

Морской нефтегазовый сервис: мировые тенденции и российские задачи

А.К. Криворотов

УДК 338.4+672

DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2024-2-29-46

Аннотация. С начала XXI века нефтегазодобыча на мировом шельфе переживает глубокую технологическую трансформацию, создающую новые, емкие и динамичные рынки для сервисной отрасли. В статье охарактеризованы ключевые тенденции – строительство крупнотоннажных комплексных судов, бесплатформенное освоение месторождений с донным заканчиванием скважин, внедрение низкоуглеродных решений, конверсия нефтегазовых технологий для шельфовой ветроэнергетики, цифровизация всех операций. Растущее применение беспилотных средств в четырех средах (воздух, поверхность, толща и дно моря) создает для отрасли как невиданные возможности, так и новые серьезные угрозы, включая террористические. В России шельфовая и соответствующая сервисная индустрии не получили большого развития в силу исторических и субъективных причин, включая слабую промышленную политику. Сохраняется высокая зависимость от импорта, особенно ставшая заметной в условиях западных санкций. В таких обстоятельствах сервисным предприятиям следует ориентироваться на критическое импортозамещение и освоение смежных рынков, включая беспилотные технологии.

Ключевые слова: нефтегазодобыча; шельф; инновации; платформы; ПДК; низкоуглеродный переход; ветроэнергетика; беспилотные системы; санкции; локализация

Введение

С начала XXI века мировая нефтегазовая промышленность вступила в качественно новый этап развития, характеризующийся резким повышением ее наукоемкости, коренной модернизацией на базе прорывных технологий. Современное лицо отрасли определяют широкое применение трех- и четырехмерного моделирования («цифровых двойников») месторождений, горизонтального бурения, «умных» и многозабойных скважин, систем искусственного интеллекта и кибербезопасности, широкой гаммы специализированных буровых и цементных растворов и др.

Нефтяные и газовые платформы на шельфе¹, с их высокой концентрацией сложных и опасных производств в ограниченном объеме, традиционно воплощали самые передовые решения своего времени. В новых условиях

¹ В настоящей статье мы трактуем слово «шельф», как принято в нефтегазовой отрасли, относя к нему все пространства, покрытые водой и разрешенные к разработке. Такое понимание шельфа шире геологического и юридического, ориентировано на практические нужды отрасли.

морской нефтесервис лишь укрепил свой статус инновационного лидера, активно внедряя не только прогрессивные общепромышленные методы, но и целые семейства специфически шельфовых технологий.

Настоящая статья не претендует на исчерпывающий анализ трансформационных процессов, которые только набирают обороты. Наша задача – обрисовать наиболее интересные глобальные тенденции и на этом фоне оценить перспективы отечественного нефтесервиса.

Разведка и добыча: дальше в море, крупнее, глубже

Центральное место на морском нефтесервисном рынке занимает обслуживание геологоразведки и добычи, которое становится всё более разветвленным. В современной мировой практике применяются многочисленные типы шельфовых установок, рассчитанные на различные задачи и глубины моря – стационарные, полупогружные, самоподъемные платформы, буровые и добычные суда. Для их обслуживания применяются специализированные суда примерно сорока различных классов: строительные, водолазные, пассажирские (для перевалки), ремонтные, суда снабжения и обеспечения, буксиры – постановщики якорей, трубо- и кабелеукладчики, челночные танкеры и др. Концентрация флота, однако, достаточно высока. Например, на конец 2021 г. в мире насчитывалось 723 морских буровых установок всех классов, но 44% из них приходилось на первую десятку компаний; первое место удерживала китайская COSL с 56 единицами флота [Edralin, 2022].

Параллельно с этим растет применение крупнотоннажных комплексных добычных судов, на борту которых размещается вся стоимостная цепочка вплоть до отгрузки готовой продукции. В нефтяной промышленности они называются плавучими системами добычи, хранения и отгрузки (в русскоязычных текстах часто встречается английское сокращение FPSO, от Floating Production, Storage and Offloading unit). Самое первое судно такого рода было введено в эксплуатацию компанией Shell еще в 1977 г., но реальный прорыв случился в XXI веке. Преимуществами FPSO являются возможность работы далеко в открытом море, отсутствие потребности в транспортировке на берег и строительстве глубоководных нефтеналивных портов, а в случае шельфа Западной Африки – еще и недосыгаемость для преступных группировок, регулярно нападающих на сухопутные нефтепромыслы и суда в прибрежной зоне.

По подсчетам отраслевых специалистов, в июле 2005 г. в мире насчитывалось 99 действующих и 4 незанятых нефтяных FPSO, еще 12 находились в процессе постройки или модернизации. На начало декабря 2022 г.

эти цифры составляли уже 163, 16 и 30 единиц соответственно². Наибольшая доля (46 действующих и 14 заказанных) приходилась на шельф Бразилии, где интенсивно осваиваются удаленные от берега подсолевые месторождения. Характерными тенденциями развития флота являются увеличение габаритов FPSO и емкостей их нефтехранилищ, освоение всё больших глубин, рост доли специально сконструированных судов (а не перестроенных из других классов), снижение их углеродного следа.

В газовой промышленности аналогично появились плавучие заводы СПГ (англ. Floating LNG units, FLNG), где совмещены добыча, подготовка, сжижение природного газа, хранение его в криогенных резервуарах и погрузка в газозовы. Первое судно этого класса Prelude FLNG, способное производить 3,6 млн т СПГ в год, работает под контролем компании Shell на шельфе Австралии с 2018 г.³ Имея длину около 250 м и массу 600 тыс. т, оно до недавнего времени было самым тяжелым плавучим объектом в истории (комплекс ПАО «НОВАТЭК» – ТЛ-1 для Ямал-СПГ-2 только в 2023 г. превзошел его характеристики). В настоящее время в мире действуют пять судов FLNG совокупной производительностью 12,1 млн т, но, по расчетам аналитической компании Westwood, к 2027 г. этот показатель вырастет уже до 30,3 млн т (из них свыше половины – в Африке), создавая подрядчикам рынок в 13 млрд долл. США. Кроме того, в 2023–2027 гг. ожидаются инвестиции общей стоимостью 22 млрд долл. о строительстве новых судов совокупной мощностью 36,5 млн т СПГ в год⁴.

Параллельно с этим наблюдается и обратная тенденция – донное заканчивание скважин, когда на месторождении действуют лишь компактные подводные добычные комплексы (ПДК), установленные непосредственно на морском дне. Первые эксперименты такого бесплатформенного освоения предпринимались в начале 1990-х гг. С тех пор донные технологии постоянно прогрессируют по всем параметрам – глубине погружения, удаленности от берега и сложности выполняемых операций, меняя морскую нефтегазодобычу минимум по трем направлениям.

² Nutter T., Albaugh K. Worldwide Survey Of Floating Production, Storage And Offloading (FPSO) Units // Offshore. 2005. August. Supplement poster; Boggs D., Albaugh E.K., Paganie D., Donnell M. Worldwide Survey... // Offshore. 2022. November-December. Supplement poster.

³ Inside Prelude FLNG. URL: <https://www.shell.com/what-we-do/major-projects/prelude-flng.html>

⁴ Adeosun M. Westwood Insight – FLNG market emerges from the doldrums, with \$35bn EPC contract award value forecast 2023–27. URL: <https://www.westwoodenergy.com/news/westwood-insight/westwood-insight-flng-market-emerges-from-the-doldrums-with-35bn-epc-contract-award-value-forecast-2023-27>

Прежде всего, кардинально удешевляется процесс освоения в традиционных шельфовых районах. На место былых гигантских металлических и бетонных платформ стоимостью в миллиард «тогдашних» долларов и выше, с экипажами в сотни человек, приходят сравнительно небольшие, высотой в несколько метров, донные модули, дистанционно управляемые с берега. При этом элиминируются все расходы и риски, связанные с человеческим фактором. Подобные технологии особенно актуальны для зон с интенсивным судоходством или ледовым покрытием.

Сравнительная дешевизна донных установок делает возможным освоение небольших, в том числе сателлитных месторождений, которые прежде были бы нерентабельны. Типичный современный проект в норвежском секторе Северного моря – малое месторождение, освоенное донным заканчиванием, с подводным трубопроводом к близлежащей действующей платформе. Тем самым решаются сразу две задачи: более полное использование ресурсного потенциала шельфа и продление эксплуатации платформ и трубопроводной инфраструктуры по мере снижения добычи на старых месторождениях. Для таких проектов в Норвегии установлен упрощенный порядок выдачи государственных разрешений, что заметно сокращает сроки и административные издержки освоения. Появился и новый, перспективный вид бизнеса, связанный с капитальной реконструкцией и обслуживанием действующих платформ.

Бесплатформенным способом могут осваиваться месторождения и в новых районах, с прокладкой трубопровода сразу на берег. По нему из скважин транспортируется нестационарный разнородный поток (нефть, газ, конденсат, вода, сернистые соединения, механические примеси и др.), что повышает эксплуатационные риски и предъявляет особые требования к качеству машинного моделирования. В настоящее время действует рекорд дальности многофазного потока в 157 км, установленный в 2007 г. на газовом месторождении Снёвит («Белоснежка») на норвежском шельфе Баренцева моря. Единственный пример бесплатформенного освоения в России – Киринское месторождение на шельфе Сахалина (2013 г.), донное оборудование для него поставила норвежско-американская FMC Kongsberg.

Распространение донных технологий позволило нефтяникам выйти и на сверхглубоководные (километр и более) районы, где немыслима установка стационарных платформ. При этом подводное оборудование подвергается давлению в сотни атмосфер, а его обслуживание и ремонт на таких глубинах физически невозможны, что предъявляет к качеству проектирования и исполнения требования, сравнимые с космическими.

Тем не менее уже с марта 2010 г. в Мексиканском заливе работает, например, добычный проект Пердидо («Затерянный»). В точке с глубиной моря 2450 м установлена плавучая платформа типа SPAR, нижнее строение которой представляет собой огромную стальную трубу-поплавок высотой 170 м, закрепленную тросами к морскому дну. Платформа рассчитана на прием до 5 млн т нефти и 2 млрд м³ газа в год с трех близлежащих месторождений (Грейт Уайт, Сильвертип и Тобаго), расположенных в радиусе 48 км от нее в районах с глубинами моря 2300–2800 м. С сентября 2019 г. реализуется уже вторая фаза Пердидо – освоение вновь открытого сателлитного месторождения Блэктип. В декабре 2023 г. оператор проекта, компания Shell Offshore, объявила о решении пробурить к апрелю 2025 г. дополнительно три скважины для увеличения добычи нефти⁵.

Состав подрядчиков четко демонстрирует специфику шельфовой сервисной отрасли, где для каждой уникальной операции обычно имеется лишь узкий круг потенциальных исполнителей, причем с глобальным характером деятельности. Поставку корпуса-поплавок «под ключ» выполнила компания Technip (Франция), причем его изготовление велось в Финляндии, на родине технологии SPAR. Верхнее строение платформы проектировала компания Alliance Engineering, а строила – Kiewit Offshore (обе – США), морскую транспортировку и монтаж осуществила голландская Heerema Marine Contractors, обладатель уникальных сверхтяжелых плавкранов. Подводный добычный комплекс поставила FMC Technologies, гибкие трубы и шлангокабели – американская McDermott International⁶. В 2017 г. состоялось слияние FMC Technologies и Technip в отраслевой гигант с годовым оборотом около 7 млрд долл. США.

Норвежское газовое месторождение Ормен Ланге, освоенное в 2007 г., стало прорывным бесплатформенным проектом на глубинах моря в 1 тыс. м. Оттуда многофазный поток поднимается по крутому, как лыжный трамплин, склону на 800 м и далее почти 120 км идет по мелководью [Nagell, 2007]. В настоящее время на месторождении, в связи с падением пластового давления, монтируется подводный компрессор – еще одна примета сегодняшнего дня.

⁵ Shell Offshore announces FID for Perdido in US Gulf of Mexico. URL: <https://www.offshore-technology.com/news/shell-offshore-fid-for-perdido/>

⁶ Perdido Deepwater Oil and Gas Development. URL: <https://www.nsenenergybusiness.com/projects/perdido-deepwater-oil-and-gas-development/#>

Шельф и низкоуглеродный переход

Мощный рост внимания к проблемам глобального потепления, подстегиваемый масштабными международными инициативами вроде Парижского соглашения 2015 г. и Климатического саммита 2021 г., оказывает столь же глобальное давление на нефтегазовую отрасль. Эти процессы особенно заметны в Европе, Канаде и США (при демократах), но уже сказываются и на деятельности нефтяных компаний стран Персидского залива, Юго-Восточной Азии, Южной Америки. В ходе 28-й Конференции сторон Парижского соглашения в Абу-Даби (ноябрь-декабрь 2023 г.) была принята Хартия декарбонизации нефти и газа, которая предусматривает добровольные обязательства нефтяных компаний перейти к углеродной нейтральности не позднее 2050 г., а также практически устранить эмиссии метана в атмосферу и сжигание газа на факелах до 2030 г.⁷ На тот момент к Хартии присоединились 30 государственных компаний и 20 частных (включая российский «Лукойл»), представляющие свыше 40% мировой добычи⁸.

Мировой шельфовый сервис адаптируется к изменившейся обстановке по нескольким направлениям.

Во-первых, активно снижается «углеродный след» собственно морской нефтегазодобычи, на которую в мире приходится около 1/10 всех выбросов парниковых газов, а в той же Норвегии – около половины. В частности, проводятся активные эксперименты по сжиганию газа на платформах не на открытых факелах⁹, а в закрытых камерах с улавливанием CO₂ и обратной закачкой его в пласт. Другой вариант – перевод шельфовых платформ с газовых генераторов на «зеленую» электроэнергию, подаваемую по кабелю с берега или, что особенно «модно», – с расположенных рядом морских ветроэнергетических установок (ВЭУ).

Электрификация затронула и донные объекты. Уже с 2016 г. на северо-норвежском месторождении Осгард успешно эксплуатируется первый подводный электрический компрессор. В 2013 г. стартовал совместный проект шведско-швейцарского инжинирингового лидера АВВ и трех нефтяных компаний – Chevron (США), Total (ныне Total Energies,

⁷ Oil & Gas Decarbonization Charter. URL: <https://prod-cd-cdn.azureedge.net/-/media/Project/COP28/COP28-OG-Decarbonization-Charter.pdf>

⁸ Oil & Gas Decarbonization Charter launched to accelerate climate action. URL: <https://www.cop28.com/en/news/2023/12/Oil-Gas-Decarbonization-Charter-launched-to-accelerate-climate-action>

⁹ На современной платформе обязательно горит факел, готовый принять на себя весь газ в случае аварии на ее борту или на газопроводе.

Франция) и Statoil (ныне Equinor, Норвегия) стоимостью 100 млн долл. США. Его целью было создание системы, способной подавать на шельф электроэнергию мощностью до 100 МВт на расстояния до 600 км, при сохранении работоспособности на глубинах до 3 тыс. м и на срок до 30 лет без технического обслуживания¹⁰. Первый результат АВВ продемонстрировала в конце 2019 г., когда опытная аппаратура преобразования и распределения электрического тока на морском дне прошла испытания на мелководье, бесперебойно проработав 3 тыс. часов. По расчетам компании, выполненным на примере конкретного месторождения, электрификация восьми донных агрегатов (таких, как компрессоры и насосы) с берега по 200-километровому кабелю сокращала стоимость освоения более чем на 500 млн долл. США [Mulligan, 2020].

Во-вторых, формируются новые подотрасли – шельфовое захоронение парниковых газов, поставки соответствующих оборудования и услуг. Закачка газов может осуществляться как в специально определенные коллекторы, так и на действующие месторождения, попутно позволяя поддерживать в них пластовое давление. Как подчеркивают специалисты, ключевое значение для снижения стоимости таких проектов имеет цифровизация: разработка универсальных программных платформ, моделирование потоков углекислоты в газопроводах, создание «цифровых двойников» хранилищ и др. [Laurson, 2024].

На европейском шельфе работают пока два таких проекта, оба в Норвегии, в стадии реализации находится третий. На шельфе Великобритании выданы 27 соответствующих лицензий, из них 21 – в 2023 г.

В контексте снижения экологического «следа» нефтегазодобычи необходимо также упомянуть услуги по безопасному демонтажу отслуживших шельфовых платформ и установок. В зрелых морских провинциях они сформировались в крупный бизнес – в минувшее десятилетие в мире ежегодно разбирают примерно по 200 платформ. В 2023 г. на наиболее представительной мировой конференции по шельфу Offshore Technology Conference в Хьюстоне была оглашена оценка консалтинговой компании IHS Markit: расходы на демонтаж в 2021–2030 гг. составят почти 100 млрд долл. США. Крупнейшие региональные рынки – шельфы Европы (33%), стран АТР (23%) и Северной Америки (17%) [Presley, 2023].

В-третьих, фирмы-поставщики нефтегазового оборудования, терпящая некую конверсию, активно переориентируются на нужды

¹⁰ ABB and Statoil collaborating to develop deepwater subsea power and control technologies. URL: <https://new.abb.com/oil-and-gas/case-studies/offshore/statoil-joint-industry-program>

возобновляемой энергетики. В Норвегии все региональные машиностроительные кластеры, работающие на шельф, уже заменили в своих названиях слово «нефть» на широкое «энергия». Рынок весьма перспективен, поскольку шельфовые ВЭУ имеют ряд преимуществ перед наземными: отличаются большей мощностью (на море ветра сильнее, а лопасти могут быть крупнее), не занимают дефицитных сельскохозяйственных земель, их гул и массивный вид не создают дискомфорта для соседей. В этой связи за рубежом наблюдается бурный рост морской ветрогенерации, наиболее заметный в Северном, Балтийском морях, у побережья КНР и отдельных штатов США (например, Калифорнии и Нью-Йорка). Власти Нидерландов, Норвегии, ФРГ объявили о планах через несколько лет наладить на базе энергии ВЭУ безуглеродное шельфовое производство водорода и аммиака.

Морские ВЭУ, как и нефтяные платформы, могут устанавливаться как на стационарных, так и на плавучих основаниях; только последнего типа, по состоянию на конец 2023 г., уже насчитывалось около 120 проектов. Крупнейший в мире ветропарк Hornsea Offshore Wind Farm, запущенный в августе 2022 г. на британском шельфе, имеет мощность 1,3 ГВт, что достаточно для покрытия потребностей 1,4 млн домохозяйств. Самый мощный плавучий парк Nuwind Tampen (88 МВт) сооружается у берегов Норвегии для электрификации платформ на трех соседних месторождениях.

Размеры и единичная мощность морских ВЭУ неуклонно возрастают, чтобы можно было максимально использовать экономию на масштабах. В 2024 г. компания Siemens Gamesa (ФРГ) приступила к производству гондол для ВЭУ мощностью 14 МВт. В этой связи появляется новый класс судов, специально предназначенных для установки, обслуживания, а позднее и демонтажа крупных шельфовых ветряков¹¹.

В Великобритании под эгидой правительства учрежден специальный Форум по вопросам совместного базирования объектов ветроэнергетики и захоронений углерода на шельфе¹². Данная инициатива весьма актуальна в плане рационального использования морского дна, а также синергетических эффектов, учитывая, что к 2030 г. страна планирует установить на море ветропарки общей мощностью 50 ГВт и ежегодно закачивать в недра по 20 млн т углекислого газа. В конце ноября 2023 г. объявлено

¹¹ *Cavalic A.* The next step for offshore wind and the role of vessels specifically designed for floating offshore wind. URL: <https://www.offshorewind.biz/2023/11/21/the-next-step-for-offshore-wind-and-the-role-of-vessels-specifically-designed-for-floating-offshore-wind/>

¹² Offshore Wind and CCUS Co-Location Forum. URL: <https://www.thecrownestate.co.uk/our-business/marine/osw-and-ccus-co-location-forum>

о запуске двух пилотных проектов в Северном и Ирландском морях для оценки потенциальных возможностей и рисков такого совмещения¹³. Основным методом исследования при этом служит съемка и интерпретация сейсмических данных, к подготовке первого отчета были привлечены свыше 60 нефтяных и сервисных компаний, а также Университет Абердина (Шотландия) [Seismic..., 2023].

Роботизация на море

Стремительно набирающие популярность беспилотные аппараты (дроны) активно применяются и на шельфе, причем во всех средах: в воздухе, на поверхности и в толще воды, на морском дне.

Для общего обозначения работ, подлежащих автоматизации с помощью роботов, в мировой практике сложилось правило «четырех D», от англ. dangerous, distant, dull and dirty. По-русски их можно, видимо, назвать четырьмя «о» – опасные, отдаленные, однообразные и отвратительные (особо грязные). На шельфе роботы могут быть пригодны для широкого круга задач: мониторинга оперативной, экологической и метеообстановки; доставки грузов; осмотра труднодоступных мест верхних и нижних строений платформ, подводных трубопроводов и иных объектов; обнаружения и локализации утечек газа и др. [Hurtado, 2022].

По оценкам консалтинговой компании Roland Berger, применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) способно сократить время обследования буровой установки на 90%, а общую продолжительность ее технического обслуживания – с восьми недель до пяти дней [Johnson, 2023]. При этом осмотр может выполняться с помощью не только обычных видеокамер, но и инфракрасных, ультразвуковых сенсоров, лидаров, газоанализаторов и др., в связи с чем нефтяники отдают предпочтение аппаратам со съемной «начинкой».

Возможности применения БПЛА для доставки небольших грузов на шельфе активно прорабатывает лидер норвежской энергетики Equinor. По ее заказам в августе 2022 г. компания Nordic Unmanned уже проводила опытные перелеты дистанционно управляемых дронов между соседними платформами в Северном море¹⁴, а в сентябре 2023 г. британская

¹³ *Biogradlija A.* UK initiates offshore wind and CCS integration projects. URL: <https://www.industryandenergy.eu/ccus/uk-initiates-offshore-wind-and-ccs-integration-projects/>; *Memija A.* UK Offshore Wind and CCS Colocation Projects Kick Off. URL: <https://www.offshorewind.biz/2023/11/28/uk-offshore-wind-and-ccs-colocation-projects-kick-off/>

¹⁴ *Wikøren P.E.* Equinor og Avinor i samarbeid om UTM offshore – snart vil tusenvis av dronflyvinger skje offshore. URL: <https://www.uasnorway.no/equinor-og-avinor-i-samarbeid-om-utm-offshore-snarpt-vil-tusenvis-av-dronflyvinger-skje-offshore/>

Skyports выполняла полеты полностью автоматических беспилотников с берега на месторождение Гюльфакс по маршруту длиной 180 км, с промежуточной посадкой на платформе Тролль для замены аккумулятора. Оба испытания продемонстрировали наличие ряда практических и правовых проблем, однако Equinor надеется уже с 2026–2027 гг. развернуть надежную систему управления дронами и принять их в регулярную массовую эксплуатацию¹⁵.

Специфично шельфовым сегментом стали телеуправляемые необитаемые подводные аппараты (ТНПА), позволяющие заметно сократить потребности в опасных водолазных работах. Они могут применяться для широкого круга хозяйственных, военных и научных задач, но особенно востребованы у нефтяников и в покрытых льдом арктических водах. Наиболее ходовыми являются легкие (массой 3–20 кг) и средние (21–120 кг) аппараты, применяемые для осмотра подводных объектов, картографирования и др. Тяжелые устройства, масса которых может достигать 5 т, применяются во вспомогательных буровых, ремонтно-строительных, погрузочных операциях.

Автономные аппараты дороже телеуправляемых (поставляются по цене 2–6 млн долл. за штуку), но могут работать на глубинах до 3 тыс. м и, например, проводить инспекции трубопроводов в два-три раза быстрее, существенно экономя время. По оценкам западных аналитиков, мировой рынок подводных роботов в ближайшие годы будет устойчиво расти в диапазоне 7,8–11,5% ежегодно и к 2030 г. достигнет емкости примерно в 7 млрд долл. США, наибольший спрос ожидается в Европе¹⁶.

Широкое распространение беспилотной техники, однако, чревато рисками как производственных инцидентов, так и злонамеренного ее применения. События последних двух лет – диверсии против «Северных потоков», украинские обстрелы платформ «Черноморнефтегаза» и атаки безэкипажных боевых катеров по Крымскому мосту, угрозы «Хезболлы» израильским шельфовым установкам, дроновые атаки хуситов в Красном море – создали новую реальность, когда объекты критической инфраструктуры на море, включая его дно, становятся вполне допустимыми и физически достижимыми целями военных и террористических акций.

¹⁵ *Torgersen H.O.* Dette er selskapet som flyr droner offshore for Equinor. URL: <https://www.uasnorway.no/dette-er-selskapet-som-flyr-droner-offshore-for-equinor/>

¹⁶ *AUV & ROV Market – Global Industry Analysis (2019–2022), Growth Trends, and Market Forecast (2023–2030)*. (2023). Dublin, Research and Markets. 195 p.

Bali, V. (2023). *Offshore ROV Market Report 2024*. Chicago, Cognitive Market Research. vii, 256 p.

Данная проблематика активно обсуждается на зарубежных сайтах морской и военно-промышленной тематики. Нефтегазовые платформы привлекают особое внимание специалистов как объекты, важные для национального престижа и энергетической безопасности, имеющие высокую единичную стоимость и при этом особо уязвимые для диверсий. Причем по темпам развития средства нападения, увы, пока опережают средства защиты.

Прогнозы развития отрасли

После 2014 г. мировой рынок морского нефтегазового сервиса заметно «просел» из-за спада цен на нефть и газ, резко усугубленного антиковидными мерами 2020 г. Сейчас он переживает заметный подъем. По сведениям авторитетной норвежской консалтинговой компании Rystad Energy, за 2022 и 2023 гг. его емкость выросла на 7 и 16% соответственно, в 2024 г. ожидается прирост еще на 17%. В целом за 2021–2027 гг. он должен подняться примерно с 200 до 300 млрд долл. США. Наиболее активный рост ожидается в секторах сейсморазведки, бурения, донного заканчивания и ветроэнергетики. Доля последней составляет сейчас около 19% всех закупок, а к концу десятилетия вырастет почти до половины.

В 2024 г. по инвестициям на шельф будет лидировать КНР (около 35 млрд долл. США), затем с большим отрывом следуют Бразилия, Норвегия, Саудовская Аравия, США, Великобритания, ОАЭ, Катар, Мексика. У Китая и Великобритании свыше половины закупок придется на объекты ветроэнергетики. Ожидается, что 2024 г. станет первым годом массового запуска сверхкрупных морских ВЭУ мощностью по 12–14 МВт – 280 шт. против единичных примеров в минувшие годы [Hale, 2024; Offshore services, 2023].

Отметим, что большие надежды, которые всего полтора десятилетия назад связывались с Арктикой и ее шельфом (и по сей день часто озвучиваются политиками и журналистами), в целом не оправдались. Лишь Россия на суше и Норвегия на море демонстрируют сильную политическую волю к дальнейшему продолжению разведки и разработки углеводородов, и лишь Россия имеет реальные масштабные планы освоения, выходящие за горизонт 2024 г. В США и Канаде федеральные власти, невзирая на возражения северян, жестко продавливают «низкоуглеродную экономику»; Исландия и Гренландия в условиях низкого интереса нефтяников к их шельфам отказались от продолжения геологоразведки. Наряду с ожидаемым «пиком спроса на нефть» можно предположить, что арктические ресурсы, цитируя старшего партнера той же Rystad Energy П.М. Нюсвеена, «подвергнутся риску первыми и в наибольшей степени»¹⁷.

¹⁷ Из письменного ответа на запрос автора (2021 г.).

Россия

На прогнозных графиках Rystad Energy Россия выделена особо (на том же таксономическом уровне, что Европа или Азия), хотя занимает в них скромное место: капитальные затраты на освоение отечественного шельфа в 2021–2024 гг. оцениваются в стабильные 4–4,5 млрд долл. США в год. Возможно, за основу взят инерционный сценарий: цифры по нашей стране, в отличие от других регионов, в тексте не обоснованы.

Под эти объемы в России имеются отдельные нишевые нефтесервисные производства. Например, астраханская верфь «Красные баррикады» участвовала в строительстве платформ для Каспия, верфи Санкт-Петербурга поставляли специализированные суда. В Мурманской и Архангельской областях действуют созданные изначально с ориентацией на Штокмановский проект региональные ассоциации «МурманШельф» и «Созвездие». В Мурманске работают такие прославленные предприятия, как «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» и «Арктикморнефтегазразведка». Там же под проект «Арктик СПГ 2» был создан уникальный Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС), достойная загрузка которого заказами представляется перспективной задачей, по своей значимости выходящей далеко за рамки региона. Архангельская область более всего знаменита своим судостроением, в первую очередь северодвинскими Севмашпредприятием (где, в частности, почти с нуля строилась платформа «Приразломная») и верфью «Звездочка».

Формирование же в России полноценного морского нефтегазового сервисного кластера не представляется актуальным, прежде всего, в силу узости и неразвитости внутреннего рынка, в то время как выход на внешние рынки крайне затруднен как по политическим причинам (особенно на Западе), так и в силу описанной острой конкуренции с мощным интеллектуальным компонентом (повсеместно).

Масштабные планы освоения континентального шельфа России, принятые в 2014 г., на данный момент реализованы в малой степени. Имеются проекты «Лукойла» на Каспии (месторождения им. Филановского и Юрия Корчагина) и на Балтике (платформа Д-6, или Кравцовская), единственное на арктическом шельфе России действующее месторождение Приразломное («Газпром нефть», Печорское море), а также освоенные до 2014 г. месторождения «Черноморнефтегаза» в Черном и Азовском морях. На дальневосточном шельфе действуют два сахалинских СРП и Киринское месторождение.

Крупнейшие отечественные шельфовые проекты в Арктике заморожены десятилетие назад: Штокмановский («Газпром», Total и Statoil) – в 2012 г.

из-за фактического закрытия целевого для него рынка США, освоение Карского моря («Роснефть» и ExxonMobil) – в 2014 г. из-за введенных тогда санкций США. В настоящее время на шельфе России идет освоение лишь одного месторождения – Каменномысское-море в Обской губе. Оператор проекта – «Газпром», к работе привлечены предприятия Астрахани, Калининграда, Северодвинска.

Шельфовые недропользователи продолжают бурение разведочных скважин, открывают новые месторождения, включая уникальные газоконденсатные имени В.А. Динкова (2018 г., «Газпром») и маршала Рокоссовского (2020 г., «Роснефть»). Однако новых добычных проектов в обозримом будущем ожидать едва ли придется в свете проблем с реализацией уже добываемых объемов нефти и газа, а также сохраняющейся зависимости от импортных шельфовых технологий.

С этой точки зрения характерен пример со строительством полупогружных буровых платформ «Полярная звезда» и «Северное сияние» для освоения Штокмановского месторождения. Тендер по этому проекту в 2007 г. выиграл Выборгский судостроительный завод. Однако в итоге в Выборге были построены лишь плавучие основания платформ – массивные, но технически наименее сложные узлы. Затем их отбуксировали в южнокорейский порт Кодже на верфи Samsung Heavy Industries, которая изготовила и установила верхние строения¹⁸.

Распоряжением Правительства РФ от 12 апреля 2012 г. № 443-р¹⁹ Минпромторгу, Минэнерго и Минэкономразвития России было поручено «разработать до 20 ноября 2012 г. стратегию локализации производства оборудования и развития нефтегазосервисного сектора в качестве необходимого условия реализации шельфовых проектов». Проект стратегии, вполне умеренный, был в установленный срок направлен Минпромторгом в Правительство²⁰.

Однако первым известным нам реально утвержденным документом на эту тему стал Приказ того же министерства лишь от 31 марта 2015 г. № 645²¹, уже в условиях санкций утвердивший План мероприятий

¹⁸ Операция наплыва верхнего строения буровой платформы «Северное Сияние» на нижнее основание завершена в Южной Корее. URL: <https://portnews.ru/news/59471/>

¹⁹ Собрание законодательства Российской Федерации. 2012. № 16. Ст. 1892.

²⁰ Попов Е., Солодовникова А., Мельников К. Бурите отечественным. «Газпрому» и «Роснефти» навязывают российское оборудование для шельфа // Коммерсантъ. 2012. № 231. 06 декабря.

²¹ В официальную рассылку не поступал. В настоящее время действует редакция от 7 июня 2016 г.

по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации. Согласно плану, доля импорта в потреблении (импортная зависимость) по технологическому оборудованию для плавучих буровых и судов в 2014 г. равнялась 80%, и ставилась задача к 2020 г. вывести ее на уровень не выше 60%. По остальным видам шельфовой техники (ПДК, устьевое оборудование, специализированные суда) данный показатель должен был снизиться с 90% минимум до 70%.

В период до 2022 г., несмотря на некоторый застой в освоении шельфа, по его тематике выходили многочисленные работы [Кондратьев, 2016; Инновационные факторы..., 2019; Володина, 2020 и др.]. Начиная с 2021 г. представители правительства и отраслевые аналитики выступают с разноречивыми оценками реальных успехов локализации в нефтегазовом сервисе, но все пока сходятся во мнении, что в наиболее сложных сегментах зависимость сохраняется²². По шельфу, например, на ноябрь 2022 г. она оценивалась в 68%. И, по вполне понятным причинам, основные усилия по локализации сейчас будут сосредоточены не в области морских технологий.

Что в этих условиях, на наш взгляд, может и должна делать отечественная шельфовая нефтесервисная индустрия?

Во-первых, заняться критическим импортозамещением в целях обслуживания и ремонта уже действующих объектов. Здесь можно, к примеру, упомянуть усилия ООО «Газпром 335» (специализированное дочернее общество «Газпрома») по проектированию ПДК для Киринского и потенциально других месторождений [Крылов и др., 2018]. На параллельный импорт, на наш взгляд, в долгую полагаться не стоит, поскольку он сопряжен с дополнительными затратами средств и времени, уязвим для вторичных санкций (что сейчас наблюдается с флотом для «Арктик СПГ-2») и, главное – не устраняет технологической зависимости как таковой.

Особо отметим, что импортозамещение требуется не только «в металле», но и в сфере бизнес-услуг: страховых, брокерских, юридических, проектного управления и др. Потребность в них невиданно обострилась в условиях санкций и переориентации внешнеторговых потоков на шельфе.

Во-вторых, следует, по примеру зарубежных сервисных компаний, комплексно подходить к проблеме, ориентируясь на нужды достаточно

²² См., напр.: Доля импортного оборудования в разных сегментах ТЭК варьируется от 25% до 90%. Новак. URL: <https://oilcapital.ru/news/2023-09-20/dolya-importnogo-oborudovaniya-v-raznyh-segmentah-tek-variruetsya-ot-25-do-90-novak-3047190>; Что не так с импортозамещением в нефтесервисном секторе? URL: <https://www.angi.ru/news/2899058-Что%20не%20так%20с%20импортозамещением%20в%20нефтесервисном%20секторе/>

широкого круга морских потребителей. Сейчас он включает в себя не только судовладельцев или порты (которые, кстати, строятся практически под каждый крупный инвестпроект на Севморпути). Это также плавучие атомные тепловые электростанции – запущенная в 2019 г. на Чукотке «Академик Ломоносов» и строящаяся для Баймского ГОКа на севере Якутии, морские установки сжижения газа для проекта «Арктик СПГ 2», планируемые ветропарк в Белом море и плавучая обогатительная фабрика для шахты «Павловская» на Новой Земле и др. [Котов, 2022].

Ставку, видимо, надо делать на разработку прогрессивных технологий универсального или двойного назначения, где можно «подтянуть» и таких крупных заказчиков, как Минобороны и Росатомфлот. Назовем, в частности, строительство и ремонт многоцелевых и научно-исследовательских судов, портовых сооружений, прокладка и обслуживание подводных трубопроводов и кабелей, прикладное программное обеспечение (включая отраслевые приложения и средства кибербезопасности), низкоуглеродные технологии, картографирование, лакокрасочные покрытия, дноуглубление и др.

Упомянутые северные ассоциации нефтесервиса, по сути, уже идут по этому пути: «МурманШельф» позиционирует себя как «ассоциация подрядчиков арктических проектов». Архангельское «Созвездие» мощно подключилось к поставкам для «Ямал СПГ», а в 2019 г. сформирован и региональный Судостроительный кластер. Глава обеих организаций С.В. Смирнов сообщил, что их предприятия поставляли продукцию и услуги на ЦСКМС для «Арктик СПГ 2», изготавливают часть опорного основания платформы для Каменномысского-моря и предлагают рассмотреть возможности выполнить у себя ее интеграцию (сборку).

Архангельск, с его мощным портом и развитой промышленностью, стал крупным поставщиком транспортно-экспедиторских, общестроительных, судоремонтных услуг для новых проектов «НОВАТЭКа» на Ямале. Соответствующие переговоры ведутся с «Роснефтью» по «Восток Ойлу», с «Русской энергией» – по Сырадасайскому проекту. Небольшие частные верфи области строят для береговых арктических проектов вспомогательные суда (буксиры, драги, понтоны и др.).

В-третьих, особо выделим производство беспилотных аппаратов различного назначения, а также средств контроля обстановки вокруг морских объектов, обнаружения и, при необходимости – подавления несанкционированных действий беспилотных аппаратов. При этом, в отличие от наземных объектов, на море необходимо контролировать все четыре среды. Эта прорывная подотрасль, которая сейчас революционизирует всю экономику и военное дело, способна «вытянуть за собой» многие другие новые бизнесы:

крупное и малое машиностроение (включая аддитивное производство), мобильную связь, добычу и переработку редкоземельных металлов, разработку программного обеспечения и облачных вычислений и пр.

В целом же, если говорить о перспективах российского шельфа и сервисных отраслей, то вполне очевидно, что действующие планы составлялись в качественно иных условиях по источникам технологий, потенциальным рынкам сбыта и уровням террористической опасности. Причем в отсутствие внятной научной и промышленной политики освоение шельфа на основе этих планов угрожало вылиться не столько в расцвет сервиса, сколько в закрепление однобокой сырьевой специализации России.

В изменившейся обстановке и сами эти планы и тесно с ними связанные сценарии развития Севморпути, очевидно, требуют уточнения. Россия, как выражено континентальная держава, может вновь пойти своим особым путем, сосредоточиваясь на сухопутной сырьевой базе (в мире же в целом за минувшие двадцать лет доля морской нефтедобычи выросла примерно с 30 до 72%). Безусловно, освоение шельфа – важный элемент национального престижа, но главным критерием при оценке любых инвестиций, особенно с государственной поддержкой, должен быть их реальный совокупный эффект для экономики региона и всей страны.

Литература/References

- Володина И.Н.* Реализация политики импортозамещения и локализации при освоении нефтегазовых месторождений Арктики // Сфера. Нефть и газ. 2020. № 3–4. С. 48–54.
- Volodina, I.N. (2020). Implementing import substitution and manufacturing localization policies in Arctic oil and gas field development. *Sphere. Oil and Gas*. No. 3–4. Pp. 48–54. (In Russ.).
- Инновационные факторы в освоении арктического шельфа и проблемы импортозамещения / Под науч. ред. В.А. Цукермана. Апатиты: Изд-во ФИЦ КНЦ РАН, 2019. 80 с.
- Innovative drivers in Arctic shelf development and import substitution challenges* (2019). Ed. by V.A. Tsukerman. Apatity: Kola Research Center of RAS Publ. 80 p. (In Russ.).
- Кондратьев В.Б.* Политика локализации в нефтегазовой промышленности // Горная промышленность. 2016. № 3. С. 64–70.
- Kondratiev, V.B. (2016). Localization policy in oil and gas industry. *Russian Mining Industry*. No. 3. Pp. 64–70. (In Russ.).
- Котов А.В.* Перспективы развития ключевых арктических проектов РФ в условиях санкций // Научно-аналитический вестник ИЕ РАН. 2022. № 5. С. 113–123. DOI: 10.15211/vestnikieran52022113123

- Kotov, A.V. (2022). Prospects for the Development of Major Investment Projects in the Russian Arctic under Sanctions. *Scientific and Analytical Herald of the Institute of Europe RAS*. No. 5. Pp. 113–123. (In Russ.). DOI: 10.15211/vestnikieran52022113123
- Крылов П.В., Шарохин В.Ю., Выдра А.А., Кудряшова Е.С. Опыт проектирования отечественной системы сбора газа в рамках реализации стратегии импортозамещения в области производства оборудования для систем подводной добычи углеводородов // Газовая промышленность. 2018. № 1. С. 12–18.
- Krylov, P.V., Sharokhin, V. Yu., Vydra, A.A., Kudryashova, E.S. (2018). Experience of designing a domestic gas gathering system under import substitution strategy within subsea hydrocarbon production systems. *Gas Industry*. No. 1. Pp. 12–18. (In Russ.).
- Edralin, C. (2022). Ten largest offshore rig contractors control 44% of global fleet. *Offshore*. Vol. 82. No. 3. Pp. 14–15.
- Hale, M. (2024). Oil and gas capex to remain elevated, even grow marginally. *Offshore*. Vol. 84. No.1. Pp. 14–15.
- Hurtado, A. (2022). Offshore drone use faces challenges but offers more solutions. *Offshore*. Vol. 82. No. 4. Pp. 40–43.
- Johnson, C. (2023). Are drones in the pipeline? *HazardEx*. No. 3. P. 24–25.
- Laursen W. (2024). Digitalization is Drawing CCS a New Learning Curve. *Offshore Engineer*. Vol. 49. No. 1. Pp. 32–35.
- Mulligan, T. (2020). Powering the Seabed. *Offshore Engineer*. Vol. 45. No. 1. Pp. 38–42.
- Nagell, T.A. (2007). *Ormen Lange. Når det umulige blir mulig*. Oslo: Kom Forlag. 180 s.
- Offshore services set for rebound*. Whitepaper. Oslo: Rystad Energy (2023). 8 p.
- Presley, J. (2023). Offshore Decommissioning: Planning for the End at the Beginning. *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 75. No. 6. Pp. 18–21. DOI:10.2118/0623–0018-JPT
- Seismic Imaging within the UKCS Energy Transition Environment. Technical Report. Overview & Summary* (2023). L.: NSTA. 15 p.

Статья поступила 11.03.2024

Статья принята к публикации 13.03.2024

Для цитирования: Криворотов А.К. Морской нефтегазовый сервис: мировые тенденции и российские задачи // ЭКО. 2024. № 2. С. 29–46. DOI: 10.30680/ЕСО0131-7652-2024-2-29-46

Информация об авторе

Криворотов Андрей Константинович (Москва) – кандидат экономических наук, доцент. Московский государственный институт международных отношений МИД Российской Федерации, Одинцовский филиал, г. Одинцово; секретарь Совета директоров компании «Штокман Девелопмент АГ» (2008–2021 гг.).

E-mail: a.krivorotov@odin.mgimo.ru; ORCID: 0000–0001–8983–5378

Summary

A.K. Krivorotov

Offshore Oilfield Service: Global Trends and Russian Challenges

Abstract. The global offshore oil and gas industry has experienced a breakthrough technological transformation as of early 21st century, creating large, dynamic new markets of oilfield services. The article outlines some key trends, like building heavy FPSO and FLNG vessels, seabed completion, introduction of low carbon solutions, converting offshore petroleum technologies to serve wind power generation, and comprehensive digitization. The use of unmanned systems is increasing in four domains (air, sea surface, water, and seabed), posing the industry with both unparalleled opportunities and major new challenges, including terror threats. Offshore petroleum and service industries are underdeveloped in Russia due to an array of historical and subjective reasons, therein the weak industrial policy. The country is still heavily dependent on imported technologies, which has become clearly manifest once the Western sanctions were imposed. Under the circumstances, the oilfield service entities should concentrate on critical import substitution and expansion to similar markets, including notably unmanned technologies.

Keywords: *oil and gas industry; continental shelf; innovations; platforms; MPCs; low-carbon transition; wind power; unmanned systems; sanctions; local content*

For citation: Krivorotov, A.K. (2024). Offshore Oilfield Service: Global Trends and Russian Challenges. *ECO*. No. 2. Pp. 29–46. (In Russ.). DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2024-2-29-46

Information about the author

Krivorotov, Andrey Konstantinovich (Moscow) – Candidate of Economic Sciences, Associate Professor. Moscow State Institute of International relations (MGIMO) University, Odintsovo branch, Odintsovo; Secretary of the Board of Directors, Shtokman Development AG (2008–2021).

E-mail: a.krivorotov@odin.mgimo.ru; ORCID: 0000–0001–8983–5378