

Энергетическая политика Норвегии. Часть 2. Нефтегазовый сектор. Дихотомия норвежской энергетической политики. Российско-норвежское энергетическое сотрудничество

А.М. Сумин

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Аннотация. В статье проанализирована энергетическая политика Королевства Норвегия. Перечислены принципы, на которых основана концепция национальной энергетической безопасности Норвегии. Охарактеризована практическая реализация данных принципов в энергетической политике королевства. Подчеркнута специфика энергетического сектора и ее влияние на энергетическую политику Норвегии. Дана характеристика отдельных секторов норвежской энергетики. Раскрыты особенности норвежского подхода к формированию и проведению энергетической политики. Описаны факторы и вызовы, способствующие трансформации энергетической политики королевства на современном этапе. Проанализированы проблемы, с которыми сталкивается энергетический сектор Норвегии в условиях глобализации. Дана характеристика норвежскому подходу к обеспечению своей энергетической безопасности на национальном и региональном уровнях. Рассмотрена специфика сотрудничества Норвегии в энергетике со странами-соседями, а также на европейском и глобальном уровнях. Сделан акцент на российско-норвежском энергетическом сотрудничестве. Описаны факторы и риски, осложняющие это сотрудничество. Сделаны выводы о вероятности сохранения основных элементов норвежской энергетической политики на перспективу.

Ключевые слова: энергетическая политика, энергетическая безопасность, нефтегазовый сектор, Нефтяной фонд, шельф, энергетическое сотрудничество.

Для цитирования: Сумин А.М. Энергетическая политика Норвегии. Часть 2. Нефтегазовый сектор. Дихотомия норвежской энергетической политики. Российско-норвежское энергетическое сотрудничество // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 1(28). С. 10. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art10>

1. Нефтегазовый сектор: общая характеристика

В отличие от растущего год от года использования ВИЭ на внутреннем энергетическом рынке, потребление нефти и природного газа в качестве первичных энергоресурсов в Норвегии неуклонно снижается. На ископаемые энергоносители в последние годы приходится немногим более половины потребления первичных энергоресурсов: 57% – в 2008 г., 56% – в 2010 г., 52,5% – в 2014 г. и 50,6% – в 2018 г. [1]. Но стоит принять в расчет объемы экспортных поставок углеводородов из Норвегии и роль нефтегазовых доходов в экономике страны – становится ясно: нефть и природный газ, как минимум, сохраняют свои традиционные позиции в энергетической политике королевства.

В абсолютных цифрах Норвегия не является крупным игроком в сфере добычи ископаемых углеводородов: добытая в стране нефть покрывает лишь 2% мирового спроса, а природный газ – около 3%. В 2018 г. скандинавская страна занимала лишь 15-е место в мировом списке производителей сырой нефти [2]. Картина меняется, если взглянуть на статистику экспорта углеводородов. Здесь Норвегия по праву считается авторитетным игроком. Королевство входит в число крупнейших мировых экспортеров нефти и природного газа, по состоянию на конец 2018 г. занимая девятое (по объему нетто-экспорта, с учетом нефтепродуктов) и третье места в мире соответственно [3]. В 2017 г. Норвегия обогнала Катар по объему экспорта природного газа и заняла по этому показателю второе место в мире, пропустив вперед лишь Россию [2]. Норвегия лидирует по запасам нефти и газа в Западной Европе и является крупнейшим их производителем в регионе [4].

Добыча и экспорт углеводородов обеспечивают высокий уровень жизни населения и вывели Норвегию в число наиболее богатых государств мира. В частности, в 2018 г. королевство вышло на первое место в мире по индексу человеческого развития [5]. Однако во внутреннем энергопотреблении страны углеводороды традиционно играют существенно меньшую роль, ибо более 95% природного газа и более 75% нефти, добываемых в Норвегии, направляются на экспорт [5]. Динамика производства и потребления ископаемых энергоносителей в Норвегии говорит сама за себя. В 2017 г. страна экспортировала ежесуточно 1,2 млн баррелей сырой нефти [5]. В том же 2017 г. внутреннее суточное потребление нефти составляло в среднем лишь 223005 баррелей [6]. В период с 1965 по 2018 гг. средневзвешенный показатель внутреннего потребления нефти в королевстве составил 198309 баррелей. В 1965 г., когда в стране был начат статистический учет потребления нефти, среднее суточное потребление составляло 99449 баррелей, а в 2018 г. – уже 234392 барреля [6]. Похожую картину дает статистика по добыче и потреблению природного газа. В период 1980–1995 гг. в Норвегии годовая газодобыча колебалась в пределах 26–30 млрд м³. С вводом в эксплуатацию новых месторождений и более совершенных технологий с конца 1990-х годов наметился стабильный рост газодобычи. В 2000 г. было добыто уже 50 млрд м³ природного газа, в 2005 г. – около 80 млрд м³, в 2010 г. – порядка 105 млрд м³, в 2015 г. – 120 млрд м³. В 2017 г. газодобыча составила 127,733 млрд м³, в 2018 г. – 126,415 млрд м³ [7]. В то же время внутреннее потребление природного газа стабильно остается низким. В 1977 г.,

когда в Норвегии начали публиковать соответствующие данные, внутреннее годовое потребление газа равнялось 0,403 млрд м³, что составило только 1,55% от объема добычи газа в указанном году. В период с 1977 по 2018 гг. средневзвешенный показатель внутреннего суточного потребления составлял 0,01047 млрд м³. Пик годового внутреннего потребления был достигнут в 2004 г. (4,7647 млрд м³, или примерно 6,03% от объема добычи). В 2017 г. годовое потребление газа составило 4,5890 млрд м³ (3,59%), а в 2018 г. – 4,4856 млрд м³ (3,55%) [8]. В 2017 г. в Норвегии было добыто 215 млн т н.э. энергоресурсов (с 1990 г. прирост на 81%), а внутреннее их потребление составило лишь 30 млн. т н.э. (т.е. с 1990 г. прирост всего на 43%) [1].

Как видно из приведенной статистики, внутреннее потребление ископаемых энергоносителей в Норвегии на протяжении десятилетий остается низким. Невостребованные на сравнительно небольшом внутреннем рынке энергоносители традиционно отправляются на экспорт. Соответственно, норвежский нефтегазовый сектор изначально имел ярко выраженную экспортную направленность, внутреннее потребление играло и играет для него лишь второстепенную роль.

Экспортная направленность нефтегазового сектора королевства отчетливо прослеживается и в нефтепереработке. Норвегия является важным поставщиком бензина и дизельного топлива в страны Европы. Equinor доминирует на розничном рынке в Норвегии, а также расширил свое присутствие на других европейских рынках. В период 2005–2010 гг. Норвегия располагала мощностями для переработки 316 тыс. баррелей нефти в сутки. В 2011 г. совокупный потенциал нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) увеличился до 329 тыс. баррелей, а в период 2012–2013 гг. составлял уже 342 тыс. баррелей нефти в сутки [9]. В 2014 г. совокупная производительность норвежских НПЗ возросла до 346 тыс. баррелей. Речь идет о двух системообразующих НПЗ: в Слагентангене (производительностью в 120 тыс. баррелей в сутки, принадлежит компании ExxonMobil) и в Монгстаде (суточной производительностью в 226 тыс. баррелей, принадлежит Equinor) [10]. Сырье для НПЗ в Монгстаде доставляется как танкерами, так и нефтепроводами [11]. Большая часть продукции заводов отправляется на экспорт [10].

Динамика поступления экспортной выручки традиционно неоднородна и находится в прямой зависимости от конъюнктуры мировых цен на ископаемые энергоносители (с учетом покупательной способности норвежской кроны на 2019 г.) [2]. В период 1971–1974 гг., когда недавно открытые месторождения нефти и природного газа

только начали разрабатываться, экспортные доходы варьировались в диапазоне от 5 до 10 млрд крон. С 1975 г. (уже около 20 млрд крон) начался стабильный рост: 90 млрд крон в 1979 г., по 170 млрд крон в 1980–1982 гг., около 205 млрд крон в 1984 г., до 210 млрд крон в 1985 г. С падением мировых цен на сырьевые товары в 1985–1986 гг. упали и экспортные доходы: в период 1986–1995 гг. они колебались в диапазоне ниже 200 млрд крон. Отметка в 200 млрд крон была преодолена в 1996, 1997 и 1999 гг., причем лишь 1998 г. был отмечен падением ниже отметки в 200 млрд крон. С 2000 г. наступление нового мирового цикла экономического роста повлекло и взрывной подъем спроса на норвежские энергоносители. Уже в 2000 г. экспортные нефтегазовые доходы составили 460 млрд крон. Пик в 700 млрд крон был достигнут в 2008 г. Последовавший за ним мировой финансово-экономический кризис снизил экспортную выручку до примерно 510 млрд крон в 2009 г. и 530 млрд крон в 2010 г. соответственно. В период 2011–2013 гг. ежегодный экспорт снова существенно превысил отметку в 600 млрд крон, после чего началось стабильное падение экспортной выручки. В 2017 г. королевство выручило от экспорта углеводородов 442 млрд крон, в 2018 г. – порядка 540 млрд крон [2].

Начало 2000-х годов выдалось непростым для норвежского нефтегазового сектора: добыча нефти и ресурсная база на шельфе сокращались, невзирая на высокие затраты на геолого-разведочные работы и растущие цены на нефть [12]. Добыча нефти на норвежском шельфе достигла пика в 2001 г., составив 3,4 млн баррелей в нефтяном эквиваленте ежедневно, после чего вплоть до 2013 г. объемы добычи непрерывно падали [2]. Одним из очевидных решений было расширение доступа к энергетическим ресурсам за пределами страны.

В 2007 г. в результате слияния компании Statoil ASA и нефтегазового подразделения концерна Norsk Hydro возникла компания StatoilHydro (снова переименована в Statoil ASA в 2009 г.) с добычными активами в ряде зарубежных стран, в том числе в США, Великобритании, Канаде, России (Харьгинское СРП), Азербайджане, Иране и некоторых странах Африки. Геологоразведочные работы компании охватывали также Индию, Бразилию, Фарерские острова, Гренландию и Кубу. В тот период Statoil начал активно наращивать присутствие в перспективных нефтегазоносных регионах по всему миру. К 2010 г. удельный вес зарубежной добычи составил 27% от совокупного производства углеводородов Statoil [12].

Одним из приоритетных направлений для Statoil (Equinor) является Северная Америка. Концерн сконцентрировал внимание на нефтегазовых месторождениях в Мексиканском заливе и на канадском шельфе Атлантического океана, а также на сланцевых участках во всех перспективных районах их разработки. С 2010 г. удалось нарастить добычу североамериканских нефти и природного газа в 4,3 раза, что стало наиболее результативным показателем деятельности компании за рубежом. Есть основания полагать, что Северная Америка и дальше останется для Equinor приоритетным регионом с точки зрения потенциала добычи сланцевой нефти и емкостью энергетического рынка США [12].

В других регионах мира Statoil (Equinor) отдает приоритет освоению шельфовых месторождений – в этой сфере концерн наработал солидный опыт и располагает соответствующими технологиями. В Южной Америке компания стала оператором проекта разработки бразильского шельфового месторождения Peregrino, разведанного в 2004 г. и введенного в эксплуатацию в 2011 г. (в месторождении компания располагает долей в 60%). Доказанные запасы месторождения оцениваются в 2,3 млрд баррелей нефти.

В Анголе Statoil (Equinor) осуществил реструктуризацию бизнеса, объединив 10 проектов со своим участием в 3 производственных блока. Проекты с участием Statoil (Equinor) в Нигерии и Алжире, начатые еще в 2000-е годы, продолжают функционировать в прежнем формате и приносят прибыль [12].

В последние годы большое внимание норвежцы уделяют присутствию в Азербайджане. В 2018 г. Equinor и Государственная нефтяная компания Азербайджана (ГНКАР) подписали два контракта на разработку перспективных нефтегазоносных участков в азербайджанском секторе Каспийского моря. В частности, был подписан контракт в формате соглашения о разделе продукции (англ. – production sharing agreement) на разведку и разработку блока перспективных структур Дан-Улдузу-Ашрафи-Айпара. Месторождение с доказанными запасами в 13 млрд м³ газа и 17 млн т конденсата было открыто в 1999 г. на расстоянии 100 км восточнее Баку. Кроме того, стороны подписали также контракт в формате распределения рисков (англ. – risk service contract) на разработку месторождения «Карабах». Извлекаемые запасы данного месторождения, расположенного в 130 км к востоку от Баку, оцениваются в 16 млн т нефти и 28 млрд м³ газа. Бурение разведочной скважины на «Карабахе» было намечено на 2018 г., начало добычи – на 2021 г. [13].

Наряду с перечисленными успехами норвежский концерн оказался вынужден решать и проблемы, возникающие в процессе работы на мировых энергетических площадках. Необходимость мобилизации инвестиционных ресурсов для добычи нефти и природного газа в Северной Америке потребовала от Statoil (Equinor) новой расстановки приоритетов. В 2012 г. концерн ушел из Ирана. В России компании пришлось отказаться от участия в разработке Штокмановского газоконденсатного месторождения: реализация первой фазы проекта была отложена «Газпромом» на неопределенный срок [12]. В Азербайджане Statoil (Equinor) оказался вынужден реализовать доли в месторождении Шах-Дениз и Южно-Кавказском газопроводе: в 2013 г. в пользу азербайджанской SOCAR и британской BP, в 2014 г. – в пользу малайзийской Petronas. Обе сделки принесли норвежцам около 3,7 млрд долл. Причиной продажи послужили существенное превышение бюджета второй стадии освоения Шах-Дениза и смещение сроков ее реализации [12].

Ресурсной базой добычи собственно норвежских углеводородов являются месторождения в Северном, Норвежском и Баренцевом морях. По отдельным ископаемым энергоносителям ситуация здесь выглядит следующим образом.

2. Нефтедобывающая отрасль

Крупнейшие нефтяные месторождения Норвегии залегают на континентальном шельфе Северного, Норвежского и Баренцева морей. Нефтедобыча в Северном море ведется с 1971 г.; на регион по-прежнему приходится основная ее часть. Новые проекты разведки и добычи реализуются, главным образом, в Норвежском и Баренцевом морях [4].

В 2019 г. в Норвегии было добыто 214,1 млн м³ нефти. Для сравнения: в 2018 г. было добыто 226,7 млн м³, а в 2004 г. – 264,2 млн м³. Нефтедобыча в 2019 г. по сравнению с 2018 г. снизилась на 6%, а по сравнению с 2004 г. – на 19%. Иными словами, в 2019 г. нефти было добыто на 19% меньше, чем в рекордном 2004 г. и на 6% меньше, нежели в предшествовавшем 2018 г. [14].

В 2017 г. 80% добытой на норвежском шельфе нефти доставлялось на сушу танкерами, остальные 20% – трубопроводами [2]. В отличие от газодобычи, в нефтедобыче транспортировка является менее дорогостоящей. На многих норвежских шельфовых месторождениях добытая нефть сразу отгружается на танкеры. Только наиболее крупные нефтяные месторождения оснащены сопутствующей инфраструктурой (нефтеналивные терминалы) на побережье. Месторождения нефти в Северном море

соединены трубопроводами с расположенными на норвежском побережье терминалами Sture, Mongstad и Kårstø и с находящимся в Великобритании терминалом Teesside. Перечисленные норвежские терминалы представляют собой переоборудованные для хранения нефти полости в скальных породах. Оттуда нефть уже отгружается в танкеры и отправляется на экспорт. Первая пятерка импортеров норвежской нефти (по состоянию на 2014 г.) включала Великобританию (41%), Нидерланды (27%), Германию (12%), Швецию (5%) и Данию (3%) [4].

Нефтедобывающая инфраструктура Норвегии не является интегрированной системой – в отличие от газотранспортной инфраструктуры. Владельцы и пользователи объектов нефтедобывающей инфраструктуры взаимодействуют на основе заключенных ими самими соответствующих соглашений. Соглашения, в свою очередь, заключаются согласно нормам норвежского Нефтяного регламента [15].

В мае 1963 г. Норвегия официально заявила о суверенных правах на природные ресурсы своего сектора Северного моря. В июле 1966 г. были начаты геологоразведочные работы. Первая нефть была обнаружена лишь в августе 1969 г. К концу того же года стало ясно, что речь идет о крупных месторождениях нефти и газа в Северном море. Первым норвежским крупным нефтяным месторождением стал Ekofisk. 1969 г. можно по праву назвать судьбоносным для Норвегии: именно с того момента началась основанная на нефтегазовых ресурсах Северного моря «история успеха» этой скандинавской страны [16]. Считается также, что именно североморская нефть стала причиной невступления Норвегии в Евросоюз [17]. После референдума 1972 г., на котором большинство норвежцев высказалось против вступления в тогдашнее Европейское Экономическое Сообщество, норвежское министерство экономики занялось широкомасштабной разработкой национальной энергетической политики. В итоге королевство приняло решение не вступать также и в ОПЕК, продавать углеводороды по мировым ценам и аккумулировать полученные таким образом доходы в Нефтяном фонде Норвегии. Норвежское правительство учредило компанию Statoil и наделило правами на осуществление буровых работ и добычи углеводородов компанию Norsk Hydro и специально учрежденную для этого фирму Saga Petroleum. Начавшаяся добыча углеводородов дала толчок к зарождению и развитию ряда смежных отраслей в сфере инжиниринга и производства оборудования, в том числе на базе находившегося тогда в упадке норвежского судостроения.

По данным Норвежского нефтяного управления (Norwegian Petroleum Directorate), первые существенные результаты добычи в Северном море были достигнуты в 1975 г., когда было добыто около 11 млн м³ нефти-сырца. Нефтедобыча непрерывно росла до 1996 г. (добыто около 154,87 млн м³). Затем начался неуклонный процесс стагнации добычи, продолжавшийся до 2013 г.: в течение 2013–2019 гг. годовая нефтедобыча колебалась в пределах 66–76 млн м³ [14].

Хотя североморская ресурсная база неуклонно истощается, в последние годы здесь было разведано несколько новых крупных месторождений. В 2011 г. в Северном море, в 155 км к западу от г. Ставангер, было открыто крупное нефтяное месторождение Johan Sverdrup, доказанные запасы которого оценивались в 1,8–2,9 млрд баррелей. Первоначально предполагалось, что месторождение состоит из двух частей, расположенных в 6,4 км друг от друга – Avaldnes, открытого в 2010 г. компанией Lundin, и Aldous, разведанного Statoil в 2011 г. Дальнейшие исследования показали, что обе части составляют единое месторождение, которое в 2012 г. было переименовано в Johan Sverdrup. В том же году был подписан договор о разработке Johan Sverdrup. Компания Statoil стала оператором месторождения, а в число участников проекта вошли Petoro, Det Norske и Maersk. Начало добычи было запланировано на конец 2019 г. Производительность месторождения планируется довести до 550–650 тыс. баррелей в сутки, что составит четверть от прогнозируемых объемов нефтедобычи на норвежском континентальном шельфе [4]. Норвежский энергетический сектор возлагает большие надежды на это месторождение, ожидая роста национальной нефтедобычи. Потенциал ресурсной базы Johan Sverdrup еще полностью не раскрыт. Согласно предварительной оценке Норвежского нефтяного управления, запасы месторождения могут составить 500 млн т н.э. [12].

В июне 2012 г. норвежский парламент одобрил совместную разработку нефтегазового месторождения Edvard Grieg компанией Lundin и месторождения Ivar Aasen – компанией Det Norske [4]. Ввод в строй месторождения Edvard Grieg с оценочными запасами в 186 млн баррелей н.э. был запланирован на конец 2015 г. Разработка месторождения Ivar Aasen с доказанными запасами в 188 млн баррелей была намечена на конец 2016 г. [4].

Картина по шельфу Норвежского моря следующая. Согласно статистике Норвежского нефтяного управления (Norwegian Petroleum Directorate), в 1993 г. добыто

0,12 млн м³ нефти. С тех пор нефтедобыча постоянно росла, достигнув пика в 2001 г. (44,64 млн м³). Уже с 2002 г. началась стагнация (41,56 млн м³), продолжающаяся и по сей день. Так, в 2018 г. было добыто 12,43 млн м³, в 2019 г. – 11,18 млн м³ нефти-сырца.

Большие надежды в Норвегии связывают с Баренцевым морем. В марте 2005 г., выступая в Институте Карнеги (Вашингтон, округ Колумбия) с докладом «Трансатлантические усилия за мир и безопасность», норвежский министр иностранных дел Петерсен заявил, что шельф Баренцева моря может содержать до трети еще не разведанных мировых запасов нефти и газа. В том же году пришедшее к власти новое правительство Норвегии сняло введенный в 2001 г. по экологическим соображениям мораторий на проведение геологоразведочных работ в норвежской части шельфа Баренцева моря.

Разработка месторождений в норвежском секторе Баренцева моря началась в конце 2015 г. Тогда были начаты работы на открытом в 2000 г. месторождении Goliat с доказанными запасами в 174 млн баррелей. Итальянский энергетический концерн ENI стал оператором месторождения и закрепил за собой долю в 65% в праве собственности на месторождение. Остальная доля в 35% отошла к Statoil (Equinor) [4].

Месторождение Johan Castberg – еще одно относительно недавнее открытие в норвежском секторе Баренцева моря. Месторождение было разведано в три этапа – в 2011, 2012 и 2014 гг. Оценочные запасы Johan Castberg составляют 500 млн баррелей. Компания Statoil (Equinor) как оператор месторождения должна была разработать план освоения месторождения еще в 2015 г. Однако по ряду причин, в том числе из-за отдаленности расположенного в приарктическом регионе месторождения и вытекающим отсюда удорожанием проекта, начало освоения было отложено. В марте 2015 г. Statoil (Equinor) объявил о переносе срока утверждения технического решения добычных работ на вторую половину 2016 г., а инвестиционное решение было и вовсе отложено на 2017 г. [4].

Норвежское нефтяное управление (Norwegian Petroleum Directorate) дает следующую статистику нефтедобычи в Баренцевом море в последние годы. В 2016 г. было добыто 2,95 млн м³, в 2017 г. – 2,51 млн м³., в 2018 г. – 3,72 млн м³., в 2019 г. – 2,36 млн м³ [14].

3. Газодобывающий сектор

Природный газ покрывает в настоящее время 22% мировых энергетических потребностей, и его значение как энергоносителя усиливается год от года [2]. В мировой

табели о рангах стран-экспортеров газа Норвегия является одним из лидеров. В 2017 г. страна заняла второе место в мире по объему экспорта газа (уступив России и опередив Катар). В 2018 г. королевство сохранило за собой второе место – с объемом экспорта около 120 млрд м³ [2].

Ресурсной базой норвежской газодобычи, как и в случае с добычей нефти, являются месторождения в Северном, Норвежском и Баренцевом морях. На шельфе Северного моря газодобыча начала развиваться с 1977 г.: в том году было добыто примерно 2,65 млн м³ газа. В период 1979–1995 гг. североморская газодобыча варьировалась в пределах от 20,67 (1979 г.) до 28,74 (1989 г.) млн м³ и начала увеличиваться в 1996 г. (37,4 млн м³). Пик добычи был достигнут в 2017 г. (79,15 млн м³). В 2018 г. было добыто 78,32 млн м³, в 2019 г. – 68,62 млн м³ североморского природного газа [14].

Согласно статистике Норвежского нефтяного управления (Norwegian Petroleum Directorate), первый газ на месторождениях Норвежского моря был добыт в 1997 г. (0,33 млн м³). Добыча оставалась незначительной в последующие годы. В 2001 г. произошел резкий рывок до 6,59 млн м³. Все последующие годы газодобыча увеличивалась: 9,41 млн м³ (2002 г.), 14,66 (2005 г.), 31,77 млн м³ (2008 г.), 41,71 млн м³ (2014 г.). В 2018 г. добыто 37,44 млн м³ газа, в 2019 г. – 40,4 млн м³ [14].

По газодобыче в Баренцевом море Норвежское нефтяное управление (Norwegian Petroleum Directorate) дает следующую статистику. В 2007 г. было добыто 0,14 млн м³, в 2008 г. – 2,36 млн м³, в 2016 г. – 6,06 млн м³, в 2017 г. – 5,58 млн м³, в 2018 г. – 6,45 млн м³, в 2019 г. – 6,22 млн м³ природного газа [14]. Последние существенные открытия в Баренцевом море были сделаны в 2017 г. В июле того года Statoil (Equinor) в партнерстве с другой норвежской компанией – Petoro и итальянской – ENI открыли на шельфе между месторождениями Snohvit и Goliat еще одно газовое месторождение, получившее обозначение Blamann. Объем извлекаемых запасов нового месторождения был оценен в 2–3 млрд м³. Это было уже второе месторождение газа, открытое в 2017 г. в Баренцевом море. Предыдущее месторождение – Kayak – было открыто месяцем ранее. По соглашению сторон на Statoil (Equinor) пришлось 50% доли в проекте Blamann, на Eni – 30%, на Petoro – 20% [18].

По подсчетам норвежских экспертов, на настоящий момент королевство исчерпало свои разведанные и предполагаемые газовые месторождения

примерно на треть. Наступление пика норвежской газодобычи прогнозируется через 15–20 лет [2].

Основная часть добываемого в Норвегии газа реализуется в Европе и покрывает четверть европейской потребности в газе [2]. К примеру, на страны Европы в 2014 г. приходилось 60% экспорта норвежского СПГ [4].

Природный газ как экспортный товар впервые появился в норвежской статистике в 1977 г., когда его было продано за рубеж на сумму примерно в 5 млрд крон. С тех пор доходы от экспорта природного газа возрастали, ежегодно колеблясь в период 1980–1985 гг. в диапазоне около 60–70 млрд крон. В период с 1986 по 1999 гг. доля природного газа в экспортных доходах резко упала – до 20–30 млрд крон ежегодно. Рост, причем резкий, возобновился в 2000 г.: в период 2000–2004 гг. ежегодный доход от экспорта газа составлял 40–50 млрд крон. С 2005 г. годовая выручка от экспорта газа стала превышать отметку в 100 млрд крон. В 2013 г. объем выручки от экспорта природного газа впервые сравнялся с доходами от экспорта нефти-сырца, составив примерно по 320 млрд крон соответственно. Равные доли нефти и газа в совокупном объеме экспортных доходов сохранялись с тех пор и по 2018 г. включительно [2].

Для добычи и транспортировки природного газа необходима дорогостоящая инфраструктура. Первые газопроводы начали строиться в Норвегии в начале 1970-х годов. Разрозненные поначалу объекты газодобычи и транспортировки, обслуживавшие отдельные месторождения, объединены в настоящее время в интегрированную сеть, охватывающую практически весь норвежский континентальный шельф. Наличие такой развитой инфраструктуры в Норвегии рассматривают как фактор обеспечения конкурентоспособности своего газа в качестве экспортного товара, и, следовательно, как фактор обеспечения надежности и безопасности энергетических поставок. В настоящее время пропускная способность норвежской газотранспортной инфраструктуры оценивается примерно в 120 млрд м³ в год. К системе газопроводов подключены и три расположенных на суше газоперерабатывающих завода (Kårstø, Kollsnes и Nyhamna); на них поступает добытый на шельфе природный газ. В следующих европейских странах имеются терминалы для приемки норвежского газа: по два – в Германии и Великобритании, по одному – в Бельгии и во Франции. С данными государствами Норвегией заключены двусторонние соглашения, закрепляющие права и обязанности в сфере поставок природного газа [15].

Порядка 95% добываемого в Норвегии газа поступает по подводным трубопроводам на европейские рынки. Еще 5% экспортируется в виде СПГ с месторождения Snøhvit [2]. Первый норвежский крупный объект СПГ открылся в 2007 году. Он состоит из экспортного терминала СПГ и терминала регазификации и располагается на острове Мелкя близ г. Хаммерфест. Проектная мощность объекта составляет 4,2 млн метрических тонн СПГ в год. Газ поступает сюда с месторождения Snøhvit в Баренцевом море [4]. В Норвегии также есть несколько небольших объектов СПГ, включая три маломасштабных завода по сжижению газа совокупной мощностью в 0,44 млн метрических тонн. Производимый там СПГ доставляется клиентам маломерными танкерами и автоцистернами как по самой Норвегии, так и в соседние страны: Швецию, Финляндию и Данию. Такой СПГ используется главным образом в промышленности и на транспорте (как судовое топливо) [4].

В отличие от шельфовых месторождений углеводородов, инфраструктура которых управляется работающими там компаниями, норвежские трубопроводы напрямую контролируются государством, поскольку причисляются к объектам жизнеобеспечения и считаются фактором обеспечения энергетической безопасности. Кроме того, считается, что государственный контроль над трубопроводными мощностями требуется и для обеспечения равного доступа к ним для всех газовых компаний в соответствии с их потребностями и по неспекулятивным тарифам. Далее, государственный контроль над трубопроводной инфраструктурой признан необходимым и для обеспечения эффективности и целостности ее функционирования, а также ее адаптации к выполнению задач на перспективу. В основном, государственный контроль охватывает газопроводы. Система транспортировки нефти регулируется государством существенно меньше. Правовой статус системы газопроводов регулируется нормами главы 9 Закона о нефти (Petroleum Act) и главы 9 Нефтяного регламента (Petroleum Regulations) [15]. Управление системой газопроводов осуществляют компания-оператор Gassco и совместное предприятие Gassled [15]. Фирма-оператор Gassco, учрежденная в 2011 г., является полностью государственной и официально считается независимой компанией. На компанию возложены две задачи, обобщающе именуемые «особое операционное управление» (англ. – special operator ship) и «штатное операционное управление» (англ. – normal operator ship). Особое операционное управление подразумевает осуществление функций, возложенных на Gassco в соответствии с Законом о нефти и Нефтяным

регламентом. Среди этих функций – создание новой инфраструктуры, управление трубопроводными мощностями, координация объемов газа и их подача на рынки. Под штатным операционным управлением подразумевается поддержание в рабочем состоянии имеющейся трубопроводной инфраструктуры согласно техническим регламентам и с соблюдением норм природоохранного законодательства и законодательства о здравоохранении.

Официально декларируемые независимость и нейтральность Gassco считаются предпосылками равного отношения ко всем пользователям газотранспортной инфраструктуры. Принципы нейтральности и независимости Gassco проявляются также при разработке планов создания новой инфраструктуры и консультировании государственных органов по различным вопросам. На практике это означает, к примеру, необходимость максимально учитывать интересы всех разработчиков газовых месторождений при планировании новых трубопроводных мощностей, не отдавая необоснованного предпочтения кому-то из них. Такой же подход применяется и к сопряжению уже существующих и планируемых к постройке объектов газотранспортной инфраструктуры. Таким образом, фирма-оператор Gassco фактически представляет собой естественную монополию [15].

Совместному предприятию Gassled (основано в 2003 г.) юридически принадлежит большинство объектов газодобывающей инфраструктуры на шельфе и сопутствующей инфраструктуры на суше: трубопроводы, добычные платформы, расположенные на суше газоперерабатывающие заводы и зарубежные терминалы для приемки норвежского газа. Организационная форма – «совместное предприятие», по утверждению норвежских властей, позволяет избежать конфликта интересов в различных ситуациях – таких, например, как принятие решения, по какому трубопроводу будет транспортироваться добытый на том или ином месторождении газ. В такой ситуации приоритет будет отдан наиболее экономически выгодному варианту, предполагающему минимизацию издержек.

Функции Gassled определены в Нефтяном регламенте; тарифы на его услуги устанавливаются норвежским Министерством нефти и энергетики. Владельцами Gassled являются газодобывающие компании – как непосредственно норвежские (Equinor), так и дочерние компании зарубежных энергетических концернов (ConocoPhillips, Shell, Total, OMV) [15].

4. Каменный уголь

Помимо месторождений нефти и газа Норвегия также располагает одними из крупнейших в мире потенциально извлекаемыми запасами каменного угля (залегают под континентальным шельфом) [19]. С учетом взятого в Западной Европе курса на постепенный отказ от использования угля в качестве энергоносителя разработка норвежских угольных месторождений представляется в настоящий момент маловероятной. Тем не менее, наличие угольных залежей несомненно можно рассматривать как дополнительный фактор гарантии энергетической безопасности королевства. Умалить роль каменного угля в качестве энергоносителя, как минимум, преждевременно – в 2018 г. уголь являлся вторым по значимости энергоносителем в мире, уступая по объемам потребления нефти, но опережая природный газ [2].

5. Дихотомия энергетической политики Норвегии: противоречия и уязвимые места

Как видно из изложенного выше, отличительной особенностью норвежской энергетической политики является ее ресурсная дихотомия. С одной стороны, королевство успешно стимулирует использование ВИЭ в национальной энергетике и находится в числе мировых лидеров по этому показателю. Доля ВИЭ (в основном, гидроэнергетики) в норвежском энергобалансе составляет в настоящее время 98%. При этом власти королевства стараются лишний раз не афишировать факт, что дорогостоящий «зеленый разворот» в национальной энергетике парадоксальным образом стал возможен благодаря солидным финансовым ресурсам, накопленным за счет экспорта углеводородов [20].

С другой стороны, добыча и экспорт ископаемых энергоносителей в значительной степени являются основой норвежской экономики. Норвегия экспортирует практически все добываемые газ и нефть. Экспорт углеводородов по сей день обеспечивает скандинавской стране примерно половину экспортной выручки [2]. Несмотря на внушительные объемы экспорта энергоносителей и доходов от него, Норвегия не является критически важным игроком в глобальном масштабе, ибо удовлетворяет лишь около 2% мирового спроса на сырую нефть. Таким образом, традиционные импортеры норвежских энергоносителей при необходимости смогли бы заместить их импортом из других источников. А вот вопрос, сможет ли Норвегия найти альтернативных покупателей на свои нефть и природный газ при неблагоприятном стечении обстоятельств, остается

открытым. При этом ископаемые энергоносители как являлись, так и по-прежнему являются главной статьей норвежского экспорта [20].

Норвегия считается одной из немногих ресурсных экономик, которым отчасти удалось избежать пресловутого «ресурсного проклятия», выражающегося в гипертрофированной роли энергетического сектора в социально-экономическом развитии. Тем не менее, и в самой Норвегии не отрицают, что своим становлением и процветанием современное норвежское общество обязано именно нефтегазовому сектору [2]. В королевстве уже на протяжении десятилетий идут общественные дискуссии о том, как добыча и экспорт энергоносителей повлияют в конечном итоге на социально-политическое и экономическое развитие государства. Те подходы, с помощью которых норвежские власти в течение длительного времени регулируют свой нефтегазовый сектор, также находят отражение в национальном дискурсе на тему энергетической безопасности [21].

В 1980-е годы существенные финансовые ресурсы, полученные Норвегией за счет экспорта углеводородов, были направлены на повышение качества жизни населения и на развитие инфраструктуры. Обе задачи были достаточно успешно решены. Осознание факта истощаемости месторождений и рекордное падение цен на нефть в 1985 г. породили опасения относительно перспектив норвежской экономики. В Норвегии осознали также необходимость сохранения и приумножения средств, заработанных в период благоприятной сырьевой конъюнктуры [22]. Так зародилась концепция Нефтяного инвестиционного фонда для аккумуляции излишков от экспорта углеводородов и их инвестирования в государственные облигации высокоразвитых стран и акции наиболее устойчивых мировых корпораций. В 1990 г. был учрежден и начал функционировать Нефтяной фонд, целью которого стало управление и приумножение сырьевых доходов в пользу будущих поколений норвежцев [22]. В 2006 г. произошло объединение двух фондов – Государственного пенсионного и Нефтяного – в единый Государственный пенсионный фонд Норвегии. Однако внутри новообразованной структуры оба фонда по-прежнему сохраняют автономность в рамках новой структуры управления [22]. Пенсионный фонд инвестирует исключительно в рынок ценных бумаг и государственных бумаг Норвегии и соседних скандинавских стран. Нефтяной фонд по-прежнему предназначен для финансирования адаптации экономики страны к реалиям постнефтяной эпохи. Фонд осуществляет инвестиционную активность на мировых финансовых рынках.

Фонд не инвестирует в угледобывающую и табачную промышленность, в военно-промышленный комплекс и подсанкционные страны. Инвестиции осуществляются прежде всего в производственный, финансовый и технологический сектора. В 2017 г. совокупные активы обоих фондов превысили 1 трлн долл. [22]. Очень удачным для объединенного фонда выдался 2019 г.: биржевой рост акций компаний, в которые фонд инвестировал средства, принес 180 млрд долл. дохода [23]. В начале 2020 г. совокупный объем капитала фондов составил уже 1,1 трлн долл. [16].

В 2018 г. руководство Нефтяного фонда объявило о намерении избавиться от акций всех компаний, ведущих разведку и разработку нефтегазовых месторождений [16]. Примечательный факт: норвежский объединенный пенсионный фонд, являющийся крупнейшим суверенным фондом в мире, заявляет о намерении отойти от инвестирования именно в нефтегазовый сектор. При этом фонд сформировался исключительно за счет доходов от экспорта углеводородов и продолжает пополняться из данного источника [20].

Нефтегазовые доходы позволяют Норвегии стабильно поддерживать высокий уровень благосостояния населения. Причем зачастую происходит это в ущерб экономической целесообразности. Так, 20% норвежцев получают различные государственные пособия – и это не считая пенсий. На пособия королевство тратит в общей сложности 4,3% ВВП и занимает в Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) по этому показателю второе после Дании место. Образование и здравоохранение в Норвегии также бесплатны – их финансирование осуществляется из государственного бюджета [16].

Кроме накопленных и удачно инвестированных поступлений от экспорта энергоносителей Норвегия получает также доходы от налогообложения добычи и потребления углеводородов на внутреннем рынке. Ставка налога на доходы корпораций в Норвегии демонстрирует устойчивую тенденцию к снижению – с 50,2% в 1990 г. до 23% в 2018 г. Обратная ситуация наблюдается в отношении ставки налога на доходы корпораций, по которой облагается прибыль ресурсных компаний: за этот же период ставка корпорационного налога возросла с 25% до 55%. Экологические налоги на деятельность по освоению шельфа в структуре доходной части государственного бюджета составляют всего 3,6%, и их доля снижается. При этом совокупная налоговая нагрузка на нефтегазовый сектор сохраняется на высоком уровне – около 78% [22]. Кроме того, среди

государств-экспортеров сырой нефти Норвегия является лидером по налогообложению потребления топлива из ископаемых энергоносителей на внутреннем рынке. Эта практика – своего рода стимулирование перехода на более экологичное топливо с целью снижения выбросов углекислоты и вредных веществ в атмосферу [20]. Борьба за снижение выбросов в атмосферу осуществляется в рамках правительственных планов довести выбросы углекислоты в атмосферу к 2030 г. до 40% от уровня 1990 г. [24]. Правда, декларируемая забота об экологии имеет свои пределы и в Норвегии. В частности, норвежское правительство сдержанно относится к европейской практике торговли сертификатами на выброс углекислоты в атмосферу. Присоединившись к этой системе изначально, Норвегия тем не менее в настоящее время отказывается внедрять более строгие критерии выпуска и обращения сертификатов. Причиной такого подхода являются опасения, что ужесточение требований к эмиссии и обращению сертификатов негативно скажется на рыночной капитализации норвежских энергокомпаний [25].

Стоит отметить, что норвежские меры по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу также имеют свою специфику, своего рода оборотную сторону медали. В настоящее время Норвегия занимает третье место в рейтинге ОЭСР по показателю минимального выброса углекислого газа на единицу ВВП (так называемый углеродный след) и считается, таким образом, одной из самых климатически нейтральных стран. Но стоит приплюсовать к выбросам углекислоты в атмосферу непосредственно в Норвегии (50 млн тонн в год) выбросы в атмосферу углекислого газа, образующиеся при сжигании полученного из добытых в Норвегии ископаемых энергоносителей (около 500 млн тонн ежегодно), как благостная картинка исчезает и Норвегия оказывается уже не в начале рейтинга, а ближе к его концу. Скрупулезный подсчет выбросов углекислоты в атмосферу строго внутри национальных границ лишен смысла в неуклонно глобализирующемся мире, где производство и потребление одних и тех же энергоносителей становятся все более взаимосвязанными. Было бы неплохо, указывают критики, если бы этими цифрами и фактами занялись разного рода поборники политкорректности и борцы за климат из Скандинавии вообще и из Норвегии – в частности [20].

Неоднозначна ситуация и с широко разрекламированным норвежскими властями «энергетическим поворотом», в рамках которого был осуществлен ребрендинг компании «Statoil», переименованной в «Equinor». Переименование было призвано продемонстрировать трансформацию бизнес-стратегии компании в сторону

диверсификации источников энергии. Первая часть нового фирменного наименования «equi» символизирует равные возможности традиционной углеводородной составляющей деятельности концерна и новой, отвечающей современным тенденциям развития мировой энергетики [12]. Посредством ребрендинга системообразующей компании Норвегия явно желала показать миру серьезность своих намерений осуществить кардинальный сдвиг от концентрации на ископаемых энергоносителях в сторону ВИЭ [20].

На деле ситуация выглядит иначе: Норвегия по-прежнему продолжает финансировать проектно-изыскательские работы по поиску новых нефтегазовых месторождений. В настоящее время усилия поисковиков сосредоточены на северной части Баренцева моря, близ границы с Россией. В конце 2018 г. норвежские власти объявили о намерении выделить 8,37 млн долларов на исследование перспективных нефтегазоносных участков в данном районе и подготовку отчета о проведенных проектно-изыскательских работах в трехмерном формате. Норвежский министр нефти и энергетики Фрейберг высказался в отношении проекта следующим образом: «Знания критически важны как для хорошего управления ресурсной базой, так и для обеспечения национальных экономических интересов» [20]. В настоящее время начинается новый этап нефтяного бума и в Северном море: там как раз приступают к освоению нового крупного месторождения Johan Sverdrup. По подсчетам экспертов, запасов месторождения хватит на 50 лет и они способны принести Норвегии примерно 100 млрд долл. [16].

Таким образом, заявления норвежских политиков об «уходе от нефти» отдают лукавством. Нефтяные компании с подачи властей продолжают инвестировать в добычу на континентальном шельфе страны. По подсчетам агентства «Блумберг», за период до 2022 г. ресурсные компании готовы вложить до 20 млрд долл. только в разработку норвежских офшорных месторождений нефти [20].

Присутствие государства в стратегических секторах экономики в Норвегии традиционно велико. И речь здесь идет не только о ресурсном секторе, где государство фактически является и акционером, и участником добычи нефти и природного газа. [12]. В частности, государству принадлежит треть акций фондовой биржи Осло, значительная доля в уставном капитале крупнейших компаний страны – таких, как телефонная компания Telenor, основной производитель алюминия в стране Norsk Hydro, крупный производитель минеральных удобрений Yara и важнейший норвежский банк DNB. Кроме того, государство контролирует компанию Statkraft, специализирующуюся на генерации

электроэнергии. Компания Statkraft даже не котируется на бирже, и если бы правление решило провести размещение бумаг компании на бирже, то она стала бы лишь третьим по размеру капитала хозяйствующим субъектом в стране. Если норвежское правительство и решается допустить иностранный капитал в экономику страны, то речь идет о нестратегических отраслях. Так, в 2010 г. правительство позволило американской компании Cisco приобрести за 3,3 млрд долл. специализирующуюся на производстве оборудования для видеоконференций фирму Tandberg. В 2016 г. китайский холдинг приобрел норвежскую компанию Opera, разрабатывающую программное обеспечение [16].

Закрытость инфраструктуры энергогенерации и энергопередачи от зарубежных инвесторов способна создать проблемы для реализации взятого норвежским энергетическим сектором курса на расширение своего глобального присутствия. Межгосударственные отношения основаны на принципе взаимности, и норвежские регулирующие органы не могут не осознавать данный факт. В частности, выдвинута инициатива разрешить зарубежным компаниям владеть интерконнекторами в Норвегии. Еще одна обсуждаемая ныне идея – упрощение процесса лицензирования зарубежных компаний, желающих работать на норвежском энергетическом рынке – призвана обеспечить доступ норвежским энергетическим фирмам на рынки ЕС [25].

Несмотря на попытки норвежских властей уйти от имиджа ресурсной экономики, можно сделать вывод: нефтегазовый сектор в обозримом будущем по-прежнему останется основой экономики королевства. По состоянию на 2020 г. ископаемые энергоносители составляли половину экспорта и одновременно 19% в общем объеме ВВП Норвегии [16]. Соответственно, данный фактор будет и дальше определять энергетическую политику королевства.

6. Российско-норвежское энергетическое сотрудничество

Россию и Норвегию традиционно объединяют два фактора: географическая близость и статус экспортеров нефти и природного газа. И то, и другое служит как причинами для конфронтации, так и залогом взаимовыгодного сотрудничества.

Условным началом отсчета российско-норвежского сотрудничества в энергетической сфере можно назвать 1935 год, когда СССР присоединился к подписанному в 1920 г. многостороннему Договору о Шпицбергене (Шпицбергенскому

трактату). До подписания Договора Шпицбергенский архипелаг с точки зрения международного права являлся «свободной территорией». Шпицбергенский трактат распространил на архипелаг суверенитет Норвегии и одновременно предоставил государствам-подписантам равные права на эксплуатацию природных ресурсов Шпицбергена и его территориальных вод. В 1925 г. Норвегия официально объявила Шпицберген частью национальной территории. Королевство обязалось (ст. 9 Договора) «не создавать и не допускать создания» морских баз или укреплений на территории архипелага и не использовать ее в военных целях. Норвежский парламент в резолюции от 15 февраля 1947 г. признал, что СССР является государством, имеющим наряду с Норвегией особые экономические интересы на Шпицбергене. Участниками Шпицбергенского трактата в настоящее время являются свыше 50 стран мира, но фактически на архипелаге присутствуют лишь Россия и Норвегия.

Значительное советское, а потом и российское присутствие на архипелаге традиционно внушает норвежской стороне определенные опасения. Не в последнюю очередь данные опасения послужили причиной вступления Норвегии в блок НАТО. Напряженность в норвежско-российских отношениях начала спадать с середины 1990-х годов, когда российское население стало покидать Шпицберген и на архипелаге было законсервировано несколько российских населенных пунктов. В 2011 г. Правительство России приняло стратегию усиления российского присутствия на Шпицбергене. Данный шаг послужил катализатором нового витка напряженности в двухсторонних отношениях, ибо Норвегия не заинтересована в увеличении российского присутствия на архипелаге.

Не в последнюю очередь российско-норвежское энергетическое сотрудничество осложняется разногласиями именно по поводу Шпицбергена. В течение 2019 г. норвежские власти осуществляли предоставление энергетическим фирмам лицензий на разработку нефтегазовых ресурсов в окружающих Шпицберген водах. Процесс лицензирования проходил таким образом, что российские компании оказались «фактически лишены возможности участвовать в подаче заявок на некоторые перспективные участки» [26]. Похожая ситуация складывается с разведкой минеральных ресурсов на самом архипелаге. Игнорирование российских энергетических интересов в регионе даже значилось в повестке переговоров глав МИД России и Норвегии в г. Киркенес в октябре 2019 г. Позиция России заключается в том, что российская сторона не ставит под сомнение закрепленный в Шпицбергенском трактате 1920 г. норвежский

суверенитет над архипелагом. Однако МИД России подчеркивает, что Шпицберген не является исконно норвежской территорией, поскольку получен королевством на условиях Шпицбергенского трактата. При этом действие Шпицбергенского трактата в полной мере распространяется на континентальный шельф архипелага. Соответственно, все государства-участники договора, включая Россию, могут эксплуатировать естественные ресурсы и территориальные воды на недискриминационных условиях [26].

Разумеется, есть и позитивные примеры российско-норвежского сотрудничества в энергетике. Так, в 2010 г. Норвегия и Россия подписали «Договор о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане», разрешив тем самым длившийся с 1970 г. спор о межгосударственной границе в Баренцевом море. Делимитация межгосударственной границы была осуществлена таким образом, что спорная акватория оказалась поделена на две равные части. Подписав договор, стороны разграничили экономическую зону и континентальный шельф в акваториях Баренцева моря и Северного Ледовитого океана. Договором также предусматривается совместное освоение нефтегазовых месторождений, контуры которых выходят за пределы межгосударственной границы (ст. 5 Договора, Приложение II к Договору).

Как конструктивное можно охарактеризовать также российско-норвежское сотрудничество в рамках Арктического совета. Арктический совет был учрежден в 1996 г. с целью продвижения сотрудничества в области охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития приполярных районов. Интересы обоих государств совпадают при реализации вопросов повестки Арктического совета – таких, как укрепление доверия в регионе, решение трансграничных сложных вопросов, углубление познаний об Арктике, защита климата [27]. Кроме того, в 1992 г. Россия и Норвегия выступили инициаторами основания Совета Баренцева/Евроарктического региона (СБЕР). СБЕР был учрежден в 1993 г. как форум в целях содействия устойчивому развитию региона, двустороннему и многостороннему сотрудничеству в области экономики, торговли, науки и техники, окружающей среды, инфраструктуры, образования и культурного обмена, туризма и реализации проектов, направленных на улучшение положения коренных народов Севера.

Тем не менее, российско-норвежские отношения по-прежнему омрачены недостатком взаимного доверия. Так, Россия не входит в группу государств,

приоритетных для Норвегии с точки зрения инвестирования излишков доходов от нефтегазового экспорта. Государственный пенсионный фонд Норвегии GPF по состоянию на начало 2018 г. имел в инвестиционном портфеле эмитированные российским Минфином облигации федерального займа на сумму около 2,5 млрд долл. США. При этом эксперты прогнозировали снижение этой доли в силу переоценки рисков мировой экономики и вероятных санкций в отношении российского госдолга. Кроме того, системообразующие российские компании отсутствуют в списке норвежских приоритетов для корпоративных инвестиций [22].

Заключение

Норвегия остается одним из ведущих мировых экспортеров ископаемых энергоносителей. Норвежское видение энергетической безопасности страны и его преломление в энергетической политике выходят далеко за национальные границы и влияют на региональные и мировые энергетические рынки.

Достижение пика нефтедобычи в Северном море, дискуссии о перспективах разработки новых нефтегазовых месторождений в Баренцевом море, неясность с целесообразностью геологоразведочных работ в арктическом регионе, растущее внимание в мире к проблеме глобального потепления способствовали и более пристальному вниманию общественности к деятельности норвежского энергетического сектора. Перечисленными факторами и был вызван ребрендинг флагмана норвежского энергетического сектора – концерна Statoil (Equinor). Ребрендинг компании повлек за собой диверсификацию производственной деятельности в сторону ВИЭ и развитие ее международной деятельности. Расширение глобального присутствия своего энергетического сектора в Норвегии рассматривают как существенный стратегический элемент энергетической политики в условиях неопределенности ресурсной базы собственно норвежского шельфа.

С точки зрения практической применимости России может быть интересен наработанный в Норвегии опыт оперативной и гибкой адаптации регулятивных механизмов национальной энергетической политики к изменениям на глобальных энергетических рынках. Норвежский опыт стимулирования возобновляемой энергетики с учетом критерия целесообразности и на основе рыночных принципов также достоин изучения.

Общественные дискуссии в Норвегии на тему энергетической политики сосредоточены на двух основных аспектах. С одной стороны, речь идет об энергетической безопасности королевства и его подданных в контексте гарантированного обеспечения потребностей в энергии по разумным ценам. С другой стороны, внимание общественности приковано к проблеме сохранения предпосылок для бесперебойного функционирования национального энергетического сектора как внутри страны, так и за рубежом. Тем более, что энергетический сектор продолжает сохранять лидирующую роль в экономике королевства.

Последние годы характеризуются конвергенцией обоих аспектов. Внутренний энергетический рынок Норвегии и (в еще большей степени) энергетические интересы страны за рубежом находятся в зависимости от конъюнктуры мировых рынков и определяющих ее тенденций. Как следствие, Норвегия вынуждена выстраивать и адаптировать свою энергетическую политику в соответствии с этими тенденциями. Кажущаяся самодостаточность скандинавского королевства в вопросах формирования и проведения своей энергетической политики на самом деле иллюзорна, ибо не дает ему возможности действовать без оглядки на ситуацию в мире и без учета интересов других игроков на глобальном энергетическом поле.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. Norway. <https://www.iea.org/countries/norway> (Дата обращения 20.01.2020).
2. Norwegian petroleum. Exports of oil and gas. <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/> (Дата обращения 20.01.2020).
3. Key world energy statistics 2019. International Energy Agency. September 2019. <https://www.iea.org/statistics/> (Дата обращения 20.01.2020).
4. Никитина А. ЕИА: нефть и газ Норвегии. http://www.ngv.ru/analytics/eia_neft_i_gaz_norvegii/ (Дата обращения 20.01.2020).
5. Норвегия: ресурсная модель экономического роста развитой страны. Бюллетень о текущих тенденциях мировой экономики. АЦ при Правительстве РФ. Декабрь 2019. <https://ac.gov.ru/files/publication/a/26496.pdf> (Дата обращения 20.01.2020).

6. Norway oil consumption. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/norway/oil-consumption> (Дата обращения 20.01.2020).
7. Norway natural gas production: OPEC: marketed production. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/norway/natural-gas-production-opec-marketed-production> (Дата обращения 20.01.2020).
8. Norway natural gas: consumption. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/norway/natural-gas-consumption> (Дата обращения 20.01.2020).
9. Oil refinery capacities of Norway between 2005 to 2018. <https://www.statista.com/statistics/703120/refinery-capacities-of-norway/> (Дата обращения 20.01.2020).
10. U.S. Energy Information Administration: Norway. International energy data and analysis. https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/norway/archive/pdf/norway_2015.pdf (Дата обращения 20.01.2020).
11. Onshore facilities. <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/onshore-facilites/> (Дата обращения 20.01.2020).
12. Рогинский С. «Энергетический переход» Equinor. <https://oilcapital.ru/article/general/25-12-2018/energeticheskiiy-perehod-equinor> (Дата обращения 20.01.2020).
13. Норвежская Equinor будет разрабатывать новые нефтегазовые проекты на Каспии. <https://oilcapital.ru/news/upstream/01-06-2018/norvezhskaya-equinor-budet-razrabatyvat-novye-neftegazovye-proekty-na-kaspii> (Дата обращения 20.01.2020).
14. Norwegian petroleum. Historical production. <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/historical-production/> (Дата обращения 20.01.2020).
15. Norwegian petroleum. The oil and gas pipeline system. <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/> (Дата обращения 20.01.2020).
16. Ecowarriors bankrolled by oil // The Economist. 8 February 2020. P. 22.
17. A history of the global economy. From 1500 to the present / Ed. by J. Baten. Cambridge: Cambridge University Press, 2016. P. 30.
18. Statoil открыла второе в 2017 г. месторождение газа в Баренцевом море. <https://eadaily.com/ru/news/2017/07/17/statoil-otkryla-vtoroe-v-2017-g-mestorozhdenie-gaza-v-barencevom-more> (Дата обращения 20.01.2020).
19. Wideroe R.J., Sundberg J.D. Energy Bulletin by Verdens Gang. 29 December 2005.
20. The flip side of Norway's «green» economy. <https://www.iamrenew.com/environment/flip-side-of-norways-green-economy/> (Дата обращения 20.01.2020).

21. *Godzimirski J.M.* The Norwegian energy security debate: domestic and international dimensions // *The political economy of renewable energy and energy security* / Ed. by E. Moe, P. Midford. London: Palgrave Macmillan, 2014. P. 116–136. https://doi.org/10.1057/9781137338877_6
22. *Рогинский С.* Нефтекрены как зеркало мировидения. <https://oilcapital.ru/article/general/06-12-2018/neftekrony-kak-zerkalo-mirovideniya> (Дата обращения 20.01.2020).
23. Tops und Flops. Ölfonds mit Rekord // *Frankfurter Allgemeine Zeitung*. 1. März 2020. S. 25.
24. Im Land der Ladeangst // *WirtschaftsWoche*. 10. Mai 2019. Nr. 20. S. 68–71.
25. White paper on Norway's energy policy: power for change. <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/white-paper-on-norways-energy-policy-power-for-change/id2484248/> (Дата обращения 20.01.2020).
26. Посольство России обвинило Норвегию в нарушении Договора о Шпицбергене. <https://ria.ru/20200209/1564446069.html>. (Дата обращения 20.01.2020).
27. Норвегия намерена снизить выбросы в атмосферу на 40 процентов. <https://ria.ru/20200127/1563917554.html> (Дата обращения 20.01.2020).

Energy policy of Norway. Part 2. The oil and natural gas production sector. The dichotomy of the Norwegian energy policy. Russian-Norwegian energy cooperation

A.M. Sumin

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Abstract. The article analyzes the state and development trends of the oil and gas industries in Norway. A review of the resource base of the North, Norwegian and Barents Seas has been completed. The prospects of the resource base of the Norwegian shelf are analyzed. The activities of Norwegian energy companies outside the country are considered. A detailed analysis of the specifics of the energy policy of the kingdom is made. The contradictions and vulnerabilities inherent in Norway's energy policy are listed. The characteristic of Russian-Norwegian cooperation in the energy sector is given. Specific aspects of cooperation in the energy sector are highlighted, which make a positive contribution to the development of Russian-Norwegian relations. Conclusions are drawn about the role of the Norwegian oil and gas production sector in ensuring global energy security. The possible risks of the current state of the energy sector of the kingdom are assessed. The prospects of Norway's current energy policy for the future are analyzed.

Keywords: energy policy, energy security, oil and gas sector, Oil Fund, shelf, energy cooperation.

Citation: *Sumin A.M.* Energy policy of Norway. Part 2. The oil and natural gas production sector. The dichotomy of the Norwegian energy policy. Russian-Norwegian energy cooperation // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 1(28). P. 10. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art10> (In Russ.).

References

1. Norway. <https://www.iea.org/countries/norway> (Accessed on 20.01.2020).
2. Norwegian petroleum. Exports of oil and gas. <https://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/> (Accessed on 20.01.2020).
3. Key world energy statistics 2019. International Energy Agency. September 2019. <https://www.iea.org/statistics/> (Accessed on 20.01.2020).
4. *Nikitina A.* EIA: Norway's oil and natural gas. http://www.ngv.ru/analytics/eia_neft_i_gaz_norvegii/ (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).
5. Norway: the model of commodities-based growth of a developed country. Bulletin on the current trends of the global economy. Analytical Center for the Government of the Russian Federation. December 2019. <https://ac.gov.ru/files/publication/a/26496.pdf> (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).

6. Norway oil consumption. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/norway/oil-consumption> (Accessed on 20.01.2020).
7. Norway natural gas production OPEC: marketed production. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/norway/natural-gas-production-opec-marketed-production> (Accessed on 20.01.2020).
8. Norway natural gas: consumption. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/norway/natural-gas-consumption> (Accessed on 20.01.2020).
9. Oil refinery capacities of Norway between 2005 to 2018. <https://www.statista.com/statistics/703120/refinery-capacities-of-norway/> (Accessed on 20.01.2020).
10. U.S. Energy Information Administration: Norway. International energy data and analysis. https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/norway/archive/pdf/norway_2015.pdf (Accessed on 20.01.2020).
11. Onshore facilities. <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/onshore-facilities/> (Accessed on 20.01.2020).
12. Roginskiy S. The «energy transition» of the Equinor. <https://oilcapital.ru/article/general/25-12-2018/energeticheskiy-perehod-equinor> (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).
13. Norway's Equinor to explore oil and gas in the Caspian area. <https://oilcapital.ru/news/upstream/01-06-2018/norvezhskaya-equinor-budet-razrabatyvat-novye-neftegazovye-proekty-na-kaspii> (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).
14. Norwegian petroleum. Historical production. <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/historical-production/> (Accessed on 20.01.2020).
15. Norwegian petroleum. The oil and gas pipeline system. <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/> (Accessed on 20.01.2020).
16. Ecowarriors bankrolled by oil // The Economist. 8 February 2020. P. 22.
17. A history of the global economy. From 1500 to the present / Ed. by J. Baten. Cambridge: Cambridge University Press, 2016. P. 30.
18. Statoil discovered its second for the 2017 natural gas deposit in the Barents Sea. <https://eadaily.com/ru/news/2017/07/17/statoil-otkryla-vtoroe-v-2017-g-mestorozhdenie-gaza-v-barencvom-more> (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).
19. Wideroe R.J., Sundberg J.D. Energy Bulletin by Verdens Gang. 29 December 2005.
20. The flip side of Norway's «green» economy. <https://www.iamrenew.com/environment/flip-side-of-norways-green-economy/> (Accessed on 20.01.2020).

21. *Godzimirski J.M.* The Norwegian energy security debate: domestic and international dimensions // The political economy of renewable energy and energy security / Ed. by E. Moe, P. Midford. London: Palgrave Macmillan, 2014. P. 116–136. https://doi.org/10.1057/9781137338877_6
22. *Roginskiy S.* Petrocrowns as a world outlook reflection. <https://oilcapital.ru/article/general/06-12-2018/neftekrony-kak-zerkalo-mirovideniya> (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).
23. Tops und Flops. Ölfonds mit Rekord // Frankfurter Allgemeine Zeitung. 1. März 2020. S. 25.
24. Im Land der Ladeangst // WirtschaftsWoche. 10. Mai 2019. Nr. 20. S. 68–71.
25. White paper on Norway's energy policy: power for change. <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/white-paper-on-norways-energy-policy-power-for-change/id2484248/> (Accessed on 20.01.2020).
26. Russia's embassy accused Norway of a Spitsbergen Treaty breach. <https://ria.ru/20200209/1564446069.html>. (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).
27. Norway to reduce emissions up to 40 per cent. <https://ria.ru/20200127/1563917554.html> (Accessed on 20.01.2020). (In Russ.).