

УДК 550.834:553.98

Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы

Н. П. Лаверов¹, академик РАН
Российская академия наук

В. И. Богоявленский², член-корреспондент РАН,
И. В. Богоявленский³
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Рассмотрены результаты и обоснована лидирующая роль России по объемам нефтегазодобычи на суше и акваториях Арктики. Проведено сравнение объемов газодобычи в Ямало-Ненецком автономном округе и других регионах мира, включая Северное море, Мексиканский и Персидский заливы. Сделан прогноз объемов нефтедобычи на шельфе Арктики. Описаны основные природные и техногенные проблемы развития нефтегазовой отрасли в Арктике, в том числе масштабная дегазация недр, заколонные перетоки и техногенные залежи углеводородов. Выделены стратегически важные задачи рационального природопользования и направления развития нефтегазовой отрасли России.

Ключевые слова: нефтегазодобыча в Арктике, рациональное природопользование, природные и техногенные проблемы, стратегия развития.

Благодаря особенностям геологического строения территории и широкомасштабным геолого-разведочным работам (ГРР), проводившимся в советские времена, Россия долгие годы занимает передовые позиции по добыче и экспорту углеводородов (УВ). Основные запасы и ресурсы УВ России расположены в условиях криолитозоны, существующей на двух третях территории страны и продолжающейся на шельфе Арктики. Наличие многолетнемерзлых пород (ММП), мощность которых на отдельных территориях превышает один километр, значительно усложняет все виды жизнедеятельности человека, особенно связанные со строительством и функционированием объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Именно в этих сложных природно-

климатических и геологических условиях выявлены основные запасы и ресурсы углеводородного сырья, удаленные на тысячи километров от основных энергопотребляющих индустриальных и густонаселенных центров страны.

На рис. 1 показано размещение месторождений нефти и газа, а также действующих и плановых магистральных трубопроводов, обеспечивающих транспортировку углеводородов в западном и восточном направлениях.

Уникальные результаты освоения нефтегазовых месторождений достигнуты в труднодоступных условиях Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ), добыча в которых началась почти полвека назад (Мессояхское в 1969 г., Медвежье в 1972 г. и т. д.). За прошедшие 45 лет из арктических недр России, США, Канады и Норвегии извлечены гигантские объемы УВ, на 1 декабря 2015 г. превысившие 20 млрд т нефтяного эквивалента (н. э.). При этом около 86,4% объема УВ добыто в АЗРФ, а 13,1% — на

¹ e-mail: laverov@presidium.ras.ru.

² e-mail: vib@pgc.su.

³ e-mail: igorbogoyavlenskiy@gmail.com.

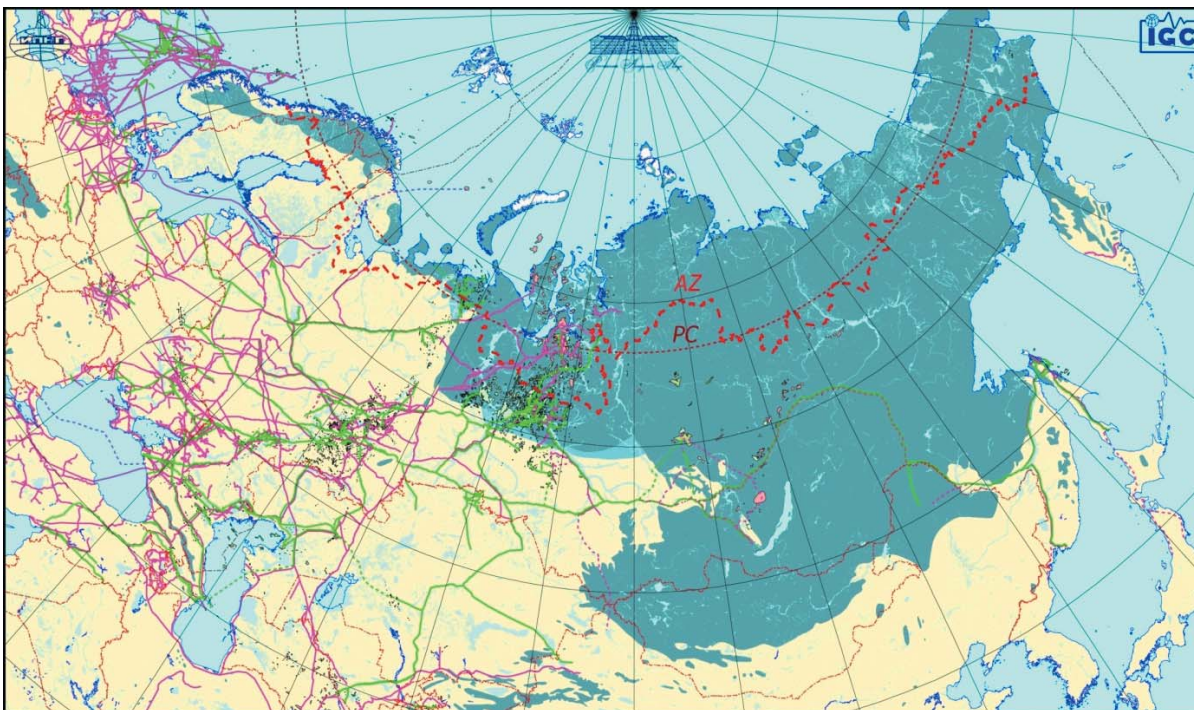


Рис. 1. Размещение нефтегазовых месторождений и трубопроводов в России: PC — полярный круг, AZ — арктическая зона Российской Федерации и стран Европы, криолитозона суши — темно-синий цвет

Аляске (рис. 2). В совокупном арктическом объеме добычи жидкие УВ составляют 19,7%. В добываемых УВ АЗРФ прева­лирует газ (86,4% в 2014 г.), однако наблюдается тенденция роста доли нефти и конденсата с 8,8% в 1990 г. до 13,6% в 2014 г.

До 2010 г. практически 100% добычи газа АЗРФ велось в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). В 2014 г. за счет добычи попутного газа на Ванкорском месторождении доля ЯНАО в общей добыче арктического газа немного снизилась и составила 98,7%. Максимальная доля добычи газа АЗРФ по отношению к общероссийской (90%) была в 1995 г., а по отношению к мировой (27,6%) — в 1991 г. (рис. 3). В 2014 г. эти доли снизились до 80,6% и 15,2%.

На рис. 4 приведены результаты сопоставления годовых объемов газодобычи в ЯНАО (АЗРФ), России и СССР-СНГ с другими крупнейшими производителями: США (суша и море), Ближний Восток (более 10 стран) и Северное море (5 стран). Анализ

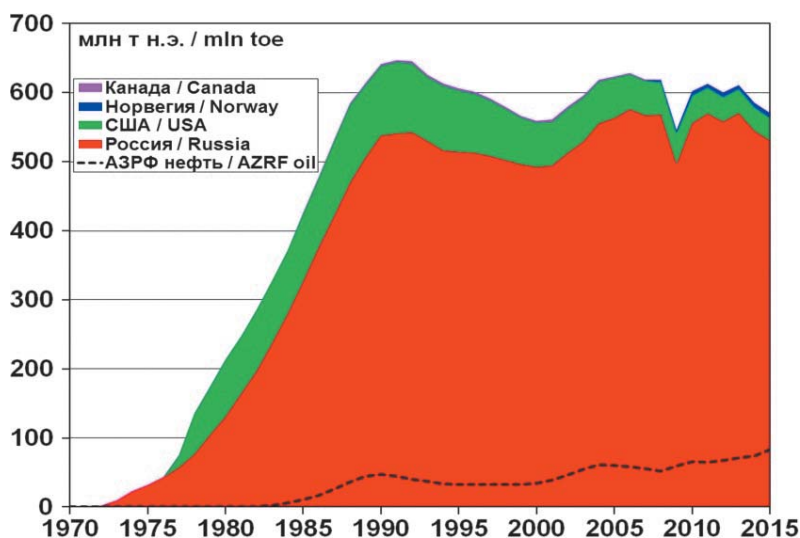


Рис. 2. Добыча углеводородов в Арктике

этих зависимостей позволяет сделать ряд важных выводов. В 1986—2008 гг. добыча газа в России существенно превышала добычу в США, занимавших второе место. В 2011 г. за счет бурного развития сланцевой газодобычи США вышли на первое место. Интересно, что долгие годы, начиная с 1987 г., газодобыча в ЯНАО была сопоставима, а в течение шести лет даже превышала добычу в США. При этом отметим, что сопоставление добычи газа в ЯНАО, небольшом административном субъекте России, со всей добычей газа в США не является корректным, так как их площади отличаются почти в 13 раз и на территории США имеется ряд различных нефтегазоносных бассейнов, вносящих свой

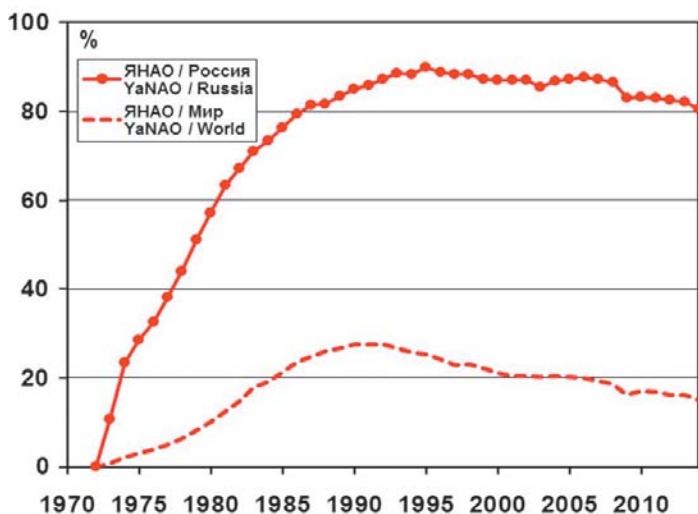


Рис. 3. Доли АЗРФ (ЯНАО) в российской и мировой добыче газа

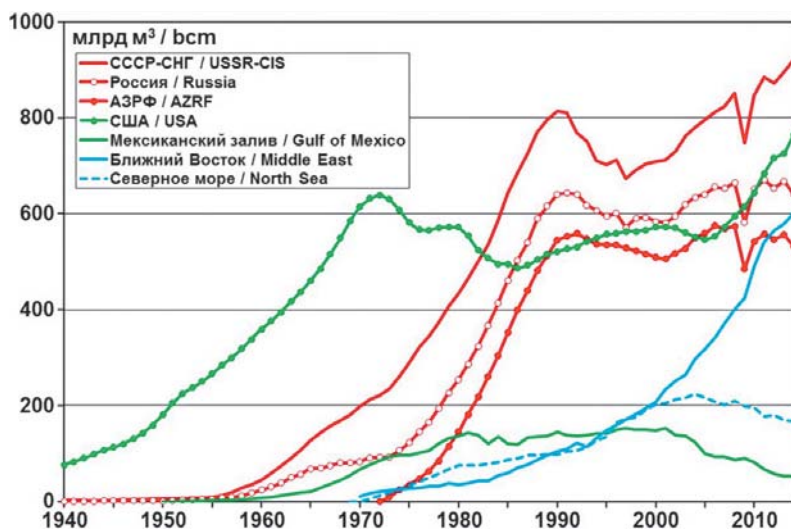


Рис. 4. Динамика объемов добычи газа в АЗРФ (ЯНАО), России, СССР-СНГ и других регионах мира

вклад в суммарную газодобычу. Газодобыча в ЯНАО, без сомнения, больше, чем в любом из 50 административных субъектов США.

Около трети века добыча газа в ЯНАО (АЗРФ) была в несколько раз выше, чем на шельфе пяти стран Северного моря (в 3,2 раза в 2014 г.) и на шельфе США и Мексики в Мексиканском заливе (в 10 раз в 2014 г.) (см. рис. 4). Более четверти века добыча в ЯНАО была в несколько раз выше, чем в 10 странах Ближнего Востока (Иране, Катаре, Ираке, Омане, ОАЭ, Кувейте и др.), и только с 2012 г. этот регион превысил уровень ЯНАО. При этом газодобыча ближневосточных лидеров Ирана и Катара в 2014 г. составила соответственно 172,6 и 177,2 млрд м³, что в три раза меньше, чем в ЯНАО (532,2 млрд м³).

Накопленная за четыре десятилетия добыча газа в ЯНАО (17,14 трлн м³) составляет около 50% газодобычи США за всю ее историю (более 100 лет) и 78% газодобычи России. Она вдвое больше, чем в Северном море, втрое больше, чем в Мексиканском заливе (США и Мексика),

и втрое больше, чем в десяти странах Ближнего Востока.

Несмотря на геополитические сложности последнего времени, *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. По общепризнанным оценкам российских экспертов добыча газа в ЯНАО и АЗРФ имеет огромную базу для дальнейшего роста. По официальным данным Департамента природно-ресурсного регулирования ЯНАО научно обоснованные начальные ресурсы газа равны 147 трлн м³, из которых добыто лишь 11,6%, а текущие запасы категорий C₁₊₂ — 44,5 трлн м³, что составляет 30,3% начальных ресурсов ЯНАО и около 70% запасов страны.

Таким образом, АЗРФ способна удовлетворить потребности страны в газе с учетом внутреннего потребления и экспорта в течение многих десятилетий. Согласно «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» [13] здесь может и должен быть сформирован «резервный фонд месторождений, гарантирующий энергетическую безопасность страны и устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса в долгосрочной перспективе, в период замещения падающей добычи в районах традиционного освоения» (ст. 11, п. б). Для достижения данной цели необходимо усилить роль государства в управлении, организации и финансировании «комплексного изучения континентального шельфа и прибрежных территорий, подготовки запасов углеводородного сырья к их освоению на основе государственной программы разведки континентального шельфа и освоения его минеральных ресурсов» (ст. 11, п. а).

Наряду с достигнутыми успехами нефтегазодобычи в России необходимо отметить, что число

открываемых месторождений в последнее десятилетие уменьшается, а новые месторождения на суше в основном характеризуются небольшими запасами. По данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, в 2003—2013 гг. в России было открыто 533 новых нефтяных месторождения с суммарными запасами по категориям C_{1+2} около 2,06 млрд т (И. В. Шпуров, 2014 г.). 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) со средними запасами всего 1,3 млн т. Не сильно улучшилась ситуация в 2014 г. — открыто 33 месторождения, среди них одно крупное в Карском море (Победа).

После распада СССР в России произошло значительное снижение объемов ГРП на суше и акваториях, которое из-за начавшегося в 2008 г. мирового кризиса привело к небывалому соотношению объемов эксплуатационного и поисково-разведочного бурения — более 26, что в 3—10 раз больше, чем в других странах [4; 5]. В последние годы на российском шельфе Арктики произошло кардинальное снижение буровой активности: в 2011 г. пробурена всего одна скважина на морском продолжении Харасавэйского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в Карском море, а в 2012 и 2013 гг. впервые за треть века ГРП — ни одной (рис. 5). Надежды на то, что объемы бурения увеличатся после бурения двух скважин в 2014 г. на Долгинском НГКМ в Печорском море и Университетской структуре (НГКМ Победа), оказались несостоятельными из-за введения санкций и замораживания сотрудничества с рядом зарубежных партнеров. В 2015 г. бурение не проводилось.

Всеобщий повышенный интерес к нефтегазовым проектам на шельфе арктических и других морей России основан на том, что именно здесь прогнозируются

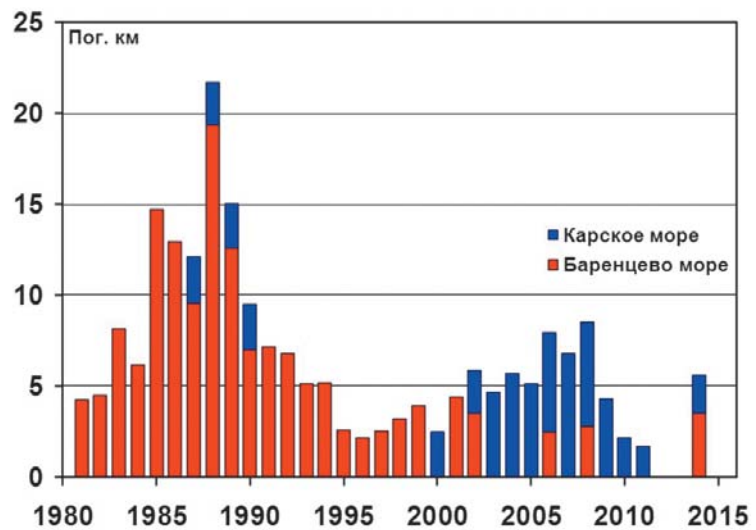


Рис. 5. Объемы бурения в Баренцевом и Карском морях

наиболее крупные открытия. По данным IHS, в 2007 г. прирост мировых запасов за счет новых морских месторождений составлял около 50%, а в 2012 г. он увеличился до 90%. При этом размер месторождений, открытых в 2007—2012 гг. на глубоководье (свыше 400 м), составляет около 32 млн т н. э., что на порядок превышает открытия на суше (около 2,7 млн т н. э.) (К. Нельсон и др., 2013 г.). Практически все зарубежные морские открытия сосредоточены в достаточно комфортных южных условиях и в обогреваемой Гольфстримом юго-западной части Баренцева моря, в которой возможно круглогодичное бурение скважин.

На шельфе России период 2000—2014 гг. ознаменовался открытием ряда стратегически важных НГКМ (Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Победа, Южно-Кириновское, им. Корчагина, Хвалынское, им. Филановского и др.). Однако они в совокупности содержат в основном газ и не смогут значительно повлиять на грядущее снижение нефтедобычи. Говоря о запасах нефти по официальным отечественным данным (без учета рентабельности добычи), отметим, что их большая доля (95,7%) расположена на суше, а на шельфе — лишь 4,3%, из которых около 2% — на акваториях Арктики [5; 7]. Большая часть запасов газа у нас также сосредоточена на суше, а их размеры и доступность не вызывают серьезных опасений.

В последнее десятилетие растет нефтегазодобыча на российском шельфе, организованная на акваториях семи морей (Азовского, Черного, Каспийского, Балтийского, Охотского, Карского и Печорского). В 2003 г. началась разработка первых арктических субаквальных залежей Юрхаровского НГКМ (открыто в 1970 г.), организованная ОАО «НОВАТЭК» путем бурения горизонтальных скважин большого диаметра (168 мм в залежи) с побережья Тазовского полуострова (отход от вертикали до 3—5 км), при этом начальные дебиты газа достигают 3—5 млн м³ в сутки. За счет добычи газа и конденсата Юрхаровского месторождения Россия является с 2005 г. лидером по объемам добычи товарных УВ на шельфе Арктики (рис. 6), опережая суммарную добычу США (9 месторождений) и Норвегии (Snøhvit) [1—5; 7; 11]. В 2013 г. ОАО «Газпром нефть» начало разработку Приразломного месторождения на шельфе Печорского моря. За 2014—2015 гг. добыто и отгружено 1,1 млн т нефти (17 танкеров). Однако максимум нефтедобычи на этом месторождении (6—6,5 млн т) будет достигнут не ранее



Рис. 6. Добыча углеводородов на шельфе Арктики

2020 г., что обеспечит не более 1,3% общероссийской добычи (при ее сохранении на уровне последних лет) и менее 0,15% мировой.

Негативные результаты бурения разведочной скважины в 2014 г. в Печорском море на Долгинском месторождении (получен приток газа, а не нефти), согласованный с Министерством природных ресурсов России перенос сроков его ввода в разработку на 2031 г. и введенные санкции внесли серьезные коррективы в оптимистичный прогноз нефтегазодобычи, сделанный нами в 2013 г. и отображенный на рис. 7 [5; 7; 11]. При прогнозировании не учитывались возможное снижение максимального уровня добычи нефти на Долгинском месторождении (за счет пересмотра модели его строения с уменьшением запасов) и весьма вероятные задержки с вводом в разработку месторождений Медыньское-море и Варандей-море. При прогнозировании учитывались только открытые месторождения, так как мировой и отечественный опыт показывает, что от открытия до ввода месторождения в разработку в среднем требуется не менее 21 года: Приразломное — 24 года, Одопту-море — 33, Чайво — 26, Лунское — 25, Аркутун-Дагинское — 25, Кириновское — 21, Пильтун-Астохское — 13, Snøhvit — 23, Hibernia — 18, Goliat — 16?, Кашаган — 13 (16?) лет и т. д. Начавшаяся в субарктических условиях Северного Каспия в сентябре 2013 г. разработка Кашагана, проводимая альянсом лидеров мировой индустрии «ENI Agip», «Total», «Shell», «ExxonMobil» и др., приостановлена на длительный срок из-за вскрывшихся многочисленных проблем с транспортировкой углеводородов по подводным газо- и нефтепроводам, около 200 км которых потребовалось заменить из-за многочисленных утечек УВ. Из-за ряда причин не на полную мощность ведется газодобыча на Кириновском ГКМ. Обновленный нами в конце 2015 г. оптимистичный прогноз свидетельствует о возможности добычи в 2025—2035 гг. не более 12—13 млн т жидких углеводородов (см. рис. 7), что составляет лишь около 2,5% современного уровня общей добычи страны. С сожалением отмечаем, что результаты нашего прогноза (подчеркнем — оптимистичного) отличаются в два-три раза в меньшую сторону от неоднократно озвученных планов и обещаний, не имеющих, на наш взгляд, серьезных обоснований.

Всё вышесказанное свидетельствует, что основные надежды на компенсацию грядущего падения нефтедобычи в России в ближней перспективе (10—20 лет) должны быть связаны с сушей, а не с шельфом. Этим мы ни в коем случае не хотим ослабить внимание государственных

органов и нефтегазовых компаний к перспективам нефтегазодобычи на шельфе России. С учетом потепления климата сейчас самое подходящее время для увеличения объемов ГРП на шельфе, но еще большими темпами нам надо активизировать ГРП на суше, ресурсы которой еще недостаточно изучены и освоены менее чем наполовину.

При организации и проведении геофизических работ в арктических и субарктических морях России основная проблема заключается не в отсутствии современных технических средств, а в недостатке работы для имеющегося флота судов сейсморазведки 2D и в коротком рабочем сезоне, что вынуждает отечественные государственные компании СМНГ и ДМНГ искать работу за рубежом. Суда полностью оснащены зарубежным оборудованием, замещение которого российским возможно, но потребует несколько лет и огромных финансовых средств. Без сомнения, реализация стратегически важных проектов развития ТЭК России требует импортозамещения или, как говорили до введения санкций, локализации производства. Расширение обеспечения нефтегазовой индустрии отечественными техническими средствами и технологиями будет способствовать развитию науки и экономики всей страны. При этом ТЭК станет мощным локомотивом, а импортозамещение — неотрывным звеном в стратегии развития ТЭК. Однако практическая реализация процесса импортозамещения требует очень осторожного и избирательного подхода, так как суда с отечественным оборудованием не смогут участвовать в большинстве зарубежных проектов из-за отсутствия его международной сертификации. До введения санкций получить сертификаты соответствия мировым стандартам было очень сложно, а в настоящее время...

Активное применение на акваториях России зарубежных

буровых установок способствует технической, технологической и кадровой деградации российской индустрии и науки. В России производятся буровые установки для суши и имеются предприятия, способные строить морские буровые установки и добывающие платформы (Выборгский судостроительный завод, Северодвинская судовой верфь «Звездочка», судостроительный завод «Красные баррикады»). Поэтому задержку с широкомасштабным освоением нефтегазовых ресурсов арктического шельфа нужно расценивать позитивно, так как она позволяет уберечь раннюю экосистему Арктики от неизбежных разливов нефти и сохранить государственный резерв углеводородов для будущих поколений, которые смогут применить более эффективные и безопасные технологии и технические средства нефтегазодобычи.

В России, как и за рубежом, хорошо зарекомендовала себя технология освоения прибрежных месторождений путем бурения протяженных субгоризонтальных скважин с суши ERD (Extended Rich Drilling). Эта технология успешно применяется в субарктических условиях на шельфе Охотского моря по проекту «Сахалин-1» «Echon Neftegaz Limited»: с 2003 г. на месторождениях Чайво (добыча с 2005 г.) и с 2009 г. на Одопту-море. Здесь наземной буровой установкой «Ястреб» и морской буровой платформой «Орлан» установлен ряд мировых рекордов, включая самую протяженную скважину O-14 с длиной ствола 13,5 км в 2014 г. Необходимо отметить, что еще до начала проекта «Сахалин-1» ООО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» получило 7 августа 1998 г. первую нефть по скважине № 202 с горизонтальным отклонением 4781 м (забой 5589 м), пробуренной с берега до морской залежи Северного купола месторождения Одопту-море. Таким образом, месторождение Одопту-море (Северный купол) является первым морским объектом

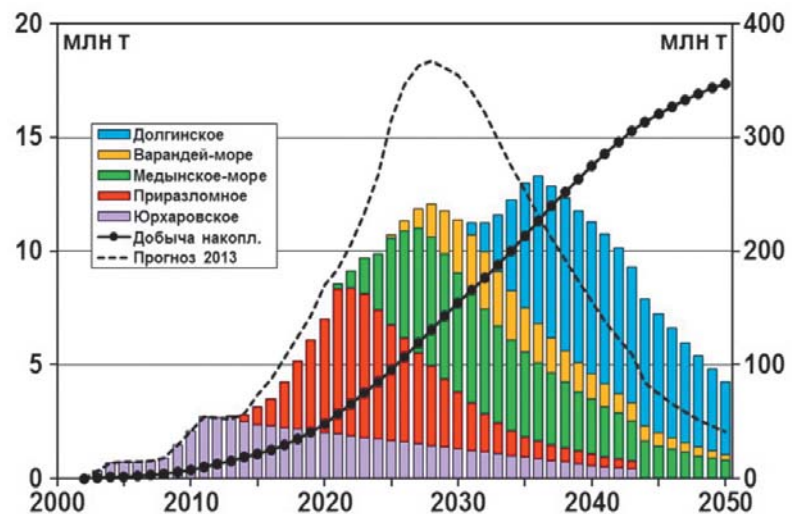


Рис. 7. Прогноз добычи нефти и конденсата с открытых месторождений в Печорском и Карском морях

в субарктических условиях России, разрабатываемым с берега, а решение о применении в проекте «Сахалин-1» технологии ERD было принято на основе успешного опыта российской компании. Это направление при освоении прибрежных месторождений УВ является наиболее безопасным для экосистемы и может быть рекомендовано для широкомасштабного применения.

Опыт ОАО «НОВАТЭК» при разработке Юрхаровского НГКМ подтверждает возможность успешного бурения горизонтальных ERD скважин при освоении прибрежных месторождений арктического региона (Харасавэйского, Крузенштернского, Каменномысского-море, Семановского и др.).

Современный уровень развития технических средств и технологий в России и за рубежом для бурения и нефтегазодобычи не гарантирует безаварийную работу даже в наиболее хорошо изученных и освоенных условиях суши. Серьезную проблему для экологической и экономической безопасности России представляют флюидодинамические процессы в околоскважинном (заколонном) пространстве при освоении месторождений углеводородов с формированием техногенных залежей и созданием аварийных ситуаций, нередко приводящих к катастрофическим выбросам газа и нефти. На основе комплексного анализа имеющейся информации авторы данной статьи пришли к заключению, что над многими разрабатываемыми месторождениями сформировались крупные техногенные залежи, угрожающие экосистемам осваиваемых регионов и экономической безопасности страны. Особого внимания заслуживают анализ и мониторинг в реальном времени состояния многих десятков тысяч ликвидированных и законсервированных скважин. При этом на некоторых из них существуют техногенные выходы углеводородных смесей в водную среду и атмосферу. Природопользование в области поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа характеризуется высоким уровнем накопленного экологического ущерба. Для ликвидации этого ущерба требуется создание специального финансового фонда.

При освоении месторождений на суше и акваториях Мирового океана ежегодно во многих странах происходят выбросы углеводородных смесей, часто сопровождаемые пожарами, взрывами, загрязнениями экосистем суши и акваторий, травмированием и гибелью людей. Подобные события произошли при бурении скважин 6 сентября 2014 г. вблизи побережья Обской губы к югу от порта Сабетта на Южно-Тамбейском



Рис. 8. Озеро с кратерами газовых выбросов на севере полуострова Ямал (фото из вертолета В. И. Богоявленского, 17 августа 2015 г.)

ГКМ и 9 января 2015 г. на Северо-Губкинском НГКМ. На тушение возникших пожаров потребовалось около двух недель. Хорошо известно, что возникновение таких чрезвычайных ситуаций на морских платформах приводит к гораздо более тяжелым последствиям. В 2013—2015 гг. произошли мощные выбросы и возгорания УВ в азербайджанском секторе Каспия на месторождениях Булла-Дениз и Гюнешли, на тушение которых потребовалось более двух месяцев. При этом на Гюнешли погибло не менее 30 членов экипажа. Пожар на месторождении Булла-Дениз с гибелью платформы — повторение более масштабной трагедии, случившейся на нем около 40 лет назад. В ноябре 1976 г. из скважины № 22 с глубины 5660—5630 м (та же продуктивная толща с аномально высоким пластовым давлением) произошли неконтролируемое фонтанирование и воспламенение газа, остановленные лишь через 16 месяцев. По данным А. И. Алиева, ежесуточно при открытом стволе скважины в атмосферу выбрасывалось около 3,5 млн м³ газа, а за все время пожара потери газа были оценены примерно в 2 млрд м³ [1].

Несмотря на новейшие технологии бурения, реализованные на буровой установке «Deerwater Horizon», произошла катастрофа 20 апреля 2010 г. в курортной зоне Мексиканского залива на месторождении Macondo. На ликвидацию фонтанирования потребовалось 86 дней (15 июля), а полная остановка утечки нефти была осуществлена лишь

4 августа. По данным ВР, на пике активности ликвидационных работ в заливе и на берегу было задействовано 6500 судов разного назначения, 125 самолетов, более 4 тыс. км заградительных бонов и 48 тыс. человек, что невозможно организовать в Арктике. В 2010 г. в Мексиканский залив попало около 700 тыс. т нефти, образовавшей пятно площадью до 75 тыс. км². В ходе ликвидационных работ было собрано только около 16% разлившейся нефти и сожжено на воде 4,5—6,3%. В случае разлива нефти на арктических акваториях в летнее время будет собрано значительно меньше, а зимой с полярной ночью сбор нефти практически невозможен. *В мире не существует технологий эффективной ликвидации разливов в ледовых условиях.*

В 2014—2015 гг. на суше АЗРФ обнаружено около десяти гигантских кратеров (воронок) газовых выбросов, а по данным аэрокосмических исследований Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) выявлено более 100 озер с многочисленными подводными кратерами (покмарками), при этом некоторые озера полностью или частично высохли, и кратеры оказались обнаженными на суше (рис. 8 и 9) [5; 6; 14]. На многих озерах количество кратеров измеряется многими сотнями и даже тысячами, при этом выявленные озера в большинстве своем концентрируются над крупными месторождениями. При этом над одним из месторождений Ямала озера расположены по двум линиям, формирующим

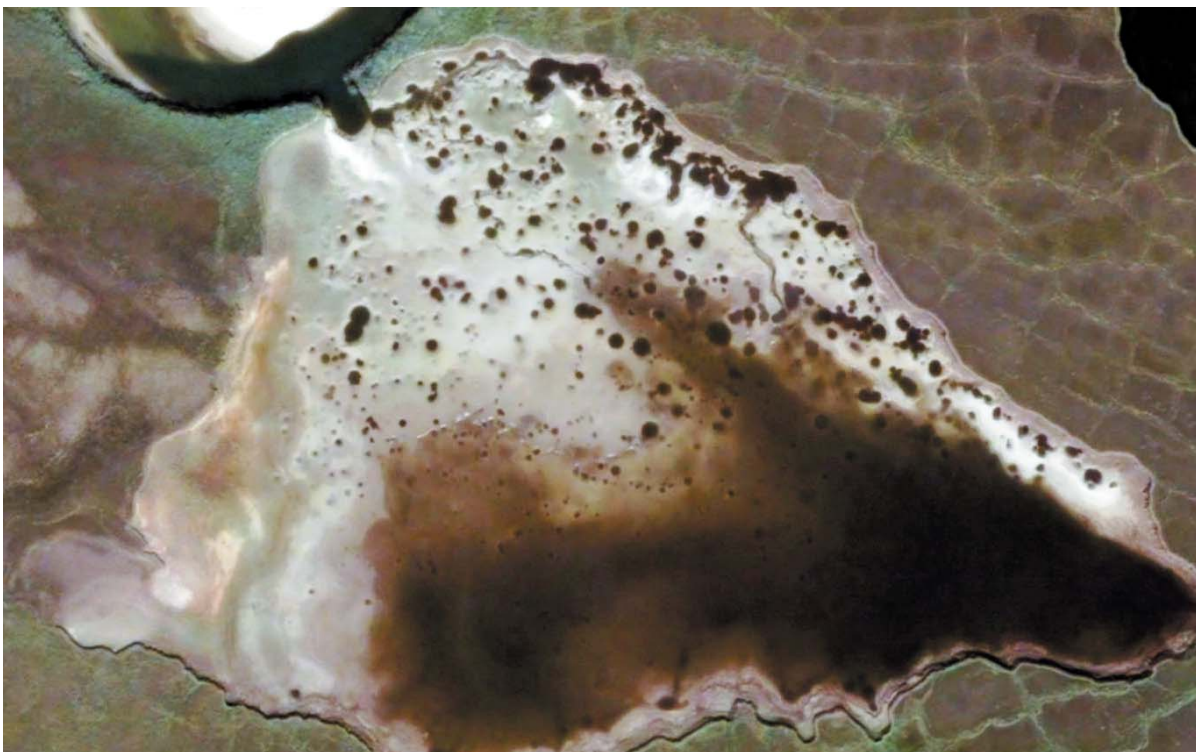


Рис. 9. Космоснимок частично высохшего озера с кратерами газовых выбросов на севере полуострова Ямал (Bing)

фигуру, подобную гигантскому кресту. Эта фигура подсказывает генетическую связь кратеров с глубинными разломами, над которыми формируются термокарстовые озера и идет дегазация недр из неглубоких залежей свободного газа и газогидратов. Необходимы комплексные геофизические исследования, включая сейсмический мониторинг подземных процессов миграции газообразных флюидов — дегазации недр.

Исследования перечисленных выше феноменов проводятся ИПНГ РАН на инициативной основе при поддержке некоммерческого партнерства «Российский центр освоения Арктики», созданного по распоряжению президента Российской Федерации В. В. Путина и губернатора ЯНАО Д. Н. Кобылкина. Кратеры газового выброса вызвали повышенный интерес со стороны российских и зарубежных научных сообществ и средств массовой информации. Попытки заинтересовать российские нефтегазовые компании и получить финансирование экспедиционных работ пока не увенчались успехом.

На акваториях многих морей России и в Мировом океане также выявлено огромное количество покмарок и небольших залежей газа в верхней части разреза (газовых карманов) [2; 5; 6; 8; 14; 15]. В ИПНГ РАН в результате комплексного анализа свыше 7 тыс. пог. км региональных и локальных сейсмических разрезов ОАО ДМНГ шельфа Охотского моря в верхней части разреза (до 800—900 м) обнаружено более 200 газовых карманов и несколько залежей газовых гидратов, несущих угрозу при

освоении ресурсов УВ [8]. На рис. 10 представлен пример выделения двух газовых карманов по записям отраженных волн (на времени около 800 мс) на одном из региональных сейсмопрофилей шельфа Магадана в Охотском море. Проведен статистический анализ распределения выявленных залежей по размерам и глубинам залегания.

Одной из особенностей ММП, расположенных на побережьях морей Арктики и часто представленных крупными подземными массивами льда, является их значительное разрушение под действием теплового и водного (волнового) воздействия — термоабразия и термоэрозия. За счет этого наблюдается высокая среднегодовая скорость отступления береговой черты, достигающая в Карском море 2,9 м, в море Лаптевых — 5,5 м, в Восточно-Сибирском — 6,1 м, в море Бофорта — 7,3 м, а на острове Колгуев — до 10 м [5; 9]. Перестали существовать открытые в XVIII—XIX вв. острова Семенова, Васильевский, Диомида и др., на месте которых образовались одноименные банки. Таким образом, площадь Северного Ледовитого океана постоянно увеличивается, изменяя очертания берегов и угрожая разрушением береговым объектам нефтегазовых промыслов и судоходству в прибрежной полосе за счет возникновения ранее неизвестных мелей. Кроме разрушения могут образовываться и новые мели и острова, к числу которых, видимо, относится остров Яя, открытый в 2014 г. По данным космических исследований компанией «ScanEx» в неожиданном месте шельфа Арктики была выявлена стамуха — застрявшая на

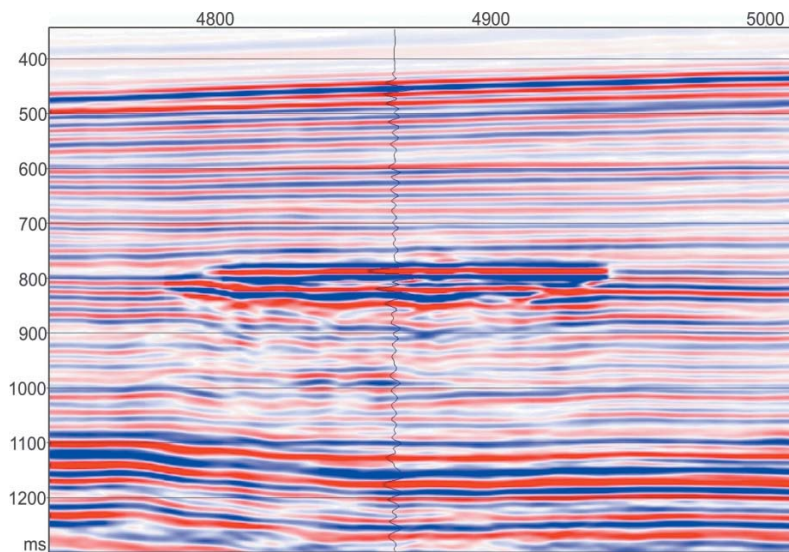


Рис. 10. Фрагмент временного разреза с двумя газовыми карманами на шельфе Магадана

новой отмели льдина. В результате ряда экспедиций в морях Арктики (Бофорта, Печорском, Карском) доказано существование подводных растущих гидролакколитов (pingo), представляющих опасность для судоходства. Кроме того, таяние субмаринных ММП приводит к мощной дегазации недр за счет разрушения мерзлотной покрывки для залежей свободного газа и диссоциации (распада) залежей газогидрата в криолитозоне [5; 12; 14; 15]. Все это свидетельствует о сложности организации не только добычи, но и безопасной транспортировки углеводородов и других грузов по Северному морскому пути (СМП). В связи с этим представляется целесообразным наладить не только аэрокосмический мониторинг за ледовой обстановкой и передвижением судов вдоль СМП, но и мониторинг субмаринной ситуации. Последнее может быть выполнено с минимальными финансовыми затратами путем ведения обязательного эхолотирования со всех судов, идущих по трассе СМП, с последующим централизованным анализом эхограмм. На эхограммах прекрасно видны не только рельеф и плотностные характеристики донных отложений (выявление новых мелей), но и дегазация недр, проявляющаяся в виде «газовых факелов» (результат отражения высокочастотных колебаний от поднимающихся пузырей газа) [2; 5; 12; 15]. Кроме обеспечения безопасности передвижения судов по СМП выявление и учет зон дегазации недр представляет большой интерес для фундаментальных научных исследований РАН, так как усиление дегазации недр влияет на климатические изменения на Земле. Специалисты лаборатории «Шельф» ИПНГ РАН и ряда других академических институтов готовы принять участие в организации и проведении мониторинга подводной обстановки в условиях, максимально приближенных к реальному времени.

Все вышесказанное выдвигает на передний план ряд стратегически важных вопросов рационального природопользования в арктических условиях и на всем шельфе России:

- выявление и поддержка новых технологий и приоритетных проектов освоения ресурсов традиционных и нетрадиционных УВ, имеющих особую важность для экономического развития России;
- выявление основных рисков и угроз жизнедеятельности человека и экосистеме с ретроспективным анализом результатов полувекowego недропользования;

- разработка и реализация мер по предотвращению возможных катастрофических событий природно-техногенного характера, неоднократно имевших место на территории СССР, в том числе в АЗРФ; *следует отнести к особо опасным явлениям законные перетоки и техногенные залежи УВ;*
- разработка технологий выявления, мониторинга и снижения природных и техногенных угроз экосистеме при освоении ресурсов углеводородов;
- обеспечение контроля экологической обстановки при недропользовании с реализацией аэрокосмического, геоэкологического и геофизического (сейсморазведка 4D) мониторинга в реальном времени;
- незамедлительное создание государственного и корпоративных фондов устранения негативных последствий вмешательства человека в природную среду, в том числе для ликвидации скважин, промыслов, трубопроводов и будущего геоэкологического мониторинга состояния околоскважинного пространства.

Анализ современного состояния ТЭК ведущих стран мира показал, что основными направлениями его развития являются освоение месторождений УВ на глубоководных акваториях и из нетрадиционных залежей (сланцевых, низкопроницаемых, тяжелых нефтей) в сочетании с высокотехнологичной переработкой УВ. С учетом геологических, экономических и геополитических условий отметим *стратегически важные направления развития ТЭК России:*

- увеличение объемов ГРП не только на акваториях морей России, но в первую очередь на суше, где сосредоточены основные запасы и ресурсы УВ;
- увеличение роли государства в организации и финансировании ГРП, создание специального фонда для финансирования ГРП (подобного ранее действовавшему налогу

на воспроизводство минерально-сырьевой базы), а также законодательное возрождение права проведения мультиклиентных исследований;

- применение новых технологий увеличения эффективности нефтегазодобычи;
- повышение уровня рационального использования попутного нефтяного газа;
- развитие и широкое применение новых технологий добычи сланцевой и тяжелой нефти;
- на шельфе Арктики — первоочередные поиск и освоение месторождений УВ в транзитных и мелководных прибрежных зонах в районах с развитой инфраструктурой; особый интерес представляют залежи, достигаемые горизонтальными скважинами с берега (около 12 км);
- формирование резервного фонда месторождений на суше и акваториях, гарантирующего энергетическую безопасность страны и устойчивое развитие ТЭК в долгосрочной перспективе;
- развитие нефтегазохимии с увеличением производства и экспорта продуктов глубокой переработки УВ.

В последние годы США стали лидерами по объемам добычи углеводородного сырья, что обусловлено уникальными результатами применения новых технологий при освоении ресурсов нетрадиционных залежей. Наша основная стратегическая задача должна заключаться не в постоянных попытках увеличить объемы нефтегазодобычи и быть впереди, а в достижении лидерства в создании и применении отечественных технологий безопасной и эффективной разработки месторождений и в недопущении чрезвычайных ситуаций — крупных аварий и катастроф, способных в совокупности с перманентным кризисом подорвать экономическую ситуацию в стране.

Примечание. При подготовке статистических данных авторами использован ряд доступных источников, в том числе годовые отчеты ПАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК», ЦДУ ТЭК, аналитические отчеты компании BP и Управления энергетической информации Министерства энергетики США (US EIA).

Литература

1. Алиев А. И. Грязевые вулканы — очаги периодической газогидродинамической разгрузки быстропогружающихся осадочных бассейнов и важные критерии прогноза газоносности больших глубин // Геология нефти и газа. — 2006. — № 5. — С. 26—32.
2. Богоявленский В. И., Лаверов Н. П. Стратегия освоения морских месторождений нефти и газа Арктики // Морской сборник. — № 6. — М.: ВМФ, 2012. — 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. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // Бурение и нефть. — 2013. — № 3. — С. 3—7.
5. Богоявленский В. И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: Монография. — М.: ВЭО, 2014. — С. 11—175.
6. Богоявленский В. И. Выбросы газа и нефти на суше и акваториях Арктики и Мирового океана // Бурение и нефть. — 2015. — № 6. — С. 4—10.
7. Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. На пороге арктической эпопеи: Освоение морских месторождений нефти и газа в Арктике и других акваториях России // Нефть России. — 2015. — № 4. — С. 25—30.
8. Богоявленский В. И., Керимов В. Ю., Ольховская О. О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Арктики и других морей России // Сб. материалов Всероссийской конференции с международным участием «Арктика — нефть и газ 2015». — DVD. — 4 с.
9. Жигарев Л. А. Океаническая криолитозона. — М.: МГУ, 1997. — 320 с.
10. Лаверов Н. П., Дмитриевский А. Н., Богоявленский В. И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Арктического шельфа России // Арктика: экология и экономика. — 2011. — № 1. — С. 26—37.
11. Лаверов Н. П., Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Углеводороды Арктической зоны Российской Федерации в мировой нефтегазовой индустрии // Арктич. ведомости. — 2015. — № 3 (14). — С. 46—53.
12. Сергиенко В. И., Лобковский Л. И., Семилетов И. П. и др. Деградация подводной мерзлоты и разрушение гидратов шельфа морей Восточной Арктики как возможная причина «метановой катастрофы»: некоторые результаты комплексных исследований 2011 года // Докл. Академии наук. — 2012. — Т. 446, № 3. — С. 330—335.
13. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года. — Утверждена Президентом Российской Федерации В. В. Путиным 20 февраля 2013 г. № Пр-232.
14. Bogoyavlensky V. Gas Blowouts on the Yamal and Gydan Peninsulas // GeoExPro [London]. — 2015. — Vol. 12, № 5. — P. 74—78.
15. Judd A., Hovland M. Seabed Fluid Flow: The Impact on Geology, Biology, and the Marine Environment. — Cambridge, 2007. — 475 p.