

УДК 332.1 DOI: 10.14451/1.227.266

Анализ мирового опыта добычи углеводородного сырья на территориях с усложняющимися факторами

© 2023 **Шаповал Валентина Михайловна**

доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры финансов, бухгалтерского учета и экономической безопасности. Московский государственный университет технологий и управления им. К. Г. Разумовского (Первый казачий университет), Москва, Россия.
E-mail: vmshapoval2017@gmail.com

© 2023 **Симонов Владимир Валерьевич**

руководитель направления. Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А. П. Крылова (АО «ВНИИНЕФТЬ»), Москва, Россия.
E-mail: v.v.simonov1988@gmail.com

Ключевые слова: энергетические ресурсы, углеводородное сырье, нефтегазодобывающий сектор, кластер, мировой опыт, трудноизвлекаемые запасы, усложняющие факторы, месторождения, разработка, добыча, переработка, инновационные технологии, масштабирование.

В статье осуществлен анализ мирового опыта добычи углеводородного сырья на территориях с усложняющимися факторами. Ввиду того, что с каждым годом происходит истощение традиционных источников углеводородного сырья в устоявшихся регионах нефтегазодобычи, реальной возможностью удовлетворения все возрастающих потребностей мирового сообщества в классических энергетических ресурсах может быть освоение сложных месторождений на малоизученных территориях. Освоение месторождений на таких территориях связано с высокими рисками, которые требуют серьезных стратегических решений, начиная от принятия соответствующих нормативных актов, объединения усилий самых разных сфер деятельности, проведения научных исследований и заканчивая внедрением новейшей техники и самых передовых технологий, соблюдением безопасности и экологичности всех процессов, государственной поддержкой проектов. В результате проведенного исследования определено, что добыча трудноизвлекаемых запасов, а также поиск и открытие новых традиционных месторождений с различного рода усложняющимися факторами — это высокотехнологичные процессы, которые определяют инновационное развитие не только целого ряда отраслей, но и отдельных территорий, формируя, таким образом, конкурентоспособные кластеры. Доказано, что опыт разработки инновационных технологий добычи, транспортировки, а также переработки углеводородного сырья в достаточно экстремальных условиях является уникальным не только в отдельных странах, но и в мире в целом, и, соответственно, подлежит масштабированию.

Несмотря на то, что весь мир неудержимо движется к безуглеродной энергетике, углеводородное сырье продолжает оставаться одним из важнейших стратегических ресурсов, который определяет не только политику отдельных регионов, но и глобальную политику в целом. Потребность же мирового сообщества в энергетических ресурсах с каждым годом только растет. Поэтому, по мере истощения традиционных источников углеводородного сырья в исторически устоявшихся регионах нефтегазодобычи, а также в связи с увеличением обводненности, снижением пластовых давлений и коэффициентов отдачи нефти и газа, становятся всё более актуальными задачи повышения экономической эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов или, наоборот, поиска и открытия новых традиционных месторождений. Считаем, что для решения этих задач сегодня требуется обратить свой взор на малоизученные регионы.

Прежде всего, это могут быть удаленные территории, с характерными суровыми климатическими условиями, большой глубиной воды (что касается морской добычи) и прочими усложняющими технологическими, экономическими, социально-политическими факторами, из-за которых не только разведка, но и добыча нефти или газа ранее были не целесообразными. Следует признать, что некоторые страны уже имеют определенные успехи в разработке месторождений нефти и газа на подобных территориях.

Представляется необходимым проанализировать имеющиеся достижения с целью возможного их применения при разработке новых месторождений на малоизученных территориях Российской Федерации. Тем более что в России имеется достаточно месторождений с низкой степенью изученности, а также с большой удаленностью от рынков сбыта, с отсутствием необходимой инфраструктуры и чрезвычайно сложными природно-климатическими условиями. Следовательно, опыт других стран относительно добычи трудноизвлекаемых запасов, а также поиска и открытия новых традиционных месторождений с различного рода усложняю-

щими факторами, является актуальным и чрезвычайно полезным.

Пожалуй, начать стоит со Средиземноморского бассейна, на территории которого разные страны повышают свою активность в части поиска новых месторождений углеводородного сырья с последующей его добычей. Как свидетельствует практика, регион вполне благоприятен для ведения хозяйственной деятельности и в последние годы все больше и больше подтверждает свою перспективность, вследствие чего именно средиземноморский газ может стать новым конкурентом российскому газу на рынках южной Европы.

Так, например, в 2021 г. Министерство энергетики Израиля объявило о планах начать очередной, четвертый, раунд торгов на шельфе (OBR 4) на получение лицензий на разведку в исключительной экономической зоне страны. Следует заметить, что OBR 4 является частью многолетней программы, которая направлена именно на стимулирование разведки и разработки природных ресурсов Израиля для обеспечения недорогой, но, вместе с тем, экологически чистой энергией израильских потребителей (как населения, так и предприятий), а также, что немаловажно, для развития рынка израильского природного газа и, в первую очередь, его экспортирования в Европу [4].

И уже в марте 2022 г. Израиль подписал пакт о сотрудничестве в области энергетики с Германией, пообещав развивать партнерские отношения в области технологических исследований, а также проектов в сфере возобновляемых источников энергии и добычи природного газа. А проект документа, опубликованный Европейской комиссией, анонсировал возможную сделку по поставке израильского газа непосредственно в Европу через Египет.

В этом же году было выделено 25 разведочных лицензий (блоков) с возможностью их последующего объединения в кластеры, с целью наращивания поставок газа в Европу и укрепления позиций Израиля в качестве будущего регио-

нального энергетического центра [1].

Как показывают исследования, программа реализуется достаточно быстрыми темпами и на сегодняшний день уже есть два разработанных месторождения природного газа – Tamar и более крупный Leviathan. Но, поскольку в стране до сих пор нет заводов по сжижению газа, это не позволяет обеспечивать высокий экспорт продукции с них. В частности для месторождения Leviathan только сейчас разрабатывается проект плавучего СПГ-завода (FLNG). Несмотря на это, экспорт газа в Египет начался еще в 2021 г. С тех пор по этому маршруту поставляется около 5 млрд м³ газа в год по подводному газопроводу Ашкелон-Ариш.

Благодаря данной программе, кроме указанных выше месторождений (Tamar и Leviathan), газ и сопутствующие жидкости были обнаружены еще на одном, ранее не разбуренном, участке – между Каришским Главным и Каришским Северным блоками. Сегодня на участке Karish разрабатывается несколько месторождений, в первую очередь Hermes и Athens, ставшие сегментами крупных кластеров.

Примечательно, что уже в 2022 г. в районе Karish была введена в эксплуатацию новая платформа, прибывшая в пункт назначения из Сингапура через Суэцкий канал [5]. Целью ее установки является обеспечение газом, прежде всего, внутреннего рынка страны, в частности, удовлетворение не менее 50% внутреннего спроса Израиля. Кроме этого, постепенное увеличение производительности платформы предусматривает наращивание экспортных поставок газа, которые планируется осуществлять посредством нового трубопроводного соединения страны с Египтом через Иорданию. Сегодня, благодаря данному газопроводу, Израиль чрезвычайно быстро наращивает экспорт газа.

На рисунке 1 представлена карта разработанных в последние несколько лет месторождений нефти и газа, а также схема транспортировки продукции в израильской акватории Средиземного моря.

Также стоит отметить, что Израиль, открывая новые месторождения нефти и газа, привлекает инвестиции в доразведку перспективных блоков. Подобный опыт, на наш взгляд, интересен тем, что большая лицензионная территория вверяется не одной крупной нефтегазовой компании, а консолидирует усилия всего рынка. Компании заключают не твердые договоры с подрядными организациями на разведку, а закладывают опционы, что позволяет адаптивно сконцентрировать новые цели разведочных работ на снижении неопределенностей в исследуемых районах и, при необходимости, переопределить их, не ущемляя при этом интересов потенциальных подрядчиков. Сочетание подобной государственной политики и стратегий нефтегазовых компаний позволяет в достаточно быстрые сроки перевести проекты из стадии разработки и поиска в стадию их реализации, при этом покрывая внутренний спрос государства и одновременно расширяя перспективы экспорта продукции.

Если в Средиземном море условия для добычи нефти и газа достаточно «комфортные», дело остается только за подготовкой ресурсной базы, то властям Канады во взаимодействии с нефтяными компаниями для вовлечения в разработку новых обширных ресурсов приходится осваивать удаленные и суровые регионы. Тем не менее за сравнительно небольшой период (30 лет), но, следует признать, что намного больший, чем в Израиле, в Канаде накоплен опыт реализации достаточно широкого спектра проектов на «сложных» территориях (рис. 2).

В качестве примера можно привести разработки месторождений в районе бассейна Жанны Д'Арк, который находится восточнее канадского острова Ньюфаундленд, в северо-западной части Атлантического океана: нефтяная платформа Hibernia (добыча осуществляется с начала 1990-х годов), проекты Terra Nova и White Rose с применением FPSO и подводными скважинами (разрабатываются с начала 2000-х годов), нефтяная платформа Hebron (эксплуатируется с 2017 г.).

Несмотря на то, что регион не характеризуется образованием многолетних льдов, тем не ме-

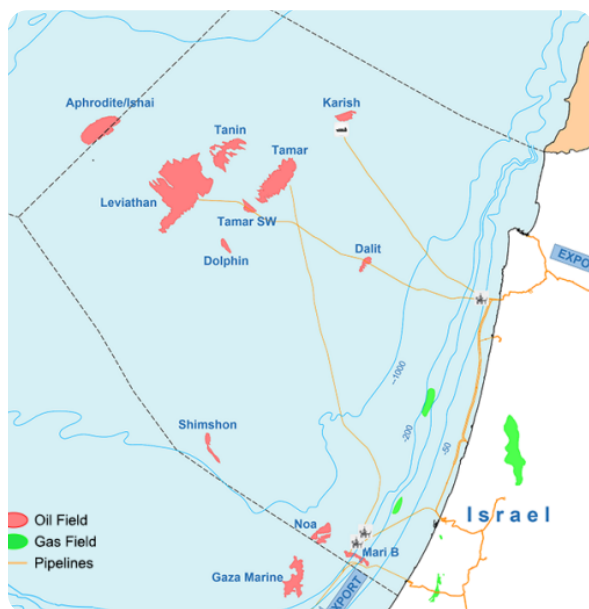


Рис. 1. Карта месторождений углеводородного сырья и схема транспортировки нефти и газа в израильской акватории Средиземного моря [6].

нее, он является достаточно сложным в плане природно-климатических условий, в том числе отличается высокой айсберговой опасностью.

Как раз опыт нефтяной платформы Hebron показывает, что возможно не только создать, но и рентабельно эксплуатировать платформу на глубине воды более 100 м в опасной зоне воздействия айсбергов (в частности, аллеи айсбергов). Примечательным является то, что при ее установке было внедрено большое количество инновационных решений для обеспечения надежности нефтегазодобычи в непростых условиях региона и сегодня это огромная стационарная ледостойкая платформа на бетонном основании гравитационного типа, включающая буровой, технологический и жилой комплексы, а ее ледовая защита представляет собой ледовый пояс толщиной 15 м, в который входит ледовый дефлектор толщиной 1,4 м, выполненный в форме звезды с 16-ю острыми зубьями, предназначенный для распределения силы воздействия айсберга по поверхности основания платформы. Хранилище Hebron рассчитано на 168 тыс. тонн (1,2 млн баррелей) нефти, а в целом ожидаемые извлекаемые запасы этого место-

рождения оцениваются более чем в 98 млн тонн (700 млн баррелей) достаточно тяжелой нефти плотностью от 18° до 25° API, что является вторым по величине запасов месторождением в регионе после Hibernia. Также следует заметить, что, в отличие от средиземноморских разработок, открытие месторождений в этом регионе, не говоря уже об установке платформ по добыче нефти и газа, действительно очень сложный и трудоемкий процесс, в который вовлекается множество различных компаний. Так, например, указанная выше платформа Hebron, была установлена только летом 2017 г., спустя 37 лет с момента открытия месторождения, а стоимость ее обустройства оценивалась в 14 млрд долларов (по уровню цен 2013 г.) [2].

Стоит обратить внимание на еще один проект в данном регионе, который имеет свои особенности касательно разработки и освоения. Речь идет о расширении месторождения White Rose, направленное на увеличение добычи и продление срока эксплуатации основного месторождения и включает в себя разработку трех близлежащих месторождений-спутников, а именно North Amethyst, South White Rose Extension

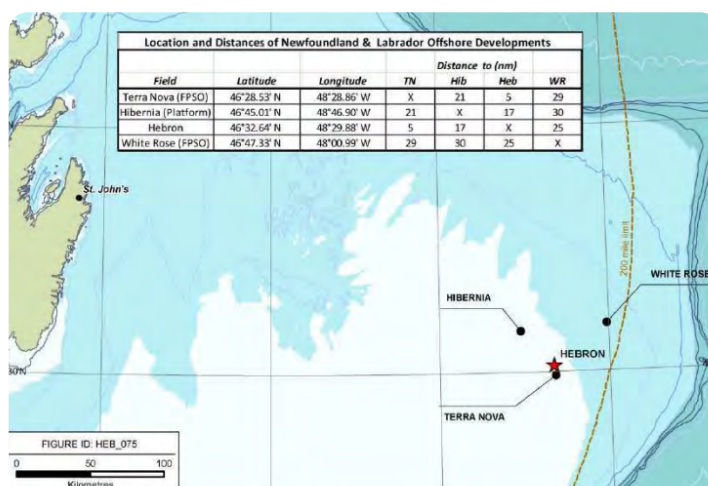


Рис. 2. Схема расположения месторождений бассейна Жанны Д'Арк [3].

и West White Rose, и подводное их подключение к существующей плавучей установке добычи, хранения и отгрузки SeaRose FPSO.

На основном месторождении White Rose добыча начата в ноябре 2005 г. и по состоянию на апрель 2022 г. в совокупности составила 261 млн баррелей нефти (около 36 млн тонн) и 11 млрд м³ газа. Первоначальные капитальные вложения в данный проект равнялись 2,35 млрд долл. [12]

Буквально уже через два года после начала добычи, в декабре 2007 г., был одобрен план расширения месторождения White Rose и спустя три года, в мае 2010 г., начата добыча на North Amethyst. С третьего квартала 2016 г. в разработку вовлечены новые запасы, в том числе за счёт уплотняющего бурения скважины на пласт Hibernia. Всего на сегодняшний день обустроено 11 скважин. Это при том, что вместимость бурового центра на месторождении позволяет пробурить до 16 скважин. Добыча на South White Rose Extension (SWRX) началась с июня 2015 г. SWRX разрабатывается через буровой центр, примерно в 4 км от существующей инфраструктуры. Центр включает в себя три добывающие скважины, две газовые нагнетательные скважины и одну водонагнетательную скважину, но предусматривает вариант размещения еще 12 дополнительных скважин. Из-за сложных усло-

вий добычи проект потребовал установки 21 км подводных трубопроводов и 14 подводных оснований. Кроме того, буровые работы для SWRX выполнялись с использованием полупогружной мобильной морской буровой установки [11]. К сожалению, из-за отказа соединения подводного выкидного трубопровода в ноябре 2018 г. произошел разлив нефти на основном месторождении, что вызвало остановку работ по расширению White Rose. Произошедшее еще раз подчеркивает риски освоения подобных месторождений, которые, к сожалению, не всегда можно предусмотреть и учесть в дальнейшем. Тем не менее, после замены соединения и, самое главное, устранения последствий разлива нефти в 2019 г. проект был перезапущен.

Но, как показывает практика, кроме препятствий в виде сложных природно-климатических условий, на повестку дня вышли и другие факторы, о которых ранее никто даже не подозревал. Именно такая ситуация произошла с месторождением West White Rose (WREP), проект по которому был приостановлен в марте 2020 г. из-за пандемии Covid-19, вызвавшей неопределенности на нефтяных рынках. Полный перезапуск проекта запланирован на конец 2023 г., а старт добычи ожидается только в 2026 г. Это один из самых сложных проектов по многим

критериям. Планируется, что WREP увеличит срок эксплуатации основного месторождения White Rose на 14 лет. Для этого разработка данного месторождения предполагает установку устьевой платформы, состоящей из бетонного основания гравитационного типа и верхнего строения, включающего буровой комплекс, устья скважин и вспомогательные помещения с жилым комплексом на 144 чел., инженерными коммуникациями, вертолетной площадкой и факельной установкой. Добываемая продукция будет передаваться на SeaRose FPSO по подводным трубопроводам. Устьевая платформа рассчитывается на 20 скважинных слотов, но с учётом применения технологии совместного использования кондуктора, которая позволяет бурить по две скважины через единый кондуктор, общее количество скважин достигнет 40. Платформа проектируется для работы в течение 25 лет, ОГТ в настоящий момент строится в новом сухом доке в канадском морском торговом порту и индустриальном парке Аргентия. Перед запуском проекта WREP, а если быть точнее, то перед его перезапуском, для SeaRose FPSO запланирована 70-дневная программа технического перевооружения в сухом доке [9; 11].

Необходимо подчеркнуть, что участники проекта (партнеры) работали над снижением рисков проекта в течение 16 месяцев, приостановив его разработку в период падения цены на нефть. Кроме того, большой вклад в перезапуск проекта внесла утвержденная Правительством Ньюфаундленда и Лабрадора измененная структура роялти, обеспечивающая устойчивость экономики проекта в периоды низких цен на сырье [10].

Таким образом, опыт Канады показывает, как бизнес-партнерство, совместно с государственными и региональными властями, способны отреагировать на глобальные вызовы, и не позволить форс-мажорным непрогнозируемым обстоятельствам, таким, как COVID-19, остановить даже большие и дорогостоящие проекты. Адаптировавшись к новым условиям, участники рынка не только не остановили эксплуатацию месторождений в достаточно суровом регионе,

но и продолжают инвестировать в их развитие, пересмотрев условия проектов касательно расширения месторождений, а также проведя техническое перевооружение инфраструктуры, и используя уже ранее созданный задел и наработки в регионе.

Продолжая исследовать достижения различных стран в отношении разработки новых или расширения старых месторождений нефти и газа, нельзя не рассмотреть опыт Австралии, которая смогла организовать одну из лидирующих, в части инновационных технологий, отраслей по добыче углеводородного сырья. Сегодня страна является одним из мировых лидеров по производству сжиженного природного газа (СПГ). При этом важно отметить, что более 80% газовых ресурсов Австралии находятся в удаленных глубоководных морских районах, а кластеризация происходит по принципу географического объединения разрабатываемых объектов вокруг единых центров производства СПГ с целью их последующей реализации (рис. 3).

Как свидетельствует статистика, в 2020 г. на Австралию проходило до 22% мирового производства СПГ, а основные потоки были направлены в страны Юго-Восточной Азии (рис. 4), особенно нуждающиеся в топливе, как для генерации электроэнергии и тепла, так и в качестве газомоторного топлива [7; 8].

В настоящее время Австралия имеет три кластера заводов по производству СПГ: Gladston, Darwin и бассейн Carnarvon, которые снабжаются газосодержащей продукцией как из традиционных, так и из нетрадиционных объектов разработки, и, безусловно, страна лидирует с точки зрения технологически продвинутых (инновационных) проектов (например, Prelude FLNG, проект закачки диоксида углерода Gorgon, в котором используются улавливание и хранение углерода, а также первые в мире проекты сжижения газа угольных пластов (CSG-LNG)).

Но нефтегазовый сектор Австралии не ограничился на указанных выше технологиях, инновационные решения продолжают разрабатываться



Рис. 3. Карта австралийских СПГ-проектов и их производительности [7].

и внедряться. Так, например, необходимость поддерживать структурную целостность морских трубопроводов для обеспечения бесперебойной поставки продукции через сотни километров на морском дне, а также для обеспечения экономической жизнеспособности этих важных транспортных артерий привела к разработке передовых научно-исследовательских и технических решений. По мнению специалистов, эти решения для морских трубопроводов Австралии необходимы для обустройства «свободных от платформ месторождений», где подводные технологии заменят традиционные нефтегазовые платформы при добыче газа на расстоянии до 300 км от берега при глубинах воды более 1 км.

Бесспорно, строительство обширной трубопроводной системы для соединения морских нефтегазовых месторождений с материком является проектом совершенно нового поколения. Технологически это чрезвычайно сложный и трудоемкий процесс, требующий огромных капиталовложений. Сегодня текущая стоимость одного километра трубопроводов, с учётом статистики по таким проектам как Gorgon/Горгон (глубина воды: 1350 м/длина: 65–140 км), Scarborough/Скарборо (900 м/280 км), Pluto/Плутон (830 м/180 км) и Browse/Брауз (600 м/до 400 км), оценивается более чем в 3 млн долларов США за километр. Поскольку в Австралии в настоящий момент проектируется более 2000 км трубопроводов,

то инвестиции на их строительство могут превысить 6 млрд долларов США.

Для разработки и реализации данного проекта был создан Кластер сотрудничества по подводным трубопроводам в Западной Австралии, объединивший шесть австралийских университетов и CSIRO Wealth from Ocean. Ключевыми достижениями данного объединения стало создание новых численных моделей и программного обеспечения для анализа устойчивости морских трубопроводов, новых методологий экономического и безопасного проектирования трубопроводов, а также ввод в эксплуатацию экспериментальных и испытательных установок.

Результаты деятельности указанного кластера эффективно внедрены в проектах нового поколения и, прежде всего, это проект Gorgon/Горгон. Но следует заметить, что чрезвычайно сложное оборудование и методы испытаний трубопроводов легли в основу проектов новых трубопроводов не только в Австралии, но и в инновационных проектах в других странах мира, в частности таких, как месторождение PSVM компании BP у берегов Анголы, дельта Западного Нила на шельфе Египта и Шах-Дениз в Каспийском море и др.

Все это свидетельствует о действенности объединения научных организаций, производственных и нефтегазодобывающих компаний, резуль-

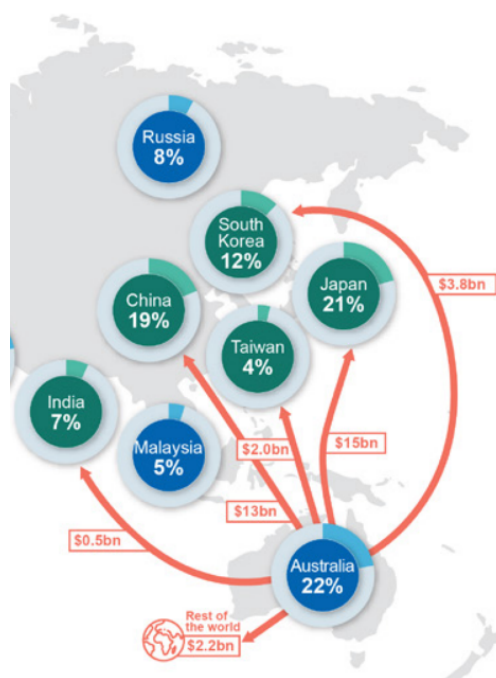


Рис. 4. Основные маршруты поставок австралийского СПГ [8].

татом которого является не только создание среды для разработки инноваций, а и коммерциализация передовых инженерных решений и технологий.

Именно благодаря такому взаимодействию австралийские нефтегазовые компании стали первопроходцами в разработке плавучих СПГ-заводов, а также передовых подводных геотехнологий в экстремальных морских условиях и реализации крупномасштабных проектов по геосеквестрации [7]. Что, в свою очередь, позволило сформировать высокий кадровый потенциал, способный эксплуатировать суда нового поколения FPSO и FLNG и, как следствие, дополнительный и чрезвычайно ценный экспортный потенциал уникальных технологий и опыта.

Успех австралийских проектов также обусловлен относительно стабильными политикой, нормативно-правовой базой и системой налогообложения, которые являются ключевыми факторами, способствующими успешному ведению инновационно-инвестиционной деятельности.

Таким образом, Австралия – это уникальная страна, предлагающая редкое сочетание раз-

витой экономики, входящей в ОЭСР, со способностью привлекать и эффективно использовать квалифицированную рабочую силу и передовые технологии, наряду со значительной ресурсной базой углеводородного сырья.

На наш взгляд, австралийский опыт интересен нам в разных аспектах. Во-первых, регион строительства и дальнейшего производства СПГ достаточно удален от общепринятых районов производства оборудования и материалов, что не мешает обеспечивать его всем необходимым, благодаря слаженной работе всех поставщиков и транспортных компаний. Во-вторых, регион добычи удален от регионов сбыта продукции: поставка продукции трубопроводами или ж/д транспортом не возможна. Бесспорно, эта ситуация подталкивает к поиску новых способов сжижения или преобразования природного газа, чтобы его было проще использовать и транспортировать. В-третьих, Австралия характеризуется наличием большого ресурсного потенциала, требующего значительных инвестиций для его разработки, вследствие чего и появляются так называемые мега-проекты. Например, сейчас работа нацелена на поиск новых этапов очистки

для производства более чистого СПГ, что потенциально снижает затраты на переработку. В-четвертых, крупнейшие месторождения в Австралии, особенно в западной части, находятся в крайне чувствительных с экологической точки зрения районах, что провоцирует необходимость особого контроля, роста капитальных и операционных затрат, особую ответственность нефтегазодобывающих корпораций и подрядных организаций. Следует признать, что австралийские компании вышли в лидеры в области экологического контроля. Несомненно, достижения австралийского нефтегазодобывающего сектора (некоторые из них уникальные) могут быть масштабированы по всему миру.

Подводя итог проведенному анализу, можно констатировать следующее. Большинство проанализированных территорий очень сложные не только с точки зрения климатических, геологических, гидрометеорологических условий, но и с точки зрения инженерных, технологических, производственных, экономических, экологических, политических и других факторов, усложняющих и процесс разработки месторождений, и непосредственно процесс добычи соответствующих ресурсов.

Определенно, что освоение месторождений на таких территориях связано с высокими рисками, которые, в свою очередь, требуют серьезных стратегических решений, начиная от принятия соответствующих нормативных актов, объединения усилий самых разных сфер деятельности, проведения научных исследований и заканчивая внедрением новейшей техники и самых передовых технологий, их дальнейшим усовершенствованием, соблюдением безопасности и экологичности всех процессов, государственной поддержкой проектов. Другими словами, добыча трудноизвлекаемых запасов, а также поиск и открытие новых традиционных месторождений с различного рода усложняющими факторами – это в высшей степени высокотехнологичные процессы, которые определяют инновационное развитие не только целого ряда отраслей, но и, что немаловажно, отдельных территорий, формируя, таким образом, конкурентоспособные кластеры. Таким образом, опыт разработки инновационных технологий добычи, транспортировки, а также переработки углеводородного сырья в достаточно экстремальных условиях является уникальным не только в отдельных странах, но и в мире в целом, и, несомненно, подлежит масштабированию.

Библиографический список

1. Dick J. Israel Preps Fourth Offshore Bid Round as Collaboration with EU, Egypt on Natural Gas Develops / Natural Gas Intelligence, June 6, 2022. – URL: <https://www.naturalgasintel.com/israel-preps-fourth-offshore-bid-round-as-collaboration-with-eu-egypt-on-natural-gas-develops>.
2. ExxonMobil Announces \$14 Billion Hebron Oil Project to Proceed off Canada's East Coast. – URL: <https://boereport.com/2013/01/04/exxonmobil-announces-hebron-oil-project-to-proceed-off-canadas-east-coast>.
3. Hebron Oil Project, Newfoundland / Offshore Technology, January 2, 2018. – URL: https://www.offshore-technology.com/projects/exxon_hebron.
4. Israel Begins Prep Work for Fourth Offshore Round / Journal of Petroleum Technology, April 1, 2021. – URL: <https://jpt.spe.org/israel-begins-prep-work-for-fourth-offshore-round>.
5. Kulovic N. Energean to drill two more Israel wells with Stena drillship / Offshore Energy, June 20, 2022. – URL: <https://www.offshore-energy.biz/energean-to-drill-two-more-israel-wells-with-stena-drillship>.
6. Ministry of Energy and Infrastructure. – URL: https://www.gov.il/he/departments/ministry_of_energy/govil-landing-page.
7. Office of the Chief Economist. Department of Industry, Science and Resources. – URL: <https://www.industry.gov.au/office-chief-economist>.
8. Pekic S. EnergyQuest: December 2020 Australian LNG exports up / Offshore Energy, January 19, 2021. – URL: <https://www.offshore-energy.biz/energyquest-december-2020-australian-lng-exports-up>.
9. Suncor aims for early 2023 production restart for Terra Nova FPSO. – URL: <https://www.cbc.ca/news/canada/newfoundland-labrador/terra-nova-return-spain-1.6674393>.
10. West White Rose project reactivated offshore Canada / Offshore, May 31, 2022. – URL: <https://www.offshore-mag.com>

field - development / article / 14277410 / west - white - rose - project - reactivated - offshore-canada.

11. White Rose Expansion Project, Newfoundland, Canada / Offshore Technology, June 21 2022. —

URL: <https://www.offshore-technology.com/projects/white-rose-expansion>.

12. White Rose Oil and Gas Field, Canada / Offshore Technology, June 27, 2022. — URL: https://www.offshore-technology.com/projects/white_rose.