

УДК: [338.3:622.2](98)(045)

DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.44.30

Передовые практики нефтегазовых компаний по освоению газовых месторождений на арктическом шельфе *

© БРОДТ Луиза Эркин Кизи, магистр наук (экономика), старший преподаватель

E-mail: brodt@g.nsu.ru

Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Аннотация. Сегодня освоение углеводородного потенциала арктического шельфа является для России одной из приоритетных задач, формирующих условия стратегического присутствия в регионе. В официальных энергетических документах РФ прописывается необходимость наращивания добычи нефти и газа в Арктике, в том числе на шельфе, для обеспечения стабильной работы нефтегазового комплекса страны в долгосрочном периоде. Одновременно с этим освоение углеводородных месторождений арктического шельфа — серьёзный технологический вызов для отечественной нефтегазовой отрасли. И если в настоящее время добыча нефти на шельфе российской Арктики уже ведётся, то добыча природного газа остаётся пока перспективной целью будущего. В статье анализируются действующие газовые проекты на шельфе Арктики с точки зрения их технологической сложности и уникальных решений, стратегий операторов по привлечению в проект иностранных участников. Автор считает, что положения и выводы данного исследования помогут дополнить комплексную картину опыта зарубежных нефтегазовых компаний, осуществляющих добычу природного газа на шельфе Арктики, что позволит минимизировать погрешности и риски при освоении углеводородных ресурсов на российском шельфе арктических морей.

Ключевые слова: арктический шельф, зарубежные нефтегазовые компании, добыча газа на шельфе, партнёрство, риски.

Best Practices of Oil and Gas Companies to Develop Gas Fields on the Arctic Shelf

© Luiza E. BRODT, M.Sc. of Economic Sciences, Senior Lecturer

E-mail: brodt@g.nsu.ru

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Abstract. The development of the hydrocarbon potential of the Arctic shelf is one of the priority tasks for Russia, forming the conditions for its strategic presence in the region. Russia's official energy documents stipulate the need to increase oil and gas production in the Arctic, including offshore production, to ensure the stable operation of the country's oil and gas complex in the long term. However, the development of hydrocarbon fields on the Arctic shelf is a serious technological challenge for the domestic oil and gas industry. While offshore oil production in the Russian Arctic is already underway, natural gas production remains a promising future target. The article analyses the current gas projects on the Arctic shelf in terms of their technological complexity and unique solutions, and the strategies of operators to attract foreign participants to the project. We consider these in the contexts of technological issues, organizational features, securing foreign investment. The author believes that the provisions and conclusions of this study will help add to the comprehensive picture of the foreign oil and gas companies experience engaged in natural gas production on the Arctic shelf, which will minimise the errors and risks in the development of hydrocarbon resources on the Russian Arctic seas shelf.

Keywords: Arctic shelf, foreign oil company, offshore hydrocarbon production, joint venture, risk.

* Для цитирования: Бродт Л.Э. Кизи. Передовые практики нефтегазовых компаний по освоению газовых месторождений на арктическом шельфе // Арктика и Север. 2021. № 44. С. 30–44. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.44.30

For citation: Brodt L.E. Best Practices of Oil and Gas Companies to Develop Gas Fields on the Arctic Shelf. *Arktika i Sever* [Arctic and North], 2021, no. 44, pp. 30–44. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.44.30

Введение

Разработка морских нефтегазовых месторождений в Арктике в официальных документах РФ федерального, регионального и отраслевого уровней обозначена важной долгосрочной задачей. Так, в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, утверждённой в июне 2020 г., отмечается, что «освоение углеводородного ресурсного потенциала континентального шельфа арктических морей и северных территорий — это важнейший геополитический и технологический вызов для нефтегазового комплекса Российской Федерации, и адекватный ответ на него — обеспечение достаточной добычи углеводородного сырья в стране за временным горизонтом 2035 года, компенсируя неизбежный спад их добычи из традиционных месторождений»¹.

Так или иначе освоение арктического шельфа и развитие проектов по добыче углеводородов — это, помимо экономического интереса страны, ещё и необходимая составляющая её стратегического присутствия в регионе. При этом многие эксперты сегодня считают, что природный газ как более чистое топливо имеет большие перспективы в долгосрочном периоде. Анализируя энергетические документы страны, можно видеть, что среди основных тенденций, например, в Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года подчёркивается, что мировой топливно-энергетический баланс будет постепенно меняться, доля использования нефти будет постепенно сокращаться, а доля газа — расти². В Энергетической стратегии РФ также прогнозируется, что «лидером по темпам роста спроса среди ископаемых видов топлива в рассматриваемой перспективе станет газ — ископаемое топливо с самыми низкими выбросами парниковых газов при использовании».

Целью данной статьи было изучить комплекс передовых практик (технологических, организационных, финансовых) освоения газовых месторождений арктического шельфа. В статье анализируется то, с какими технологическими вызовами сталкиваются зарубежные компании при разработке газовых и газоконденсатных месторождений на арктическом шельфе, какие формы участия иностранных партнёров компании рассматривают при реализации проектов, и какие факторы учитывают в долгосрочной перспективе.

Важно понимать, что перечисленные вопросы отражают лишь часть проблем, с которыми сталкиваются нефтегазовые компании, работающие на арктическом шельфе, но именно их учёт необходим на самых первых этапах планирования деятельности и запуска проектов на шельфе Арктики.

¹ Минэнерго. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.01.2021).

² Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года. URL: http://www.mnr.gov.ru/docs/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/strategiya_razvitiya_mineralno_syrevoy_bazy_rossiyskoy_federatsii_do_2035_goda/ (дата обращения: 22.01.2021).

Есть ли активность на арктическом шельфе?

На арктическом шельфе сегодня полноценно реализуются два газовых проекта — норвежские «Ormen Lange» и «Snøhvit», и один нефтяной — российский проект «Приразломное». Запущенный в марте 2016 г. нефтяной проект «Goliat» в норвежском секторе Баренцева моря осуществляется с перерывами и рядом ограничений: с момента начала эксплуатации плавучей установки «Goliat FPSO» добыча нефти на месторождении неоднократно прерывалась³. В год запуска проекта добыча на «Goliat» планировалась на уровне 110 тыс. бар. нефти/сутки. Но, согласно данным Норвежского нефтяного управления (NPD), добыча на месторождении в 2018 г. составила только 64 тыс. бар. нефти/сутки, а в последние два года и вовсе снизилась вдвое — 38 тыс. бар. нефти/сутки в 2019 г. и 2020 г., соответственно. Такие низкие темпы добычи объясняются тем, что на протяжении 2017–2019 гг. на платформе шли работы по устранению дефектов, которые были обнаружены в ходе проверок со стороны Управления по безопасности нефтегазового производства Норвегии (Petroleumstilsynet). На платформе было зафиксировано более 30 дефектов, самые серьёзные из которых — повреждение частей шланга, по которому нефть отгружается с платформы на танкеры, выбросы химикатов в акваторию Баренцева моря. Тем не менее, оператор проекта «Goliat», компания VårEnergi, планирует нарастить добычу до 350 тыс. бар. нефти/сутки к 2023 г.⁴, а также рассматривает возможности экспорта газа, запасы которого имеются на месторождении.

Реализация упомянутых проектов технологически очень сложна: арктические условия требуют уникальных знаний и специальных технологий в сооружении добычных установок, в создании систем транспортировки углеводородов с шельфа на берег. Наряду с технологическими проблемами существует целый ряд вопросов, связанных с привлечением партнёров в проект и распределением рисков между участниками. Каждый проект, который сегодня реализуется в Арктике, требует длительного подготовительного периода перед началом добычи на месторождении. Например, строительство морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» стартовало еще в 1990-х гг., но затянулось более чем на 20 лет. Это было связано с многочисленными изменениями в проекте, с постоянной заменой деталей установки, которые не проходили очередную проверку при строительстве. Такие же проблемы сопровождали и норвежские проекты «Snøhvit» и «Goliat». Можно говорить, что у шельфовых проектов в Арктике всегда намного более длительные сроки реализации: для поиска и создания новых технологий специально под каждый проект, для доработки этих технологий после полевой эксплуатации, для параллельного развития смежных отраслей и подготовки инфраструктуры на шельфе и на берегу [1, Brutschin E.]. На арктических месторождениях нередки случаи остановки деятельности и отложенных сроков запуска проектов.

³ Goliat-plattformen ble stengt ned fem ganger i fjor på grunn av feil og mangler. URL: <https://www.dn.no/olje/olje-og-gass/goliat/eni/nytt-tilsyn-med-kriseplattform/2-1-25288> (дата обращения: 11.05.2020).

⁴ The company aims to reach 350,000 bopd by 2023 thanks to several new projects coming onstream. URL: Eni's Goliat oilfield output cut by technical issues in 2019. Reuters (дата обращения: 10.03.2021).

В данном исследовании анализ базировался на идее расширения количества сравниваемых газовых проектов, реализуемых сегодня на арктическом шельфе. В анализ были включены проект «Ormen Lange» компании «Shell», проекты «Snøhvit» и «Aasta Hansteen», оператором которых является норвежская нефтегазовая компания «Equinor». Перечисленные газовые проекты были рассмотрены с точки зрения следующих особенностей:

- природные (климатические условия, глубина залегания углеводородов, удаленность от берега);
- технологические (обустройство месторождений, наличие подводных комплексов, тип транспортировки природного газа);
- организационные (реализация проекта, партнёрство с другими компаниями, расширение деятельности с учётом построенной инфраструктуры, разделение рисков между участниками).

Также подробно проанализированы этапы реализации газовых шельфовых проектов и стратегии операторов по привлечению компаний-партнёров.

Добыча природного газа на шельфе Арктики

Проекты по добыче газа на арктическом шельфе были запущены не так давно, чуть более 10 лет назад, несмотря на то, что некоторые месторождения и их запасы были известны давно. Разработка газовых месторождений на шельфе требует создания сложного комплекса подводных и береговых установок, многоэтапной системы транспортировки газа (прокладку подводного газопровода, строительство завода по сжижению природного газа) и потому, как правило, является чрезвычайно капиталоемкой и многоэтапной.

В табл. 1 представлена информация о действующих газовых проектах на арктическом шельфе. Основное внимание при анализе этих проектов было уделено таким ключевым характеристикам, как объёмы извлекаемых запасов, интенсивность добычи, технологические особенности, срок запуска проекта, выбор компаний-участников. Были проанализированы стратегии операторов газовых проектов «Ormen Lange», «Snøhvit», «Aasta Hansteen» и условия привлечения иностранных партнёров в эти проекты.

Таблица 1

Действующие газовые проекты на арктическом шельфе⁵

Проект	Географические координаты	Запасы; суточная добыча	Год открытия месторож.; Год начала добычи		Технологическая уникальность	Компании-участники
«Ormen Lange»	(63° N; 5° E), Норвежское море, <u>глубина до 1200 м</u> , 140 км от берега	400 млрд м ³ газа, 29 млн м ³ конденсата 70 млн м³ газа/сут	1997	2007 (10 лет)	Трудность освоения из-за глубины. Уникальные решения по прокладке подводных газопроводов	Shell (оператор, 17,8%), Petoro AS (36,5%), Equinor Energy AS (25,3%), INEOS (14%), Vår Energi (6,3%)
«Snøhvit»	(71° N; 21° E), Баренцево море, <u>глубина 340 м</u> , 160 км от берега	193 млрд м ³ газа, 113 млн барр. конденсата 17 млн м³ газа/сут	1984	2007 (24 года)	Первый проект в Баренцевом море. Самый северный СПГ-завод	Equinor (оператор, 36,8%), Petoro AS (30%), Total (18,4%), Neptune Energy Norge AS (12%), Wintershall Dea Norge AS (2,81%)
«Aasta Hansteen»	(67°4'N; 7°E), Норвежское море, <u>глубина 1300 м</u> , 300 км от берега	55,6 млрд м ³ газа; 353 млн барр. конденсата 23 млн м³ газа/сут	1997	2019 (22 года)	Самый глубоководный нефтегазовый проект на норвежском шельфе	Equinor (оператор, 51%), Wintershall Dea (24%), OMV (15%), ConocoPhillips Scandinavia (10%)

Проект «Ormen Lange»**(практика смены оператора на разных стадиях проекта)**

Первым газовым проектом на шельфе Арктики стал проект «Ormen Lange». Открытое в 1997 г. месторождение Ormen Lange располагает запасами в 400 млрд м³ природного газа и 29 млн м³ конденсата, вторыми после запасов месторождения Troll в Норвегии. Месторождение Ormen Lange расположено в Норвежском море в 140 км к западу от Кристиансана (рис. 1). План разработки был утверждён норвежскими властями в 2004 г., а в октябре 2007 г. король Норвегии лично дал старт запуску газового терминала на полуострове Нихамна (Nyhamna gas terminal)⁶. Добыча газа на месторождении началась в 2007 г. и планируется вестись в течение более 40 лет. Сегодня технологический комплекс проекта «Ormen Lange» состоит из установок, которые бурят самые протяжённые в мире газовые скважины, а также из подводных модулей, завода Nyhamna и трубопровода Лангелед (Langeled pipeline), проложенного от месторождения до британского газового терминала в Исингтоне (Easington)⁷.

⁵ Источник: составлено автором на основе данных нефтегазовых компаний.

⁶ The King opened Ormen Lange. 12.10.2007. URL: <https://www.royalcourt.no/nyhet.html?tid=34480&sek=26939> (дата обращения: 24.04.2020).

⁷ URL: <https://www.shell.no/about-us/projects-and-sites/ormen-lange.html> (дата обращения: 25.04.2020).

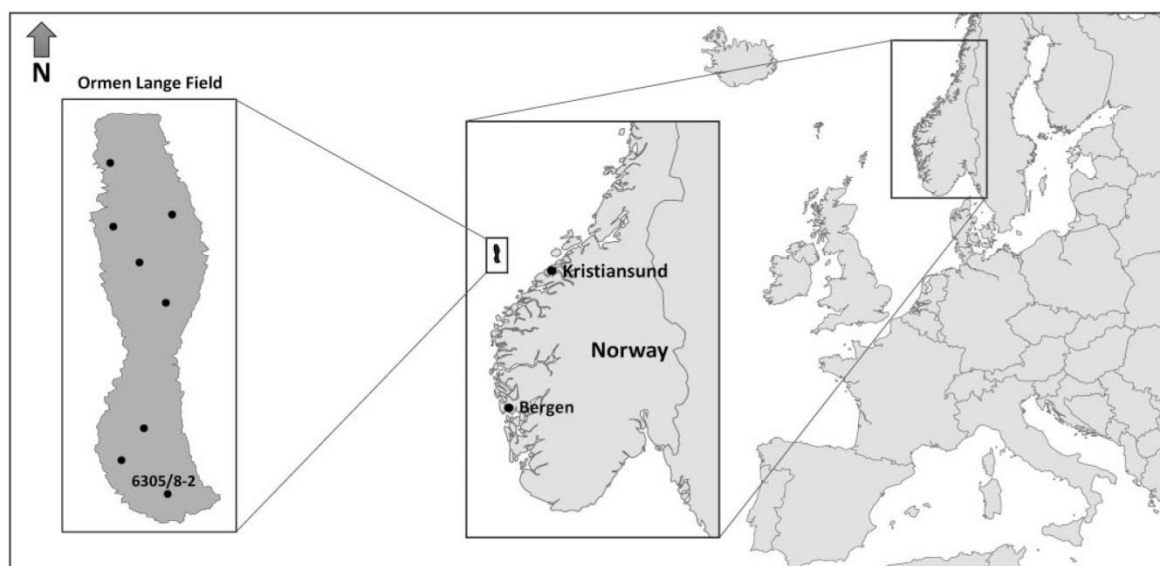


Рис. 1. Расположение газового месторождения Ormen Lange.

Необходимо отметить, что проект «Ormen Lange» стал настоящим технологическим вызовом для газовой индустрии в те годы прежде всего из-за больших глубин залегания запасов и сложностей строительства системы транспортировки газа:

- во-первых, глубина моря в районе месторождения составляет около 1 200 м, поэтому обустройство морского дна осложнилось целым рядом природных особенностей. Главной и, на первый взгляд, непреодолимой сложностью была укладка газопровода: помимо большой глубины дно Норвежского моря имеет крайне неровную поверхность (из-за подводного оползня Стурега (Storegga)⁸, сошедшего на территории континентального шельфа около 8200 лет назад). Чтобы проложить трубопроводы по неровному морскому дну, были сооружены специальные опорные блоки высотой до 60 м так, что газопровод пересекает породы наклоном до 40 градусов [2, АМАР];
- во-вторых, проблемой стали гидраты, которые образуются из-за низких температур и снижают эффективность потока газа в трубе, затрудняя его транспортировку. Для решения этой проблемы был проложен другой трубопровод, по которому подаётся ингибитор гидратообразования. В поток газа вводится метилэтиленгликоль, он воздействует на отложения гидратов, после чего газ транспортируется на берег;
- в-третьих, периодически процесс транспортировки осложняется образующимся льдом, из-за чего, например, в январе 2010 г. добыча на месторождении была временно приостановлена⁹.

⁸ The gigantic submarine Storegga Slide occurred about 8200 years ago, and caused large waves (tsunamis) that also reached the coasts Norsk Hydro has initiated extensive work to evaluate the present stability conditions in the vicinity of the Ormen Lange gas field and to explain the prehistoric sliding. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SUT-OSIG-02-199> (дата обращения: 03.05.2020).

⁹ Production from the field was stopped temporarily due to cold weather in January 2010. URL: <https://www.offshore-technology.com/projects/ormen-lange-field/> (дата обращения: 28.04.2020).

Безусловно, создание всей подводной и береговой инфраструктуры и решение вышеуказанных проблем потребовало значительных инвестиций. Перерабатывающий завод Nynhamna строился в отдалённом и неразвитом регионе, куда все строительные материалы доставлялись из других мест. В целом инвестиции в проект достигли 5,2 млрд долл. США, что сделало его одним из самых дорогих проектов на норвежском шельфе. Но важно отметить, что проект «Ormen Lange» стал стратегически важным прежде всего с точки зрения удержания одного из главных рынков сбыта и поддержания уровня экспорта: с 2009 г. природный газ, экспортируемый с месторождения Ormen Lange в Европу, обеспечивает стабильные 20% от всего потребления газа в Великобритании [3, Hall M.].

Технологические сложности проекта «Ormen Lange» и его капиталоемкость исключили вариант реализации проекта одной компанией, поэтому в освоении месторождения принимают участие пять компаний. Оператором проекта сегодня выступает компания Shell (A/S Norske Shell) с долей 17,3%, а остальные доли распределены:

- Petoro AS (36,485%). Это полностью государственная компания, основная задача которой — представлять интересы Норвегии в совместных нефтегазовых проектах, реализуемых на континентальном шельфе;
- Equinor Energy AS (25,3452%). Государственная компания, деятельность которой фактически контролируется Министерством нефтяной промышленности и энергетики Норвегии;
- INEOS E&P Norge AS (14,0208%). Частная компания, основная деятельность которой сосредоточена на реализации проектов на шельфе Норвежского и Северного морей. Компания является оператором системы трубопроводов Forties, по которым газ поставляется в Великобританию;
- Vår Energi AS (6,3356%). Это совместное предприятие итальянской нефтяной компании ENI и норвежской частной инвестиционной компании HitecVision.

Важно отметить, что компания Shell стала оператором проекта «Ormen Lange» только после первой фазы его реализации в 2007 г., когда на месторождении началась добыча газа. На начальных этапах разработки запасов, строительства инфраструктуры и обустройства дна оператором проекта была компания Norsk Hydro [2, AMAP]. Интересно, что в 1995 г., когда норвежское правительство только открывало раунд лицензирования в акватории будущего проекта «Ormen Lange», ни одна из компаний не имела опыта глубоководного бурения на норвежском шельфе. Однако у Norsk Hydro был опыт реализации проектов в Анголе, где глубины составляли 1 200–1 400 м. «Hydro была хорошо подготовлена к тому, чтобы стать оператором “Ormen Lange”, — заявлял генеральный директор компании Э. Миклебуст, — мы показали, что можем справляться с крупными новаторскими проектами на норвежском кон-

тинентальном шельфе и в течение некоторого времени вели конкретные подготовительные работы для решения этой задачи, которая была поставлена перед нами в 1996 г.»¹⁰

Не исключено, что схема реализации проекта «Ormen Lange» и комплексный подход компаний Shell и Equinor могут быть интересны российским нефтегазовым компаниям при планировании разработки газовых месторождений на арктическом шельфе. На первых этапах компания Shell рассматривала проект «Ormen Lange» как высокорискованный, так как большая часть технологий на шельфе для таких глубин и температур разрабатывалась впервые. Поэтому норвежская нефтегазовая отрасль в целом и местные компании в частности взяли все риски на себя, а иностранных партнёров привлекли в проект уже позже. При этом, несмотря на масштабы проекта «Ormen Lange» и наличие целого ряда технологических трудностей, он был запущен по плану, на что потребовалось 10 лет, и что стало рекордно минимальным сроком для ввода в эксплуатацию газовых месторождений на шельфе [4, Henderson J., с. 37]. Таким образом, норвежский опыт продемонстрировал, что тесное сотрудничество нефтегазовых компаний может значительно ускорить ввод даже технологически очень сложных проектов на арктическом шельфе. Не исключено, что некоторые элементы реализации «Ormen Lange», как, например, практика смены оператора на разных стадиях проекта, могут быть использованы при разработке крупных и уникальных газовых месторождений на шельфе российской Арктики.

Проект «Snøhvit»

(практика технологической интеграции с будущими рынками сбыта)

Вторым газовым проектом, который был запущен на арктическом шельфе Норвегии, стал проект «Snøhvit» компании Equinor (ранее — Statoil). Расположенный на шельфе Баренцева моря в 160 км к северо-западу от г. Хаммерфест проект «Snøhvit» по объёму запасов вдвое меньше «Ormen Lange», но проект этот не менее прогрессивный в плане технологий. В рамках него разрабатывается три месторождения: одноимённое месторождение Snøhvit, на долю которого приходится 50% запасов, и два соседних — Albatross и Askeladd. Суммарные запасы на всех трёх составляют 193 млрд м³ газа и 113 млн барр. конденсата. Запасы природного газа в этой акватории были обнаружены еще в начале 1980-х гг., но процесс подготовки к их освоению занял более 20 лет [5, K. Jakobsson с. 226–230]. Правительство Норвегии утвердило план разработки месторождений компании Statoil только в 2002 г., и проект был запущен в 2007 г.

Особенность процесса разработки заключается в отсутствии стационарных и плавучих установок и использовании полностью подводной добычной системы, контролируемой дистанционно с берега. Технологическая составляющая проекта «Snøhvit» сегодня — это система трубопроводов с месторождения к берегу, завод по сжижению природного газа на о. Мелкоя и танкеры для перевозки СПГ. На первом этапе реализации проекта в разработку

¹⁰ Hydro's President and CEO at the time Egil Myklebust. URL: <https://www.hydro.com/en/about-hydro/history/1991-2005/1996-ormen-lange-a-fortune-in-the-halten-bank/> (дата обращения: 28.04.2020).

были введены два месторождения — Snøhvit и Albatross. Добыча на третьем месторождении Askeladd началась спустя семь лет с начала проекта. В планах у оператора проекта запуск второго этапа «Snøhvit»: на месторождении Askeladd планируется пробурить несколько дополнительных скважин. Но на данный момент проект временно приостановлен. При этом вице-президент Equinor по управлению проектами Т. Рёд не раз отмечал важность этого этапа: «Это следующий важный шаг в развитии проекта “Snøhvit”. Месторождение Askeladd поможет поддерживать стабильный уровень добычи и работу СПГ-завода в Хаммерфесте до 2023 г., и сегодня это выгодное вложение, которое поможет сохранить рабочие места в этом регионе»¹¹. Проект «Snøhvit» можно считать успешным арктическим проектом в вопросах вовлечения местного населения. Жители Хаммерфеста с самого начала следили за развитием проекта и участвовали в его реализации. Население этого арктического региона Норвегии оказывает сегодня сильную поддержку развитию проекта “Snøhvit” в первую очередь благодаря возможностям трудоустройства, а также финансовым выгодам от его реализации. Так, например, после завершения строительства объектов СПГ-завода местные власти ввели налоги на недвижимость, общий объём от сбора которых принес в региональный бюджет доход в размере 155 млн норвежских крон в год [4, Henderson J., с. 48], которые были направлены на развитие региона.

Контрольный пакет в проекте «Snøhvit» фактически находится у государства через государственные компании Equinor (36,8%) и Petoro AS (30%). Остальные доли проекта распределены между зарубежными партнёрами следующим образом:

- у компании Total E&P Norge AS доля в размере 18,4%. Компания присутствует на норвежском континентальном шельфе уже более 50 лет и владеет также долей в проекте «Troll»;
- британской компании Neptune Energy принадлежит 12%¹²;
- немецкая компания Wintershall DEA Norge AS владеет миноритарной долей 2,8% в проекте «Snøhvit».

При реализации «Snøhvit» основной акцент при выборе партнёров был сделан не только на технологические компетенции, но и на стратегически важные регионы-импортёры норвежского природного газа. Будучи вторым крупнейшим экспортёром природного газа в Европу¹³, компания Equinor сумела привлечь в проект «Snøhvit» партнёров из Франции, Великобритании и Германии. Таким образом, три основных европейских импортёра природного газа Норвегии сейчас представлены в лице компаний Total, Neptune, Wintershall DEA. Также основным импортёром, в частности, норвежского сжиженного природного газа является

¹¹ Askeladd will help maintain a plateau production rate at the Hammerfest LNG plant until 2023. URL: <https://www.equinor.com/en/news/12mar2018-investing-askeladd.html> (дата обращения: 20.07.2020).

¹² Neptune energy Norge as. URL: <https://www.norsketroleum.no/en/facts/companies-production-licence/neptune-energy-norge-as/> (дата обращения: 28.05.2020).

¹³ We're one of the world's largest offshore operators, the largest operator on the Norwegian continental shelf and the second-largest gas exporter to Europe. URL: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/fields-and-platforms.html> (дата обращения: 28.04.2020).

Испания. Именно в испанском порту Кадиса (на морском заводе Izar в Ферроле) компания Equinor решила строить плавучий завод по сжижению газа. Таким образом планировалось использовать преимущества параллельного проектирования на нескольких верфях. В итоге плавучая баржа, являющаяся центральным элементом СПГ-завода, была полностью построена в Испании и перевезена единым модулем в заранее сооруженный док на о. Мелкоя¹⁴. Предполагалось, что такой подход должен обеспечить ряд плюсов, как, например, возможность изготовления отдельных конструкций в благоприятных погодных условиях и ускорение ввода мощностей. Но в итоге строительные работы в Испании отстали от основного графика проекта «Snøhvit», что привело позднее к смещению сроков работ на норвежском шельфе, которые пришлось на менее комфортное зимнее время. Тем не менее проект был успешно запущен, несмотря на увеличение общих издержек.

Опыт реализации «Snøhvit» показывает, что, несмотря на многие трудности, связанные с организацией параллельного проектирования на шельфе, такое двустороннее сотрудничество Норвегии и Испании — хороший пример технологической интеграции на арктическом шельфе. Подобные соглашения, когда часть работ выполняется на южных верфях будущих потребителей, следует принять во внимание российским компаниям при реализации шельфовых проектов в российской Арктике. Проект «Snøhvit» был успешно запущен и стал в те годы проектом добычи на самом удалённом от берега участке арктического шельфа с полностью подводным добычным комплексом. При сравнении «Snøhvit» с «Ormen Lange» по показателю извлекаемых запасов и суточной добычи очевидно, что «Snøhvit» — некрупный проект (табл. 1). Так, например, в 2019 г. добыча на «Ormen Lange» составила 12,6 млрд м³ газа, тогда как на «Snøhvit» — 6 млрд м³. В 2020 г. на «Ormen Lange» было добыто 12 млрд м³ газа, а на «Snøhvit» — менее 4 млрд м³. Из приведённых данных можно видеть, что мощность «Snøhvit» фактически вдвое меньше «Ormen Lange», который в свою очередь отнюдь не считается крупнейшим газовым проектом Норвегии. Но, несмотря на то, что «Snøhvit» — некрупный добычный проект, на начальных этапах его реализации было важно, что он в первую очередь станет базой для будущей деятельности на шельфе Баренцева моря. В планах компании Equinor объединить технологические мощности проекта «Snøhvit» с мощностями соседнего нефтяного месторождения Goliat, где также имеются запасы природного газа, и месторождения Johan Castberg, начало освоения которого назначено на 2022 г. (рис. 2).

¹⁴ Подходы и технические решения при создании комплекса СПГ на месторождении Сновит в Баренцевом море. Переводные технологии стоят недёшево. URL: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/121.pdf> (дата обращения: 28.04.2020).

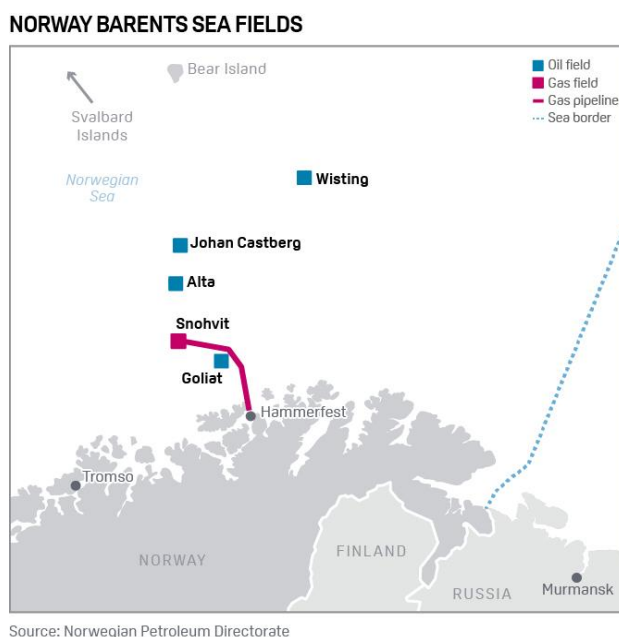


Рис. 2. Нефтегазовые проекты Норвегии на шельфе Баренцева моря ¹⁵.

Проект «Aasta Hansteen»
(практика поэтапного продвижения на север и увязки проекта с ранее созданными мощностями)

Норвежский опыт демонстрирует успешный комплексный подход освоения арктического шельфа с рекордно короткими сроками запуска газовых проектов. Так, в декабре 2018 г. был дан старт следующему газовому арктическому проекту — «Aasta Hansteen», оператором которого также выступает государственная компания Equinor с долей в размере 51%. В проекте зарубежными партнёрами являются:

- компания Wintershall Norge AS с долей в 24%, которая рассматривает проект «Aasta Hansteen» как важную часть обязательства Wintershall DEA по обеспечению европейского рынка природным газом ¹⁶;
- OMV (Norge) AS (15%) — австрийская нефтяная компания, представленная в Норвегии. OMV также является партнёром другого месторождения Wisting в Баренцевом море (рис. 2) ¹⁷;
- компании ConocoPhillips Skandinavia AS принадлежит 10% в проекте. Эта американская нефтяная компания присутствует на норвежском шельфе с момента открытия месторождения Экофиск в 1969 г. Участие в проекте «Aasta Hansteen» компания рассматривает как важный этап в расширении своих компетенций в Арктике.

¹⁵ Источник: данные Norwegian Petroleum Directorate.

¹⁶ Aasta Hansteen. Wintershall Dea Norge. URL: <https://wintershaldea.no/en/where-we-are/aasta-hansteen> (дата обращения: 20.03.2021).

¹⁷ Wisting. OMV.no. URL: <https://www.omv.no/en-no/aktiviteter/wisting-discovery> (дата обращения: 20.03.2021).

Глава компании Equinor А. Упедаль отмечает: «"Aasta Hansteen" — очень сложный проект и большой вызов, требующий новых технологических шагов, которые мы должны предпринять вместе с нашими партнёрами Wintershall, OMV и ConocoPhillips, а также с нашими поставщиками»¹⁸. Действительно, сегодня «Aasta Hansteen» — это самый глубоководный разрабатываемый шельфовый проект за полярным кругом¹⁹. Транспортировка газа осуществляется по трубопроводу Polarled, который проложен от месторождения до перерабатывающего завода Nyhamna. Так компания Equinor предполагает технологически объединить все новые северные месторождения западного шельфа с мощностями «Ormen Lange» и системой газопроводов до континентальной Европы и Великобритании (рис. 3). Проект «Aasta Hansteen» вводился именно в конце 2018 г., поскольку по прогнозам к этому моменту добыча на «Ormen Lange» должна была выйти на своё плато. Оператор проекта компания Equinor ожидает, что «Aasta Hansteen» будет поставлять не менее 6–7,5 млрд м³ газа в год [3]. Здесь интересно отметить, что, несмотря на многолетний опыт работы норвежкой нефтегазовой отрасли на арктическом шельфе, проектирование и строительство платформы SPAR для проекта «Aasta Hansteen» велись на верфях Южной Кореи (как и для проекта «Goliat»). Сегодня платформа «Aasta Hansteen» является самой большой в мире морской SPAR-платформой.

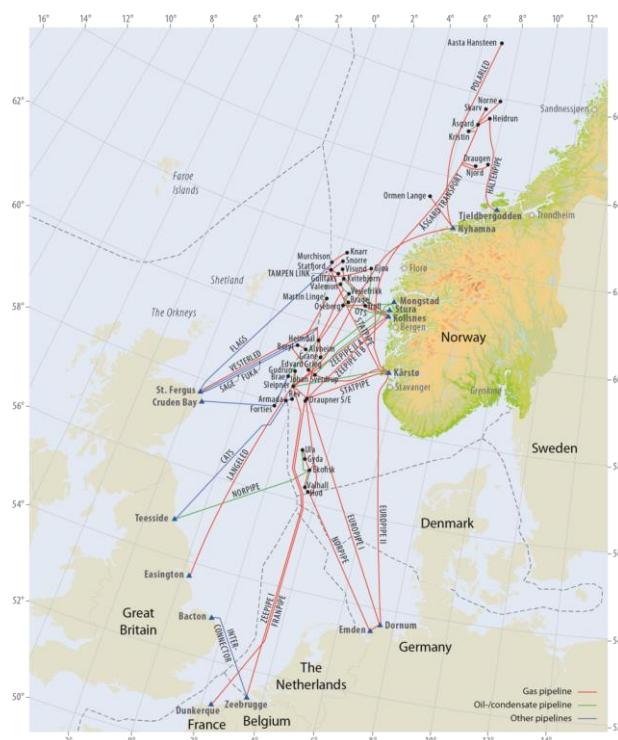


Рис. 3. Проекты Норвегии по разработке газовых и газоконденсатных месторождений на шельфе Баренцева моря²⁰.

¹⁸ "Aasta Hansteen has been a complex and challenging development project, requiring us to take new technological steps together with our partners Wintershall, OMV and ConocoPhillips as well as the suppliers," – says Opedal. URL: <https://www.equinor.com/en/news/2018-12-17-aasta-hansteen.html> (дата обращения: 30.07.2020).

¹⁹ Aasta Hansteen came on stream 16 December 2018 and Snefrid North towards the end of 2019. URL: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/aasta-hansteen.html> (дата обращения: 28.07.2020).

²⁰ Источник: данные компании Equinor.

Норвежский опыт в реализации газовых проектов на арктическом шельфе

Анализируя удачные практики нефтегазовых компаний по освоению газовых месторождений на норвежском шельфе, можно выделить ряд интересных решений. Например, известно, что месторождения Ormen Lange и Aasta Hansteen были открыты в одно время, в 1997 г. Но в тот год компанией Equinor было принято решение сначала осваивать месторождение Ormen Lange. Тогда же началось строительство берегового газового терминала Nyhamna. Решение передать функции оператора на втором этапе проекта компании Shell позволило Equinor сосредоточиться на разработке технологически более сложного проекта «Aasta Hansteen». Когда в 2013 г. план «Aasta Hansteen» был утверждён правительством, было принято решение в том же 2013 г. приступить к третьему этапу «Ormen Lange», который включал в себя расширение работ на заводе Nyhamna и увеличение его принимающих мощностей.

Таким образом, можно проследить стратегию норвежских национальных нефтяных компаний на арктическом шельфе при реализации газовых проектов. Изначально Equinor, как оператор проекта, берёт большую часть рисков на себя, а когда добыча на месторождениях выходит на плато, передаёт часть функций иностранным партнёрам, «продвигаясь далее на север», где из-за высоких рисков иностранные участники работать на первых этапах не готовы. Действительно, реализация таких сложных многоэтапных проектов в Арктике невозможна без «многостороннего и даже многостранового подхода» [6, Пилясов А.Н., Путилова Е.С., с. 24] и участия целого ряда партнёров на всех этапах.

Более того, необходимо учитывать, что для арктических шельфовых проектов нередки случаи временной приостановки деятельности по природно-климатическим, технологическим и финансовым причинам. Так, в мае 2020 г. компания Equinor на две недели остановила работу СПГ-завода в Хаммерфесте из-за падения спроса на газ²¹. А 28 сентября 2020 г. на СПГ-заводе произошел серьёзный пожар²². Инспекция установила, что объём работ по устранению повреждений на заводе в Хаммерфесте требует остановки СПГ-завода минимум на 12 месяцев. Как сообщил директор СПГ-завода А. Сандвик, «Безопасность является нашим главным приоритетом, и мы не будем запускать завод, пока не будем уверены, что это полностью безопасно»²³. Компания Equinor планирует использовать период простоя для выполнения других работ по техническому обслуживанию, которые были запланированы на 2021 г. В то же время пример «Snøhvit» указывает на другую важную составляющую реализации проекта: компания Equinor часто большую часть технологических рисков берёт на себя и в дальнейшем свои арктические компетенции обогащает приобретённым опытом. Так, например, уникальная технология по хранению углекислого газа, которую компания разра-

²¹ Equinor to shut Melkøya LNG plant for two weeks in May. URL: <https://www.reuters.com/article/us-equinor-lng/equinor-to-shut-melkøya-lng-plant-for-two-weeks-in-may-idUSKBN22I0PA> (дата обращения: 08.05.2020).

²² The fire at Hammerfest LNG-plant at Melkøya. URL: <https://www.equinor.com/en/news/hendelse-melkøya.html> (дата обращения: 08.04.2021).

²³ Surveys of the damage after the fire at Hammerfest LNG on 28 September indicates that the LNG plant will be closed for up to 12 months for repairs. URL: <https://www.equinor.com/en/news/20201026-hammerfest-lng-closed-repairs.html> (дата обращения: 08.05.2020).

бывала для проекта «Snøhvit», сегодня заимствуется, масштабируется и используется другими компаниями, работающими на шельфе.

Заключение

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений в высоких широтах — это сложная задача и, безусловно, вызов для мировой газовой отрасли. Важной особенностью газовых шельфовых проектов является их техническая и технологическая уникальность на каждом этапе освоения: разведка, разработка, проектирование и обустройство, эксплуатация и транспортировка. Таким образом, необходимым условием их реализации является тесное технологическое сотрудничество с компаниями-партнёрами. Так, опыт Норвегии показывает, что долгосрочная и устойчивая деятельность на шельфе возможна при участии в проекте целого ряда компаний, часть из которых составляют иностранные участники с соответствующими компетенциями. Такие удачные практики, как технологическая интеграция с будущими рынками сбыта и приглашение ключевых партнёров на разных этапах реализации проекта, делают разработку шельфовых месторождений в Арктике более устойчивой к рискам в долгосрочной перспективе.

При реализации проектов на арктическом шельфе необходимо учитывать тот факт, что их инвестирование осуществляется непрерывно в течение десятилетий, поскольку «Арктические шельфовые проекты — это классические долгосрочные предприятия» [7, Ергин Д., с. 48]. Ещё одна особенность проектов на арктическом шельфе — длительность эксплуатации (минимум 40–50 лет), что требует от операторов и компаний-участников думать об альтернативных путях развития сопутствующей инфраструктуры на самых ранних этапах шельфового проекта (пример терминала Nyhamna).

Говоря о перспективах газопромышленного освоения арктического шельфа страны, необходимо отметить, что размеры месторождений, огромные запасы ресурсов и ещё более суровые природно-климатические условия добавляют новый уровень сложности для отечественной нефтегазовой отрасли. Реализация таких проектов потребует в той или иной степени технологической интеграции и тщательного подбора участников партнёрств. Важным представляется изучение передовых практик нефтегазовых компаний по освоению арктических месторождений на шельфе, когда большая часть технологий создавалась специально под каждый проект. Выполненный анализ позволил выделить ряд успешных практик зарубежных нефтегазовых компаний в реализации газовых шельфовых проектов в Арктике, которые могут быть полезны для России. А именно такие удачные решения, как поэтапное освоение соседних месторождений, расширение деятельности и увязка имеющихся мощностей с новыми проектами, смена оператора проекта в момент, когда риски для приглашённой компании значительно снижены, параллельное проектирование в разных географических локациях, могут быть применены российскими нефтегазовыми компаниями при планировании долгосрочной деятельности на арктическом шельфе.

Литература

1. Brutschin E., Schubert S. Icy waters, hot tempers, and high stakes: geopolitics in the Arctic // *Energy Research & Social Science*. 2016. No. 16. Pp. 147–159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.03.020>
2. AMAP Assessment. Arctic Monitoring and Assessment Programme. Oil and Gas Activities in the Arctic — Effects and Potential Effects. Oslo, 2007. Vol. 1. 40 p.
3. Hall M. Norwegian Gas Exports: Assessment of Resources and Supply 2035/ Oxford Institute for Energy Studies Paper: NG 127. 2018. 27 p. DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784671037>
4. Henderson J., Loe J. The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development. Oxford Institute for Energy Studies // Working Paper. 2014. 60 p.
5. Jakobsson K.H. A history of exploration offshore Norway: the Barents Sea // *Geology Society. London. Special Publications*. 2018. No. 465 (1). Pp. 219–241. DOI: <http://dx.doi.org/10.1144/SP465.18>
6. Пилясов А.Н., Путилова Е.С. Новые проекты освоения российской Арктики: пространство значимо! // *Арктика и Север*. 2020. № 38. С. 20–42. DOI: [10.37482/issn2221-2698.2020.38.21](https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2020.38.21)
7. Yergin D. *The quest: Energy, security and the remaking of the modern world*. New York: Penguin Books, 2011. 804 p.
8. Morgunova M. Why is exploitation of Arctic offshore oil and natural gas resources ongoing? A multi-level perspective on the cases of Norway and Russia // *The Polar Journal*. 2020. No. 10:1. Pp. 64–81. DOI: [10.1080/2154896X.2020.1757823](https://doi.org/10.1080/2154896X.2020.1757823)

References

1. Brutschin E., Schubert S. Icy Waters, Hot Tempers, and High Stakes: Geopolitics in the Arctic. *Energy Research & Social Science*, 2016, no. 16, pp. 147–159. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.03.020>
2. AMAP Assessment. Arctic Monitoring and Assessment Programme. Oil and Gas Activities in the Arctic — Effects and Potential Effects. Oslo, 2007, vol. 1, 40 p.
3. Hall M. *Norwegian Gas Exports: Assessment of Resources and Supply 2035*. Oxford Institute for Energy Studies Paper: NG 127, 2018, 27 p. DOI: <https://doi.org/10.26889/9781784671037>
4. Henderson J., Loe J. The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development. Oxford Institute for Energy Studies. *Working Paper*, 2014, 60 p.
5. Jakobsson K.H. A History of Exploration Offshore Norway: the Barents Sea. *Geology Society. London. Special Publications*, 2018, no. 465 (1), pp. 219–241. DOI: <http://dx.doi.org/10.1144/SP465.18>
6. Pilyasov A.N., Putilova E.S. New Projects for the Development of the Russian Arctic: Space Matters! *Arktika i Sever* [Arctic and North], 2020, no. 38, pp. 20–42. DOI: [10.37482/issn2221-2698.2020.38.21](https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2020.38.21).
7. Yergin D. *The Quest: Energy, Security and the Remaking of the Modern World*. New York, Penguin Books, 2011, 804 p.
8. Morgunova M. Why is Exploitation of Arctic Offshore Oil and Natural Gas Resources Ongoing? A Multi-Level Perspective on the Cases of Norway and Russia. *The Polar Journal*, 2020, no. 10:1, pp. 64–81. DOI: [10.1080/2154896X.2020.1757823](https://doi.org/10.1080/2154896X.2020.1757823)

Статья принята 22.01.2021