

УДК 332.14; 338.2 DOI: 10.14451/1.220.169

Перспективные концепции освоения арктических газоконденсатных месторождений на основе кластерного подхода в контексте обеспечения энергетической безопасности и современных векторов развития российской экономики

© 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.) Россия, Москва.
E-mail: vmshapoval2017@gmail.com

© 2023 **Симонов Владимир Валерьевич**

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

© 2023 **Дмитриев Константин Сергеевич**

ведущий специалист 2-й категории. Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А. П. Крылова (АО «ВНИИНЕФТЬ»). Россия, Москва.
E-mail: dm.kst@mail.ru

© 2023 **Холодильников Иван Дмитриевич**

магистрант. Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. Россия, Москва.
E-mail: kholodilov96@mail.ru

Ключевые слова: энергетическая безопасность, перспективные концепции, арктический регион, газоконденсатные месторождения, освоение, кластерный подход, приоритетное развитие, проблемы реализации, пути решения.

В статье проанализированы перспективные концепции освоения арктических газоконденсатных месторождений на основе кластерного подхода в контексте обеспечения энергетической безопасности и современных векторов развития российской экономики в условиях внешних ограничений, необходимости импортозамещения, а также стратегических направлений и приоритетов развития арктического региона. Выявлены проблемы реализации рассматриваемых концепций и предложены альтернативные решения их устранения.

Арктические газоконденсатные месторождения в последнее время привлекают все больше и больше внимания, как теоретиков, так и практиков. Исследуются самые разные вопросы: от стратегической значимости этих месторождений и их перспективы в будущем энергетическом балансе до практических концепций освоения газоконденсатных месторождений, особенностей их технической реализуемости и возможной эффективности.

Все чаще освоение указанных месторождений связывают с созданием кластеров, которые предполагают не только объединение газоконденсатных месторождений по ресурсному и географическому принципу, но также и создание производственно-промышленных объединений, и обеспечение цепочки поставок ключевого оборудования, услуг и техники.

Считаем необходимым проанализировать перспективные концепции освоения арктических газоконденсатных месторождений на основе кластерного подхода, выявить проблемы их реализации и, самое главное, найти альтернативные решения их устранения.

Согласно долгосрочному прогнозу McKinsey, пиковый спрос на газ ожидается в 2037 году, на СПГ в 2046 году [8]. Следует признать, что сегодня трудно прогнозировать дальнейшие перспективы после 2050 года, ввиду неопределенностей в развитии возобновляемых источников энергии (ВИЭ), доля которых в мировом энергобалансе неукоснительно увеличивается [6]. Но, основываясь только на фактических трендах потребления топлива для производства электроэнергии в странах ОЭСР с 1990 по 2019 годы (по данным Международного Энергетического Агентства), можно сделать вывод, что в энергетическом балансе будущего лидирующие роли будут принадлежать природному газу и ВИЭ (рис. 1) [7].

В прогнозе потребления атомной энергии учи-

тывается консервативный сценарий, включающий сокращение атомной электрогенерации после 2010 года, связанный с аварией на АЭС Фукусима. Но считаем, что нельзя исключать и пересмотра последствий аварии спустя десятилетия и возврата к поступательному росту атомной энергетики, наблюдавшемуся в период с 1990 по 2010 годы. Уголь и нефть для целей электрогенерации, скорее всего, изживут себя в течение ближайшего десятилетия.

Согласно данным того же Международного Энергетического Агентства, мировой спрос на газ с 2015 по 2022 год вырос примерно на 18%, и прогнозируется его рост до 2% в год до 2025 года [7]. В 2021 году мировой спрос на газ составил более 4 трлн м³, и около 3 трлн м³ без учета Северной Америки. К 2040 году спрос может превысить 5 трлн м³ и около 4 трлн м³ без учета Северной Америки [3].

Бесспорно, ресурсы Арктики стратегически важны для восполнения традиционных запасов углеводородов в условиях усиливающегося спроса. Потенциал арктического природного газа оценивается как 2,5–3% от общемирового потребления природного газа [8]. Инвестиции в арктические нефтегазовые шельфовые проекты до 2014 года не превышали 3 млрд долл. в год, наибольший вклад вносила Норвегия. В условиях усиливающейся политической и экономической турбулентности, влияющей на дорогостоящий и высокотехнологичный процесс освоения арктического шельфа, наметился существенный спад интереса к арктическим нефтегазовым ресурсам. Необходимость минимизировать риски заставляет замораживать проекты на длительный срок. Следовательно, для минимизации таких рисков требуется консолидация научно-технических, технологических и финансовых ресурсов [4].

Считаем необходимым сравнить перспективные концепции освоения арктических газоконденсатных месторождений, уже рассмотренные ра-

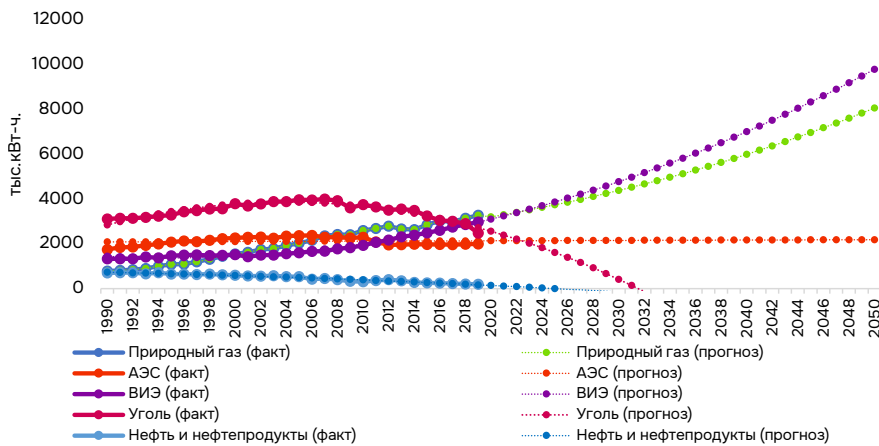


Рис. 1. Потребление видов топлива в странах ОЭСР для производства электроэнергии.

нее в статьях «Новый вектор в освоении Арктики» [5] и «Использование кластерного подхода освоения газовых месторождений Арктического шельфа» [2].

Начать, пожалуй, следует с особенностей создания подводного добычного комплекса. Помимо неоспоримых преимуществ, данная концепция содержит и ряд серьезных проблем, которые, как нам представляется, необходимо рассмотреть глубже.

Прежде всего следует признать тот факт, что в настоящий момент отсутствуют готовые «подводные» решения. Как известно, сегодня реализуется программа импортозамещения подводного оборудования, но текущих мощностей и уровня развития производственных цепочек недостаточно, чтобы закрыть полный спектр подводного оборудования и обеспечить поставки в промышленно значимых объемах фонтанных арматур, оконечных устройств, добычных манифольдов, систем управления, шлангокабеля. При масштабном освоении месторождений на западе приамальского шельфа потребуются обустройство инновационного производственного кластера в районе незамерзающего порта Мурманска, позволяющего осуществить поставки полного спектра оборудования. К сожалению, эта задача не может быть решена в ближайшие 10–15 лет, если не привлечь существенные инвестиции уже сегодня.

Также существует высокая потребность во

флоте для полномасштабных строительно-монтажных работ в текущих условиях. В частности, для проведения морских строительно-монтажных работ потребуются, как трубоукладочные, так и вспомогательные суда, земснаряды, плавкраны и т. д. Необходимы также сопровождение работ с ТНПА и/или АНПА, разработка и установка на суда оборудования для укладки шлангокабеля и т. д.

Вызывают много вопросов сроки проведения морских работ, то есть, подготовки и обследования дна, землеустроительных, строительно-монтажных, пусконаладочных работ. Так, например, в условиях Охотского моря работы по обустройству подводного добычного комплекса Киринского ГКМ в 28 км от берега на 7 скважин заняли 2 сезона с привлечением иностранных судов и поставщиков, также потребовалась подготовка и перевооружение трубоукладочной баржи для установки подводного оборудования и укладки шлангокабеля. Было задействовано большое количество судов в навигационный период около 150 дней в году. Соответственно, для организации полноценного подводного газового промысла потребуется существенно больший объем строительно-монтажных работ в более сокращенный период открытой воды, в более суровых природно-климатических условиях.

Особое внимание, на наш взгляд, следует уделить условиям эксплуатации оборудования. Это связано с тем, что с учетом частичной недоступ-

ности оборудования в период закрытой воды и/или сезона штормов требуется развитие систем удаленного осмотра и диагностики подводного оборудования, а в случае аварийной необходимости может не быть возможности обеспечить доступ для его ремонта, а также проведения текущего и капитального ремонта скважин. В случае утечек, повреждений подводного оборудования и шлангокабеля есть риски вывода из эксплуатации не отдельных скважин, а всего комплекса. Существенные риски загрязнения окружающей среды также будут связаны с неапробированностью такого подводного обычного оборудования.

Безусловно, одним из важнейших аспектов являются перспективы дальнейшего развития промысла. При введении в разработку залежей «жирного» газа, по мере увеличения в продукции компонентов СУГ, конденсата и воды, падения пластового давления, будет возрастать потребность в борьбе с гидратообразованиями в скважинах и трубопроводе и, соответственно, в обеспечении стабильности потока, что требует увеличения эксплуатационных затрат на ингибирование и/или подогрев трубопроводов и НКТ, вызывает необходимость дооснащения подводными компрессорными установками, резервными нитками, и/или остановки промысла на время проведения работ СОД.

Изложенные выше проблемы свидетельствуют о том, что сроки реализации подобной концепции могут быть смещены на 10–20 лет от текущей даты, особенно памятуя о смещении сроков по проекту Южно-Киринского ГКМ. Кроме того, стоимость подобной кампании сейчас нет возможности оценить даже приблизительно, чтобы учитывать ее в оценке рентабельности запасов подобных месторождений.

В качестве альтернативы существует более сложный и, вероятно, дорогостоящий вариант с установкой ледостойкой платформы на кластерообразующих морских участках. В России уже имеется опыт создания и эксплуатации ледостойких платформ, пусть зачастую и с привлечением зарубежных партнеров. Оборудо-

вание верхних строений платформ возможно быстрее и безопаснее импортозаместить или найти альтернативных поставщиков. Основания платформ могут быть спроектированы и изготовлены на территории РФ и/или Юго-Восточной Азии. Опыт платформы Hebron (Канада, Лабрадор и Ньюфаундленд) показывает, что возможно создать и рентабельно эксплуатировать платформу для глубины воды более 100 м в опасной зоне воздействия айсбергов (аллея айсбергов). Стоимость обустройства нефтяного месторождения на 52 скважины Hebron оценивалась в 14 млрд долларов на уровне цен 2013 года [9]. Стоимость обустройства месторождения нефти и газа Аркутун-Даги с применением МЛСП гравитационного типа составила 10–12 млрд долларов [10] в сейсмически опасном районе при глубине воды около 40 м на 45 скважин в 25 км от берега. Таким образом, приблизительная оценка стоимости подобного обустройства в условиях арктических морей может составить не менее 20 млрд долларов.

При внедрении данной концепции можно добиться большей эксплуатационной надежности и готовности оборудования, доступности его диагностики и ремонта, а также проведения текущего и капитального ремонта скважин. На платформе можно обеспечить запас материально-технических и продовольственных средств для обеспечения ее автономности в период отсутствия навигации, а для экстренных случаев можно рассмотреть возможность содержания зимнего ледового сообщения с полуострова Ямал и вертолетного сообщения для смены персонала. Впоследствии, в процессе дальнейшей эксплуатации, на платформе возможно установить дополнительное оборудование для частичной подготовки газа, стабилизации конденсата, компрессорных установок, что позволит вовлечь в эксплуатацию запасы жирного газа, конденсата, снизить затраты на борьбу с гидратообразованием. Отдельные части платформы могут быть изготовлены на судостроительных верфях, а впоследствии отбуксированы в район установки в период навигации, что сократит продолжительность строительно-монтажных работ

в ограниченных условиях в районе месторождения.

Для этой концепции следует разработать методику обеспечения «раскустовки» скважин для более эффективной разработки месторождения и/или необходимость бурения более сложных скважин с большей длиной наклонно-направленных или горизонтальных участков. Это позволит обеспечить разработку месторождения в течение ближайших 10 лет. Для последующего подключения к манифольду платформы отдельных его сателлитов и/или довыработки запасов могут быть внедрены подводные решения по мере их развития и внедрения на отечественном рынке технологий.

Окончательный выбор в пользу первого (ПДК) или второго (МЛСП + ПДК) технического решения может быть сделан только после уточнения геологической модели месторождения и последующей технико-экономической оценки в рамках концептуального проектирования.

Возможные сроки реализации концепций обустройства подобных месторождений приобретают существенное значение для целей инвестиционного планирования. В качестве примера можно привести статистику, согласно которой среднее время освоения арктических нефтегазовых месторождений составляет от 8,5 (проекты США) до 13 лет (норвежские проекты) [4]. С учетом того, что данная статистическая выборка не вполне репрезентативна, а опыт Норвегии и США не может быть просто транслирован для Российской Арктики ввиду отличных условий и существующих политических и экономических ограничений, подобный порядок цифр следует принимать как минимальную оценку в рамках оптимистичных сценариев.

Как указывалось ранее, особые условия региона обуславливают и существенные трудности в части прокладки линейных сооружений (трубопроводов, шлангокабелей) для соединения морских нефтегазопромысловых сооружений с уже

существующими УКПГ и ГТС. Для эффективной реализации подобных проектов, в первую очередь, требуется сокращение времени проведения морских строительного-монтажных работ.

В мире существует несколько основных технологий укладки линейных объектов: S и J методы и барабанная технология. Первые получили широкое применение как на малой воде, так и при обустройстве глубоководных месторождений. А укладка с барабана только последние пару десятилетий получила широкое развитие, о чем свидетельствует постоянно пополняющийся список выполняемых проектов и построенных судов данного типа [1]¹.

Трубоукладочные суда:

- Torch Offshore
- Midnight Express
- McDermott
- North Ocean 105
- Heerema
- Aegir
- Technip
- Deep Blue
- Apache II
- Deep
- Energy
- Hercules
- Chickasaw
- Subsea 7
- Seven
- Oceans
- Seven
- Vega
- Seven
- Navica
- EMAS AMC
- Lewek

¹Представленные в данной статье реализованные проекты указаны с учетом применения J метода Компанией TechnipFMC до 2012 года.

- Constellation
- Lewek
- Express

Основной отличительной чертой барабанной технологии является то, что плетть трубопровода полностью подготавливается на береговой трубосварочной базе, расположенной в районе выхода к открытому морю. Иными словами, сборочно-сварочные работы, контроль качества, нанесение изоляционных покрытий и испытания проводятся на берегу, что позволяет начать подготовку необходимых физических объемов строительства заблаговременно. Затем плетть трубопровода наматывается на барабан трубоукладочного судна, которое после отправляется на место проведения укладочных работ. Благодаря особенностям данной технологии, можно добиться снижения трудозатрат и более высокой производительности работ в море. Кроме того, она может быть применена при обустройстве морских арктических месторождений, позволяя сократить время работ, что важно в ограниченный период навигации.

Для развития подобной технологии в РФ потребуются создание соответствующего судна арктического ледового класса и строительство береговой трубосварочной базы, возможно в сотрудничестве с зарубежными (Юго-Восточная Азия) партнерами. При осуществлении подобного технологического прорыва можно закрепить свое конкурентное преимущество на ещё только развивающемся рынке и впоследствии выйти на международный рынок услуг (с учетом того, что суда арктического класса могут быть применены и в менее суровых условиях).

Для обеспечения своевременного ввода новых газовых месторождений уже сейчас необходимы активные действия по определению концепций их обустройства. В условиях ограниченного использования технологий при экономической оценке рентабельности арктических ресурсов требуется учитывать и существенные сроки на их внедрение, задержки в обустройстве подобных месторождений и, как следствие, рост неопределенностей в прогнозах мировых

рынков в долгосрочной перспективе. Либо же следует ориентироваться на необходимость реализации «мега»-проектов уже в ближайшее время, рассчитывать возможность их окупить, чтобы принимать окончательное решение и при необходимости привлекать сторонние и/или государственные инвестиции.

Помимо очевидных трудностей, связанных с относительной труднодоступностью региона, суровыми природно-климатическими условиями района и, как следствие, высокими издержками на строительство и обслуживание инфраструктуры, а также с технологическими ограничениями, связанными в первую очередь с недоступностью и/или неапробированностью ключевых нефтегазовых технологий, техники и оборудования для длительной, массовой и успешной (рентабельной и безаварийной) эксплуатации в суровых условиях, существуют куда менее очевидные. Например, крупные нефтегазодобывающие компании имеют гораздо более успешные и менее рискованные источники для формирования своей выручки, а привлекать инвестиции в проекты с куда более высоким уровнем рисков и неопределенностей, особенно на фоне угрожающей рецессии, нестабильности рынков, возможности санкционных ограничений, не является разумным.

Также следует отметить, что крупные нефтегазовые компании не объединяют результаты исследований в своих районах ведения хозяйственной деятельности в единый информационный массив и единую концепцию развития региона, единый софт.

Обойти указанные трудности, на наш взгляд, можно за счет реализации следующих мероприятий:

- создания совместных предприятий для строительства и эксплуатации кластеров, разделения их продукции и рисков;
- создания единых информационных систем и центров для обеспечения аналитики, логистики и эффективного управления информационными потоками;

- создания производственно-технических кластеров для проектирования и инженерно-технологической поддержки строительства и эксплуатации объектов;
- привлечения инвестиций и технологий из заинтересованных регионов, не поддерживающих санкционные ограничения, а также обладающих опытом и производственной базой, в том числе стран БРИКС, и других стран Латинской и Южной Америки, Африки, что возможно только в случае стабилизации геополитической ситуации в отношениях России с мировым сообществом;
- долгосрочной государственной программы поддержки развития региона, включающей в себя отдельные налоговые режимы, например, налогообложение проектов после их выхода на окупаемость (налоговые каникулы) или механизмы возмещения затрат и разделения прибыльной продукции в рамках соглашений о разделе продукции.

Библиографический список

1. Дмитриев К. С. Обзор опыта строительства морских трубопроводов барабанным методом // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2020. – № 4. – С. 33–34.
2. Использование кластерного подхода освоения газовых месторождений Арктического шельфа – залог обеспечения эффективной государственной экономики в течение текущего столетия / В. Н. Хоштария [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 1. – С. 2–8.
3. Мировые газовые горизонты до 2040 года / А. Макаров [и др.] // Газовый бизнес. – 2016. – № 3. – С. 21–28.
4. Моргунова М. О., Бессель В. В., Кучеров В. Г. Арктические шельфовые нефтегазовые ресурсы в условиях конкуренции // Газовая промышленность. – 2016. – № 3. – С. 114–119.
5. Новый вектор в освоении Арктики – перспективы создания Западно-Ямальского (Ямало-Карского) газопромыслового кластера «сушаморе» / Б. А. Никитин [и др.] // Минеральные ресурсы России. – 2021. – № 1–6. – С. 59–67.
6. Стратегическая значимость освоения газовых месторождений Ямала и Западно-арктического шельфа в текущем столетии / В. В. Бессель [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 2. – С. 26–32.
7. Gas Market Report, Q3-2022, IEA. – URL: <https://www.iea.org/>.
8. Global Energy Perspective 2021, December 2020, Energy Insights by McKinsey. – URL: <https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Oil%20and%20Gas/Our%20Insights/Global%20Energy%20Perspective%202021/Global-Energy-Perspective-2021-final.pdf>.
9. The Record. – URL: <https://www.therecord.com/business/2013/01/04/exxonmobil-to-spend-14-billion-for-hebron-project-off-newfoundland-coast.html>.
10. William Jacob Management TM. – URL: http://www.williamjacob.com/html/ExxonMobil_Sakhalin_Island_summary.html.