертами, способно принести колоссальные убытки, связанные с необходимостью ликвидации возможных катастрофических последствий, которые неоднократно происходили на суше АЗРФ во времена СССР. Геоэкологические последствия этих катастроф до сих пор не ликвидированы и недостаточно исследованы.

Вместе с тем не вызывает никаких сомнений необходимость проведения активных нефтегазопоисковых работ на всем арктическом шельфе и в наиболее перспективных регионах суши [1-4, 7-10], так как мы должны знать, чем реально обладает Россия, а экономическая целесообразность (рентабельность проектов), наличие технологий и вопросы безопасного освоения ресурсов УВ определят очередность ввода в эксплуатацию арктических месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов. // Труды ВЭО России, 2014, т. 182, с. 12-175.

2. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Нефтегазовая отрасль и экономическая безопасность России. // Труды ВЭО России, 2016, т. 199, с. 102-120.

3. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Состояние и стратегия развития нефтегазовой отрасли в России и ее Арктической зоне. // Государственный аудит. Право. Экономика, 2016, № 4, с. 63-69.

4. Богоявленский В.И., Богоявленский В.И. Углеводороды Арктической зоны Российской Федерации // Нефтегазовая вертикаль, № 5, 2017, с. 52-57.

5. Богоявленский В.И., Перекалин С.О., Бойчук В.М. и др. Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий // Арктика: экология и экономика, 2017, № 1 (25), с. 32-46.

6. Все страны и территории мира: Новый географический справочник ЦРУ (пер. The World Factbook 2007). М.: АСТ МОСКВА, 2009. 768 с.

7. Варламов А.И. Без новых открытий нет будущего // Нефтегазовая вертикаль, № 20, 2016, с. 40-45.

8. Донской С.Е. Тактические нюансы и стратегические перспективы // Нефтегазовая вертикаль, № 20, 2016, с. 22-25.

9. Лаверов Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология, экономика, № 2 (22), 2016, с. 4-13.

10. Орлов В.П. Перекресток романтики и высоких технологий // Нефтегазовая вертикаль, № 20, 2016, с. 26-30.

11. IHS Markit Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends 2018.

12. Islam R. Nearly 230 BUSD Earmarked for Pre Development Projects Deferred Since H2 2014, Delaying over 3 MMBOE/D of supple. Press Release, Rystad Energy, January 28, 2016.

13. Somarin A. Unconventional Oil Exploration: Part 1: What Makes Oil Unconventional? Part 2: The Arctic Frontier.//Thermo Fisher Scientific, 2018. URL: https://www.thermofisher.com/blog/mining/

14. Vaugham A. BP's Deepwater Horizon bill tops $65bn. The Gurdian. 16 Jan 2018. URL: https://www.theguardian.com/business/2018/jan/16/bps-deepwater-horizon-bill-tops-65bn

REFERENCES

1. Bogoyavlenskiy V.I. Arktika i Mirovoy okean: sovremennoye sostoyaniye, perspektivy i problemy osvoyeniya resursov uglevodorodov. // Trudy VEO Rossii, 2014, t. 182, s. 12-175.

2. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V. Neftegazovaya otrasl' i ekonomicheskaya bezopasnost' Rossii. // Trudy VEO Rossii, 2016, t. 199, s. 102-120.

3. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V. Sostoyaniye i strategiya razvitiya neftegazovoy otrasli v Rossii i yeye Arkticheskoy zone. // Gosudarstvennyy audit. Pravo. Ekonomika, 2016, № 4, s. 63-69.

4. Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy V.I. Uglevodorody Arkticheskoy zony Rossiyskoy Federatsii // Neftegazovaya vertikal', № 5, 2017, s. 52-57.

5. Bogoyavlenskiy V.I., Perekalin S.O., Boychuk V.M. i dr. Katastrofa na Kumzhinskom gazokondensatnom mestorozhdenii: prichiny, rezul'taty, puti ustraneniya posledstviy // Arktika: ekologiya i ekonomika, 2017, № 1 (25), s. 32-46.

6. Vse strany i territorii mira: Novyy geograficheskiy spravochnik TSRU (per. The World Factbook 2007). M.: AST MOSKVA, 2009. 768 s.

7. Varlamov A.I. Bez novykh otkrytiy net budushchego // Neftegazovaya vertikal', № 20, 2016, s. 40-45.

8. Donskoy S.Ye. Takticheskiye nyuansy i strategicheskiye perspektivy // Neftegazovaya vertikal', № 20, 2016, s. 22-25.

9. Laverov N.P., Bogoyavlenskiy V.I., Bogoyavlenskiy I.V. Fundamental'nyye aspekty ratsional'nogo osvoyeniya resursov nefti i gaza Arktiki i shel'fa Rossii: strategiya, perspektivy i problemy // Arktika: ekologiya, ekonomika, № 2 (22), 2016, s. 4-13.

10. Orlov V.P. Perekrestok romantiki i vysokikh tekhnologiy // Neftegazovaya vertikal', № 20, 2016, s. 26-30.

11. IHS Markit Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends 2018.

12. Islam R. Nearly 230 BUSD Earmarked for Pre Development Projects Deferred Since H2 2014, Delaying over 3 MMBOE/D of supple. Press Release, Rystad Energy, January 28, 2016.

13. Somarin A. Unconventional Oil Exploration: Part 1: What Makes Oil Unconventional? Part 2: The Arctic Frontier.//Thermo Fisher Scientific, 2018. URL: https://www.thermofisher.com/blog/mining.

14. Vaugham A. BP's Deepwater Horizon bill tops $65bn. The Gurdian. 16 Jan 2018. URL: https://www.theguardian.com/business/2018/jan/16/bps-deepwater-horizon-bill-tops-65bn.

Поступила в редакцию
19.06.2018 г.