

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

А.А. Синюрин, Д.Е. Сытник

В статье анализируются важнейшие проблемы освоения нефтегазовых месторождений российского арктического шельфа и обеспечения экологической безопасности в процессе их промышленной эксплуатации. Оценивается опыт иностранных компаний в этой области и новейшие разработки отечественных ученых.

Ключевые слова: Арктика, шельф, нефть, газ, энергоресурсы, энергостратегия, «Роснефть», ВР, экологический ущерб, предотвращение аварий, технологии шельфовых разработок, подводная сварка, «сухой» способ сварки, «мокрый» способ сварки, механизация и автоматизация подводной сварки.

В условиях устойчивого роста цен и усиления спроса на энергоресурсы на мировых рынках, а также в связи с повышением энергопотребления на внутреннем рынке по мере роста национальной экономики, освоение нефтегазовых месторождений российского арктического шельфа становится одной из приоритетных задач развития топливно-энергетического комплекса страны. Большинство проектов в этом регионе в настоящее время находится на стадии проектных разработок и разведки. Разработка нефтегазовых месторождений осложняется суровыми природно-климатическими условиями Арктики, трудностями проведения геологических работ на морском дне, удаленностью будущих крупных центров добычи энергоресурсов от сложившихся центров развития нефтегазовой промышленности, высокими затратами на строительство объектов инфраструктуры (прежде всего, трубопроводов).

Однако имеющиеся трудности не являются непреодолимой преградой. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. предполагает интенсивное освоение углеводородного потенциала нашего континентального шельфа арктических морей и северных территорий России, которое призвано стабилизировать динамику добычи нефти и газа в стране, компенсируя ожидаемый спад добычи в традиционных нефтегазовых районах Западной Сибири в 2015–2030 гг. [1]. В частности, создание промышленных центров добычи газа на морских месторождениях континентального шельфа Баренцева, Печорского и Карского морей удовлетворит перспективную потребность экономики в природном газе, обеспечит энергетическую безопасность страны и устойчивое развитие ТЭК в долгосрочной перспективе в условиях растущей потребности экономики в энергоресурсах. Освоение указанных территорий с созданием соответствующей инфраструктуры морского и трубопроводного транспорта будет способствовать развитию отраслей промышленности, связанных с разработкой современных технических средств, технологий поиска, разведки, добычи и транспортировки нефти и газа на континентальном шельфе Арктики, а также развитию Северного морского пути.

В настоящее время начальные суммарные извлекаемые ресурсы углеводородов континентального шельфа России оцениваются в более чем 16,5 млрд тонн нефти и газового конденсата и 73,8 трлн м³ газа. Причем, около 70 % этих ресурсов приходится на континентальный шельф Баренцева, Печорского и Карского морей (в том числе прогнозные ресурсы газа — 63,8 трлн м³). При этом ресурсы нефти и газа разведаны на арктическом шельфе крайне слабо, в среднем не более чем на 10 %. Исключение — ресурсы газа континентального шельфа Баренцева моря, которые разведаны на 15,5 % [1].

На арктическом шельфе сейчас действует лишь компания «Штокман Девелопмент АГ», работающая над реализацией проекта Штокмановского газоконденсатного месторождения с запасами в 3,9 трлн м³. Месторождение расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря в 600 км к северо-востоку от Мурманска. Участие в проекте

контролируется «Газпромом» (51 % акций) при участии французской Total S.A. (25 %) и норвежской Statoil ASA (24 %) [2]. Ввод в эксплуатацию месторождения намечен на 2016 г., завода по сжижению природного газа – на 2017 г. В рамках первой фазы Штокмановского проекта планируется добывать 23,7 млрд м³ газа в год. Голубое топливо будет поставляться в Европу по магистральному газопроводу «Северный поток».

Исследование шельфа Карского моря в последнее время ускорилось в связи с промышленным освоением месторождений Ямала. На полуострове и в прилегающих акваториях открыто 11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений. Разведанные и предварительно оцененные (ABC1+C2) запасы газа составляют 16 трлн м³, перспективные и прогнозные (C3-D3) – около 22 трлн м³. Запасы конденсата (ABC1) оцениваются в 230,7 млн т, нефти – в 291,8 млн т [3]. Крупнейшее месторождение газа на полуострове – Бованенковское (ABC1+C2 – 4,9 трлн м³); лицензия на его освоение принадлежит группе «Газпром».

Освоение месторождений Ямала предполагает строительство системы магистральных газопроводов Бованенково-Ухта, прокладка которых начата в 2008 г. Причем, часть трубопроводов проходит по дну Байдарацкой губы Карского моря, которая отличается особыми природно-климатическими условиями. При незначительной глубине здесь часты штормы, донные отложения имеют сложную структуру, море промерзает в зимний период до дна. Поэтому работы в Байдарацкой губе ведутся лишь несколько месяцев в году. Прокладка газопровода в столь сложных природных условиях и с такими техническими параметрами является первым подобным опытом строительства не только в России, но и в мировой практике. При прокладке (в том числе по морскому дну) впервые при строительстве магистральных газопроводов используются высокопрочные трубы диаметром 1 420 мм из стали марки K65 (X80) с внутренним гладкостным покрытием, рассчитанные на рабочее давление 11,8 МПа (120 атмосфер). Производство этих труб было освоено на Ижорском трубном и Выксунском металлургическом заводах по заказу «Газпрома». При сварке труб используются новые технологии и материалы.

Однако наряду с Бованенковским и другими газоносными месторождениями Ямала огромный промышленный интерес представляют также Харасавэйское газоконденсатное месторождение с геологическими запасами в 1,9 трлн м³ газа, которое расположено на западном побережье полуострова Ямал и на 1/3 площади уходит под воду в прибрежный шельф. Таким образом, это месторождение частично является шельфовым и предполагает особые технологии газодобычи. Лицензия на разработку принадлежит «Газпрому», который планирует создать на базе месторождения производство сжиженного природного газа, а также протягивает к месторождению трубопровод. Не меньший интерес представляют открытые в 1992 г. Ленинградское и Русановское газовые месторождения с начальными запасами в 3 трлн м³ газа каждое. Оба являются полностью шельфовыми и расположены в Карском море.

Три перечисленных газовых месторождения вместе с одним нефтяным (Белоостровским) относятся к Южно-Карской нефтегазоносной области, ресурсы которой оцениваются в 10–50 трлн м³ газа и 3–10 млрд т нефти. Перспективными нефтегазовыми структурами бассейна считаются также Университетская, Нярмейская, Кропоткинская, Викуловская и др.

Успехи «Газпрома» привлекли на Ямал и нефтяников, и, прежде всего, крупнейшего российского производителя нефти – компанию «Роснефть», которая до этого имела опыт добычи нефти лишь в шельфе Черного, Азовского и Каспийского морей, а также у берегов Камчатки. В 2010 г. «Роснефть» приобрела несколько участков на арктическом шельфе, где первую нефть, при благоприятных условиях, можно добыть уже через 5–10 лет. Однако самостоятельно развивать их «Роснефть» не могла в силу отсутствия технологий и оборудования для работы в столь сложных природно-геологических условиях. По расчетам Минприроды, силами только госкомпаний российский шельф (в том числе арктический) осваивался бы не менее 165 лет [4]. Это потребовало разработки вариантов привлечения иностранных инвестиций. Первой ласточкой стало СП «Роснефти» и американской Chevron

в Черном море. Для освоения Арктики «Роснефть» выбрала в партнеры British Petroleum (BP), у которой имелись необходимые технологии и оборудование. По словам аналитика «АрбатКапитала» Виталия Громадина, «арктический шельф характеризуется экстремальными погодными условиями, а у BP — колоссальный опыт работы на шельфовых месторождениях».

Еще одна причина необходимости взаимодействия «Роснефти» с иностранными партнерами — в мировой практике столь крупные проекты компании редко осуществляют в одиночку: под это требуется масштабное финансирование. А BP привлечь дешевый заемный капитал оказалось бы проще, чем «Роснефти». В свою очередь, для BP выгода от разработки арктического шельфа состояла бы прежде всего в том, чтобы компенсировать финансовые и репутационные потери, понесенные после аварии в Мексиканском заливе весной 2010 г. Трагедия с платформой Deepwater Horizon сделала некогда уважаемую BP изгоем в Соединенных Штатах и вынудила компанию срочно распродавать свои активы по всему миру для компенсации материального и экологического ущерба. Подобные продажи подорвали ресурсную базу британской компании, и ей пришлось искать партнера, с которым можно было бы пополнить свои запасы. Нетронутые арктические залежи, оцениваемые в 100 млрд т запасов нефти и газа только на российском участке, оказались здесь как нельзя кстати. К тому же BP получает доступ к стратегически важным месторождениям, которые ранее были закрыты для иностранцев.

В январе 2011 г. «Роснефть» и BP договорились о совместной разведке и добыче углеводородов на российском шельфе Арктики, а также о долгосрочном сотрудничестве и о взаимном обмене акциями (в ходе которого «Роснефть» должна была получить 5 % обыкновенных акций BP в обмен на 9,5 % акций «Роснефти»). Новый проект предполагал создание совместного предприятия для разведки, дальнейшей добычи и сбыта нефти и других углеводородов с континентального шельфа Карского моря, а именно — с Восточно-Приноземельского месторождения, суммарные запасы которого оцениваются в 5 млрд т нефти и 10 трлн м³ газа [5]. Инвестиции в разведку на арктическом шельфе на первом этапе должны были составить 1,4–2 млрд долл.

Однако сделка не устроила консорциум AAR (в него входят Альфа-Групп, Access Industries и Группа компаний «Ренова»), который представляет интересы российских акционеров в совместном предприятии ТНК-BP. Один из аргументов консорциума — по условиям акционерного соглашения, все разработки в России BP должна вести с одобрения ТНК-BP, который является конкурентом «Роснефти» на внутреннем рынке. Такого согласия получено не было.

24 марта 2011 г. Стокгольмский арбитражный суд признал иск консорциума AAR и фактически запретил BP проводить «арктическую» сделку с «Роснефтью» и обмен активами [6]. По мнению ряда экспертов, консорциум AAR добивается, чтобы ТНК-BP заняла место BP в альянсе с «Роснефтью» в разработке арктического шельфа. Но фактически ТНК-BP не в состоянии это сделать, т.к. не имеет опыта работы в шельфовых проектах, тем более в северных широтах. Кроме того, ТНК-BP вряд ли смог бы на выгодных условиях привлечь необходимое финансирование.

Наиболее вероятным развитием ситуации, по мнению большинства экспертов, включая правительственных чиновников, является достижение соглашения между BP и акционерами ТНК-BP. И, видимо, основной вопрос здесь — вопрос времени и финансовой компенсации, которую получит консорциум AAR от BP. Скорее всего, BP придется выкупить долю AAR, которая оценивается в 15–20 млрд долл. Однако есть и другой вариант развития событий. «Роснефть» фактически уже получила ряд предложений по совместной работе на арктическом шельфе от других крупных мировых нефтегазовых компаний (по разным оценкам, это могут быть ExxonMobil, ConocoPhillips и Chevron). Их можно было бы реализовать на практике, причем на не менее выгодных условиях. Однако освоение шельфа, отмечают некоторые эксперты, имеет политический подтекст, и ставка на BP сделана не случайно. На освое-

ние Арктики, помимо России, претендуют также США, Канада, Норвегия и Дания. Выбирая ВР, «Роснефть» показывает, что будет заниматься разведкой и последующей добычей нефти в северных морях с компанией из Великобритании, которая не претендует на шельф.

Для ВР партнерство с «Роснефтью» и освоение арктического шельфа Карского моря – хорошая возможность восстановить репутацию, подорванную после взрыва 20 апреля 2010 г. нефтяной платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе. А также – компенсировать вызванные катастрофой финансовые потери, которые по состоянию на конец марта 2011 г. оцениваются в 60 млрд долл. [8].

Стоит напомнить, что данная авария является беспрецедентной по масштабам в мировой истории: по негативному влиянию на окружающую среду она признана одной из крупнейших, а по масштабам утечки нефти в открытый океан – крупнейшей в мире [9]. В результате катастрофы в воды Мексиканского залива вылилось около 5 млн баррелей сырой нефти. Остановить разлив нефти удалось лишь к 4 августа 2010 г. Для этого компания ВР сначала закачала в скважину специальную тяжелую буровую жидкость, а затем цемент.

Тем не менее, экологические последствия катастрофы оказались поистине огромны. Полностью оценить их масштабы ученые не могут до сих пор. По словам профессора Университета штата Луизиана Юджина Тернера, в прибрежной зоне наибольшему загрязнению подверглись болотистые местности – там нефть проникла в грунт на глубину 4–5 м. Находиться внутри она может до 13 лет. По последним данным, почва на побережье (на песчаных пляжах) восстанавливается быстрее, чем внутренние загрязненные болотистые участки. Из морских обитателей наибольшему воздействию загрязнения подверглись моллюски – организмы, не способные передвигаться или передвигающиеся медленно и на ограниченные расстояния [8]. Даже разлив нефти в 5 % от того, что фактически произошел, был бы губителен для них. Следовательно, наибольший материальный ущерб понесли и будут нести вплоть до 2014 г. ловцы и поставщики устриц и мидий. По словам Ю.Тернера, вред, в частности, устрицам, может быть нанесен не только непосредственно нефтью, но и изменившимися условиями в местах их разведения. Устрицы чувствительны к температуре воды и при ее изменении гибнут или страдают заболеваниями, делающими их промысел невозможным.

Профессор Университета штата Луизиана в области исследований окружающей среды Ральф Портье согласен со своим коллегой в том, что пока рано подводить оценки ущерба от загрязнения. По его словам, на побережье образовались целые озера нефти и пока неизвестно, как глубоко нефть проникла в грунт. Сейчас ученые занимаются сбором и анализом информации об изменениях в экологии. Особенностью аварии в апреле 2010 г., отмечают специалисты, стало то, что разлив нефти произошел в труднодоступном для ликвидации месте и продолжался из-за этого очень долго. Как следствие – объем вылившейся нефти оказался катастрофически большим.

Авария в Мексиканском заливе вынудила компанию ВР не только вложить огромные средства в ликвидацию ее последствий и компенсировать ущерб по счетам, которые ей выставили американское правительство, компании и частные лица, но и принципиально по-новому взглянуть на проблемы безопасности нефтедобычи, на защиту экологии и природной среды в регионах недропользования. По словам главного представителя ВР в центре ликвидации последствий аварии Майкла Утслера, компания усвоила все уроки из случившегося и постарается не допустить повторения катастроф, подобных этой. При этом он уверен, что авария не должна остановить нефтедобычу на юге США. «Это ужасная катастрофа, но не стоит говорить, что мы откажемся от такого вида бурения. Мы же не перестаем летать на самолетах, ездить на поездах и автомобилях после катастроф», – отметил М. Утслер. Представитель ВР также добавил, что ликвидация последствий аварии началась в рекордно короткие сроки, и это говорит о готовности компаний к чрезвычайным ситуациям.

Опыт ликвидации последствий аварии в Мексиканском заливе может быть полезен и при освоении арктического шельфа. Он позволит предотвратить возникновение подобных ситуаций, обеспечить такую материально-техническую базу проведения работ, которая бы исклю-

чила или, по крайней мере, минимизировала риск катастроф. По словам вице-премьера РФ Игоря Сечина, «для нас было показательно то, насколько эффективно ВР извлекла важную экологическую и технологическую экспертизу из своего сложного опыта... Сегодня этот опыт стал одним из самых сильных конкурентных преимуществ компании и будет в полной мере учитываться при реализации проектов на арктическом шельфе» [5].

Для передачи передового опыта ВР и новейших технологий работы на шельфе участниками проекта «Роснефти» и ВР планируется создать Центр арктических технологий с предпочтительным местом расположения в Санкт-Петербурге. Центр будет работать совместно с исследовательскими институтами и конструкторскими бюро. Кроме того, предполагается, что в рамках достигнутых договоренностей будет создан Центр мобильного реагирования и мониторинга процессов добычи, направленного на снятие всех угроз и рисков, связанных с возможным загрязнением окружающей среды. Одним из главных требований «Роснефти» к будущему партнеру является обеспечение гарантий того, чтобы разработка шельфа Карского моря велась с соблюдением самых высоких требований охраны природы.

ВР, сотрудничая с «Роснефтью», обещает обеспечить прорыв в арктическом инженерном деле, который может затмить канадские технологии, позволяющие разрабатывать некоторые из наиболее труднодоступных месторождений в мире. Создание Центра арктических технологий, который должен объединить усилия российских и зарубежных фирм и университетов, работающих в области разработки и внедрения современных технологий и инженерных решений по безопасному освоению углеводородных ресурсов Арктики, по мнению западных специалистов, может помочь России превзойти в данной отрасли другие страны [10]. Поступая так, ВР и «Роснефть» готовят почву для своего «Года активных действий» в сфере арктических технологий и тем самым ставят важные вопросы перед Канадой, давно специализирующейся на изысканиях на арктическом шельфе.

Хотя у России большой опыт строительства ледоколов – атомные ледоколы нашей страны по-прежнему считаются самыми мощными в мире, – в области арктической разведки и добычи нефти нас традиционно обгоняют другие страны. Норвегия, давно добывающая нефть в Северном море, специализируется на буровых вышках для Арктики, Финляндия лидирует в строительстве судов ледового класса, у Канады есть большой опыт, полученный в 1970-х и 1980-х гг. в ходе работ в море Бофорта. Однако в нефтегазовой отрасли технологии всегда следуют за деньгами, и ВР с «Роснефтью», готовясь заняться российской Арктикой, закладывают технологические основы, которые позволят им работать по всему региону.

Вопрос о том, какая из стран станет центром арктической добычи нефти – Норвегия, Канада или Россия, где будут находиться инфраструктура, промышленность, конструкторские и исследовательские структуры, Роберт Джонстон, директор консалтинговой компании Eurasia Group по глобальной энергетике и природным ресурсам считает открытым. Канадцы десятилетиями строили для всего мира корабли ледового класса и системы контроля над ледовой обстановкой благодаря опыту, полученному в море Бофорта. Добыча нефти в нем требовала усилий сотен инженеров, судостроителей и специалистов по судоходству, создававших новые суда и новые методы для Арктики, разработка месторождений которой требует работы среди более толстых, прочных и обильных льдов, чем в любом другом нефтеносном регионе. «Это то, что можно назвать передовой инженерией. Эти проекты были уникальными», – утверждает Роб Аллан, исполнительный президент Robert Allan Ltd. – ванкуверской фирмы с 80-летней историей проектирования судов. Фактически именно компания Аллана разрабатывала примерно треть судов, использовавшихся в море Бофорта. При участии как ее, так и других фирм, были созданы суда, конструкция которых в своей основе продолжает применяться в современном судостроении. Россия до сих пор использует часть техники времен освоения моря Бофорта, включая платформу Molikraaq, служащую ключевым элементом производственно-добывающего комплекса «Витязь», расположенного у острова Сахалин.

Однако сейчас в Канаде работы в этой области прекратились в связи с замораживанием существенной части работ на арктическом шельфе. Правда, ExxonMobil и BP получили лицензии на разработку месторождений в море Бофорта и пообещали совместно выделить на это 1,8 млрд долл. Однако после разлива нефти на разрабатывавшейся BP скважине «Макондо» Канадский национальный комитет по энергетике начал пересматривать политику в отношении шельфового бурения, и теперь он определится в этом в лучшем случае лишь в конце 2011 г. Это заставляет канадцев искать работу в других местах. Скажем, компания Аллана 70 % заказов получает из-за границы. В частности, она проектирует ледоколы-буксиры для СПГ сахалинского терминала. Капитан Кит Джонс, работавший в море Бофорта, проживающий в городе Кэмпбелл-ривер (Британская Колумбия), консультировал BP по вопросам бурения на арктическом шельфе. Пять лет назад он летал в Великобританию, чтобы провести двухнедельный семинар по действиям в Арктике для сотрудников компании. Хотя BP обещает использовать в российской Арктике свой опыт шельфового бурения, К.Джонс сомневается, что компания «разбирается в работе в Арктике... Это не означает, что она не может нанять соответствующих специалистов, но я бы рискнул предположить, что прямо сейчас у нее нет таких знаний».

Это дает шанс участия в шельфовых разработках в России канадским фирмам, которые BP, возможно, призовет себе в помощь. И Р. Аллан, и К. Джонс уверены в своей конкурентоспособности. Однако многие из канадских экспертов либо уже на пенсии, либо близки к пенсионному возрасту, а многие из «шельфовых» фирм успели уже закрыться. Активная деятельность в море Бофорта закончилась в 1980-х гг., и это означает, что соответствующего опыта нет у целого поколения. Мемориальный университет Ньюфаундленда разработал хорошую программу по подготовке судостроителей-проектировщиков, однако работать в Северной Атлантике с ее непостоянными льдами и в Арктике – это все же разные вещи.

Однако, если освоение канадских арктических месторождений не закончено, BP и ExxonMobil, возможно, в ближайшие годы еще оживят эту область, многие опасаются, что энергичные действия России в Арктике приведут к утечке кадров. «Если в российскую Арктику придут большие деньги, люди будут работать в ней», – считает Дуг Мэттьюз, консультант по энергетике, специализирующийся на проблемах Арктики.

Но есть в России и принципиальные противники сотрудничества с BP в исследовании арктического шельфа. Некоторые отечественные эксперты считают, что соглашение, подписанное «Роснефтью» с BP, является подтверждением не совсем продуманного отношения правительства России к сохранению уникальной экосистемы Арктики [11]. По мнению координатора энергетических проектов экологической организации «Беллона» Нины Лесихиной, в настоящее время ни одна компания мира не обладает знаниями и технологиями для безопасного освоения арктических месторождений. Тем более, уверена эколог, этими технологиями не владеет BP, халатность которой стала причиной трагедии в Мексиканском заливе. Масштабы этой аварии свидетельствуют о том, что именно недооценка экологических рисков со стороны компании, применение неэффективных технологий, экономия на материалах и отсутствие адекватных мер реагирования привели к «Нефтяному Чернобылю», – считает Н. Лесихина. Она обращает внимание на пример Штокмановского проекта, где технологические решения разрабатываются (в частности, компанией Total) в строгой секретности и передаются российской стороне уже в готовом виде. То есть «Газпром» не получает доступа к технологиям и не сможет в дальнейшем самостоятельно реализовать подобные проекты. Эксперт считает также, что BP, которая сейчас несет огромные убытки в связи с компенсационными выплатами после аварии в Мексиканском заливе, – не лучший вариант с точки зрения привлечения масштабных инвестиций в проект. Комментируя «опытность» компании в вопросах ликвидации аварийных разливов нефти, Н. Лесихина указывает, что этот опыт был не очень успешным, а вернее, совсем не успешным, чтобы его перенимать. Репутация BP после трагедии в Мексиканском заливе настолько испорчена,

что «шельфовая» Гренландия отказала компании в бурении, и она также была исключена из списка ответственных компаний. Эколог делает вывод, что основной интерес для «Роснефти» в сотрудничестве именно с ВР состоит в том, чтобы, приобретая активы британского холдинга, тем самым стать крупнейшим одиночным акционером транснациональной нефтяной компании. А это способствует росту котировок акций и повышает политический статус руководителей компании. Ответственность же за решение возможных экологических проблем, уверена эколог, будет переложено на Арктический технологический центр в Санкт-Петербурге.

Н. Лесихина отмечает, что природа арктических морей чрезвычайно важна для сохранения биоразнообразия и устойчивости глобальной экосистемы, при том, что риски освоения месторождений здесь гораздо выше, чем в южных морях. Если 5 млн баррелей нефти, которые попали в воды Мексиканского залива, окажутся в водах и льдах арктических морей, то в условиях полного отсутствия технологии и инфраструктуры для ликвидации аварийных разливов нефти последствия окажутся катастрофическими и поставят под угрозу выживание тысяч видов живых организмов. Чтобы не допустить этого, по мнению эколога, необходимо полностью пересмотреть стандарты и принципы работы нефтегазовой отрасли, провести дополнительные исследования для формирования адекватных представлений об экосистеме Арктики и способах противодействия разливам нефти, разработать соответствующую законодательную базу, обеспечить проведение комплексной экологической оценки проектов при непосредственном участии представителей науки и общественности. А до этого ни о какой нефтегазовой деятельности в Арктике не должно быть и речи. В связи с этим, резюмирует эксперт, общественные экологические организации, в том числе «Беллона», призывают к введению моратория на освоение Арктики.

Свою лепту в обеспечение экологической безопасности шельфовых разработок готовятся внести и сенаторы. До конца 2011 г. Совет Федерации предложит поправки в законодательство, которые помогут избежать экологических катастроф при добыче нефти и газа в российских морях вроде той, что случилась в Мексиканском заливе. Для этого сенаторы намерены проанализировать ситуацию на всем отечественном шельфе. В конце года по результатам итоговых парламентских слушаний Совет Федерации может принять специальное постановление [7]. По мнению сенаторов, ситуацию сильно осложнили поправки, внесенные в Закон «О недрах» в 2008 г. С этого момента на российском шельфе могут работать лишь компании, в которых доля государства превышает 50 % и которые имеют опыт работы на шельфе не менее 5 лет. Таких компаний сегодня в стране лишь две: одна – нефтяная («Роснефть») и одна – газовая («Газпром»). Отсутствие конкуренции тормозит не только освоение шельфа, но и внедрение передовых экологических технологий.

По словам гендиректора «Севернефтегаза» Ивана Глумова, на шельфе уже сейчас есть зацементированные скважины, оставшиеся со времен разведочных работ, на которых сохраняется риск. Однако у ведущих работу на шельфе компаний нет необходимых ресурсов, чтобы предотвратить катастрофу. Нет ни одного специализированного судна или буровой, чтобы отремонтировать эти скважины, отмечает И. Глумов. По его словам, экологическая безопасность на шельфе предполагает наличие современных технологий. При этом техника, которую приобретают российские компании при работах на шельфе, производится за рубежом. Доля же отечественной промышленности в проектах по освоению шельфа обычно не превышает 10–15 %. Это приводит к тому, что значительная часть выручки от добытой нефти уходит из страны в качестве платы за технику, технологии и текущее обеспечение работ. Потери для страны, по расчетам специалиста, достигают 70–80 %. Между тем, многие технологии, которые могут быть использованы на шельфе, уже разработаны или могут быть разработаны российскими учеными. На службу экологической безопасности российские компании готовы поставить не только оборудование буровых платформ, но и подводные комплексы, батискафы, космические спутники. Однако пока их не заказывает ни государство, ни компании.

По мнению ряда российских специалистов, государственное финансирование такого стратегически важного направления, как экологически безопасное освоение шельфа, должно ставиться в зависимость от инвестиций компаний, имеющих право работы на шельфе, в создание российских производств, которые выпускали бы необходимую технику современного уровня: суда, станки, приборы и т. п. Государство в данном случае может использовать свои возможности основного акционера этих компаний. Со своей стороны, испытывающие дефицит финансовых ресурсов российские научно-производственные организации могли бы составить пул и, объединив усилия, создать необходимые производства.

С другой стороны, нельзя запретить нефтегазовым компаниям приобретать за рубежом буровое оборудование и платформы для освоения шельфа, которые по ключевым параметрам все еще дешевле и лучше большинства российских аналогов, к тому же апробированы на практике. Поэтому данное предложение должно рассматриваться с точки зрения поддержки лишь тех национальных разработок и технологий, которые являются действительно наиболее передовыми и ценными, существенно экономят ресурсы добывающих организаций и представляют интерес не только у российских, но и у западных компаний. В этом отношении спрос со стороны зарубежных добывающих организаций выступил бы важным индикатором конкурентоспособности российской инновационной продукции, используемой при разработке шельфа.

Ученые считают, что катастрофа, подобная аварии в Мексиканском заливе, России пока не грозит. Это объясняется тем, что ни в одном из российских шельфовых нефтяных проектов нет больших глубин, все платформы опорами надежно крепятся к дну. А газовые объекты (включая Штокмановское месторождение) менее опасны, чем нефтяные.

При шельфовых работах в Арктике особый интерес с точки зрения использования передовых разработок российских ученых представляет практическое внедрение технологий подводной сварки. Электроды для подводной сварки впервые разработал в 1932 г. советский ученый Константин Хренов, он же провел первые испытания в Черном море [12]. В годы Великой Отечественной войны подводная сварка применялась очень активно: при ремонте кораблей, мостов, при аварийных и спасательных работах. В эти годы в специальной лаборатории, организованной при Московском электромеханическом институте инженеров железнодорожного транспорта, создаются электродные покрытия, обеспечивающие стабильное горение дуги под водой. По примеру нашей страны сварку и резку под водой начали применять и другие воюющие страны.

В послевоенные годы области применения и объемы подводной сварки значительно расширились. Она начинает применяться, в том числе, при строительстве морских нефтепромысловых гидротехнических сооружений и подводных трубопроводов. Однако существовавшие на тот момент способы подводной сварки не позволяли обеспечить прочноплотные швы и высокую производительность труда. Кроме того, для выполнения подводной сварки по «мокрому» методу (т. е. без удаления воды из зоны сварки) требовались водолазы-сварщики высокой квалификации. Однако уже в то время ручная подводная сварка обладала исключительной маневренностью и простотой оборудования, а для ее осуществления не требовались специальные приспособления для удаления воды из зоны сварки, что обуславливало низкую стоимость работ.

В 1950–1960-е гг. за рубежом разрабатывается «сухой» способ подводной сварки. Он основан на применении специальных обитаемых камер различной конструкции, которые могут быть различного размера и конструкции:

- большие глубоководные, когда и место сварки, и сварщик изолированы от водной среды за счет подачи воздуха в камеру и оттеснения воды за ее пределы;
- водолазные колокола, обеспечивающие выполнение сварки в «сухой» среде, хотя сам сварщик находится по пояс в воде;
- портативный сухой бокс, который обеспечивает «сухую» среду только в зоне сварки.

Применение каждого из перечисленных вариантов показало, что сварные швы получаются такого же качества, как и на суше, но имеются и существенные недостатки, которые не привели к широкому распространению «сухой» подводной сварки. В частности, при применении глубоководных камер, как показала практика, необходимы предварительная подготовка и специальное техническое сопровождение [13]. Оказалось, что необходимо разработать и изготовить камеру нужной конструкции, подготовить технические средства (плавучие краны, насосы и другое оборудование), задействовать обслуживающий персонал. Такой вариант выполнения подводной сварки оказался достаточно дорогостоящим. Два других варианта оказались более дешевыми, но и менее маневренными и универсальными, чем «мокрый» способ подводной сварки.

В 1965 г. в Советском Союзе проводится работа по устранению недостатков «мокрого» способа сварки. Анализ подводной сварки «мокрым» способом показал, что основные причины низких механических характеристик сварных швов – это пористость за счет растворения водорода, шлаковые включения за счет окисления компонентов металла кислородом и увеличение скорости охлаждения за счет контакта нагретого металла с водой. Низкая производительность подводной сварки не может быть преодолена при использовании покрытых электродов, так как смена их через каждые 1–2 минуты является в подводных условиях сложной операцией, а козырек обмазки ухудшает наблюдение за формированием шва. Наиболее перспективной, согласно проведенным исследованиям, оказалась полуавтоматическая сварка – достаточно маневренная и универсальная. При этом механизированная подача проволоки позволяет длительное время вести процесс сварки без перерывов. Поскольку проволока имеет меньший диаметр, чем электрод, и не имеет покрытия, создаются благоприятные условия для наблюдения за формированием сварного шва.

Однако применение сплошной проволоки без защиты зоны сварки и с подачей защитных газов (аргон, углекислый газ) не позволило получить необходимых механических свойств сварных соединений. Дальнейшие исследования показали, что эффективная защита зоны сварки возможна при использовании порошковых самозащитных проволок. Разработанная в Институте электросварки имени Е.О. Патона порошковая проволока марки ППС-АН1 диаметром 1,2–2,0 мм впервые позволила провести подводную сварку «мокрым» способом с получением качественных сварных соединений.

Современный уровень техники позволяет осуществлять дуговую сварку порошковой проволокой «мокрым» способом на глубине до 30 м. При этом имеются серьезные ограничения по номенклатуре металлов, пригодных для сварки таким способом. С увеличением глубины резко изменяются свойства дуги, интенсифицируется взаимодействие расплавленного металла с окружающей средой и становится проблематичным получение качественного соединения. Следует также учитывать, что «мокрый» способ подходит для глубины, доступной для человека в скафандре, – не более 120–160 м.

В современных условиях механизированная подводная сварка при строительстве и ремонте металлоконструкций осуществляется полуавтоматом для подводной сварки А1660. Ведется разработка автоматов, которые могли бы осуществлять сварку под водой с минимальным участием человека. Совершенствуются системы дистанционного наблюдения и управления процессом. Указанные разработки имеют важное практическое значение при проведении сварных работ в арктическом шельфе.

Перспективным направлением работ является замена подводной контактной стыковой сварки оплавлением. Предварительные эксперименты и опытно-промышленная проверка установки, разработанной в ИЭС имени Е.О. Патона и предназначенной для автоматической стыковой сварки оплавлением труб под водой (при строительстве и ремонте морских трубопроводов), подтвердили перспективность использования этого способа сварки. В ближайшие годы ученые планируют совершенствовать как «мокрый», так и «сухой» способы подводной сварки, а также разрабатывать новые механизированные способы сварки и оборудование, пригодные для использования на километровой глубине.

Список литературы:

1. **Энергетическая** стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р. Режим доступа: minenergo.gov.ru.
2. **Официальный** сайт Штокмановского проекта. Режим доступа: <http://shtokman.ru>.
3. **Мегапроект** «Ямал». Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/production/projects/mega-yamal/>.
4. **Второе** пришествие ВР дает Роснефти технологии, имидж и капитал // РБК от 17 января 2011 г.
5. **Выступление** заместителя председателя Правительства Российской Федерации, председателя Совета директоров ОАО «НК Роснефть» И.И. Сечина перед журналистами и участниками церемонии подписания Соглашения о стратегическом партнерстве между «НК Роснефть» и ВР. Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Strategic_Alliance/.
6. **Кукол Е.** Арктический пасьянс // Российская газета. 2011. 28 марта.
7. **Васильченко Е.** «Мексиканскую» катастрофу примерили к российскому шельфу // Российская газета. 2011. 1 марта.
8. **Ученые** пока не могут оценить ущерб от аварии в Мексиканском заливе // РИА Новости – Экология. 2011. 27 марта.
9. **Obama**, in Gulf, pledges to push on stopping leak. 27.05.2010. URL: www.usatoday.com.
10. **ВР-Rosneft** deal a challenge for Canada in Arctic. URL: <http://www.sat-fishers.com/forum/show-thread>.
11. **ВР** и Роснефть: Арктика в опасности // Росбалт. 2011. 18 янв.
12. **Хренов К.К.** Сварка, резка и пайка металлов. Киев. Машгиз, 1952.
13. **Шалимов М.П., Панов В.И.** Сварка вчера, сегодня, завтра... Екатеринбург, 2006.