

# Экономико-технологический подход к проектированию обустройства морских месторождений. Обзор зарубежных практик

Лариса Владимировна ПАПАДМИТРИЕВА<sup>1\*</sup>  
Дмитрий Владимирович КАЗАКОВЦЕВ<sup>2\*\*</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия

<sup>2</sup>ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия

## Аннотация

**Актуальность.** Высокий потенциал рентабельности добычи углеводородов на арктическом шельфе России – один из значимых факторов дальнейшего развития российского нефтегазового комплекса. На протяжении десятилетий международные нефтегазовые компании (НГК) успешно выполняют крупные капиталоемкие проекты разработки морских месторождений в малоосвоенных регионах с тяжелыми климатическими условиями, в том числе при неблагоприятной цене нефти.

**Цель исследования** – выявление особенностей применяемой международными нефтегазовыми компаниями методологии реализации проектов, обеспечивающих их успешность.

**Методы исследования** – системный подход, методы анализа, сравнения, дифференциации.

**Результаты.** В ходе выполненного исследования раскрыто содержание системного подхода к обустройству морских месторождений как основы методологии в части оптимального по соотношению стоимости и эффективности выбора и комплексирования технологий в систему обустройства месторождения. Определены понятия и взаимосвязи между системой, подсистемой и технологией. Показано, что рентабельность разработки месторождения обеспечивается соблюдением необходимых критериев применимости технологий в составе системы обустройства. При этом технологии должны быть подтверждены практикой выполнения аналогичной производственной задачи в сравнимых условиях и доступны для приобретения на конкурентном рынке, а также должны в комплексе удовлетворять требованиям к эффективности выполнения производственной задачи и ограничениям на стоимость освоения месторождения. Теоретические аспекты методологии проиллюстрированы практическими примерами оценки и выбора технологий по указанным критериям, в том числе рассмотрена реализованная система обустройства морского месторождения в малоосвоенном регионе. На основании результатов исследования сформулированы рекомендации по выбору морских месторождений для первоочередного освоения и разработки, выбору технологий для обустройства месторождений, а также применению принятых международных регламентов для более активной реализации нефтегазовых проектов на арктическом шельфе России.

**Выводы.** На основании выполненного обзора зарубежных практик рекомендуется: 1) в первую очередь сосредоточиться на проектах с использованием подтвержденных и доступных технологий; 2) четко формировать набор требований для разрабатываемых проектов; 3) применять принципы и правила, заложенные в проектные регламенты зарубежных НГК и ЕРС компаний.

**Ключевые слова:** нефтегазовая компания, рентабельность разработки морского месторождения углеводородов, системный подход, система обустройства, технология, арктический шельф, морское нефтегазовое сооружение, добыча нефти.

## Введение

На протяжении ряда лет идет дискуссия об экономической целесообразности добычи нефти и газа на арктическом шельфе России – одном из самых перспективных источников углеводородов в грядущие десятилетия. Многие участники дискуссии сходятся во мнении,

что соотношение затрат и цены нефти как минимум в обозримой перспективе не позволяет говорить о положительной рентабельности нефтегазовых проектов в арктических морях [1]<sup>1,2</sup>. Более оптимистичные оценки встречаются реже.

✉ papadmitrieva.l@gubkin.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1444-3174>

\*\*dmitry.kazakovtsev@gmail.com, d.kazakovtsev@mngproject.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-5991-8508>

<sup>1</sup>Эксперты: освоение шельфа Арктики невыгодно при ценах на нефть ниже \$ 100 за баррель / Государственное информационное агентство России (ТАСС). URL: <https://tass.ru/ekonomika/6927654>

<sup>2</sup>Освоение Арктики в перспективе / ЦДУ ТЭК. URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/issue/2020/1/705/?ysclid=lcylh5wyws768828947](https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2020/1/705/?ysclid=lcylh5wyws768828947)

На этом фоне требуется нестандартная оценка потенциала рентабельной добычи углеводородов на арктическом шельфе России. Для начала откажемся от теоретических расчетов экономических показателей и посмотрим на рис. 1, представляющий знаковые зарубежные морские проекты и динамику цены нефти в ретроспективе. Видно, что крупные капиталоемкие морские проекты выполнялись в разное время в разных регионах мира и при высокой, и при низкой цене нефти. Проекты на рис. 1 специально отобраны по критериям уникальности в части технических решений и (или) места расположения, включая арктический и субарктический шельф (по данным<sup>3</sup> и других открытых источников). Эта особенность роднит их с потенциальными проектами на неосвоенных участках шельфа России и отличает от проектов в районах «массовой застройки» морскими нефтегазодобывающими сооружениями (МНГС) на основе унифицированных и оптимизированных по затратам решений. К таким районам, в частности, относятся Северное море и Мексиканский залив. Также вспомним, что во второй половине 2010-х гг. новостные ленты пестрели заголовками, анонсирующими чуть ли не полную остановку инвестиционной активности зарубежных нефтегазовых компаний (НГК) на фоне падения и колебаний цены нефти<sup>4</sup>. Однако и в этот период реализация многомиллиардных проектов на шельфе не прекращалась<sup>5</sup>. Что касается низкой современной активности на арктическом шельфе США, Канады, Дании и

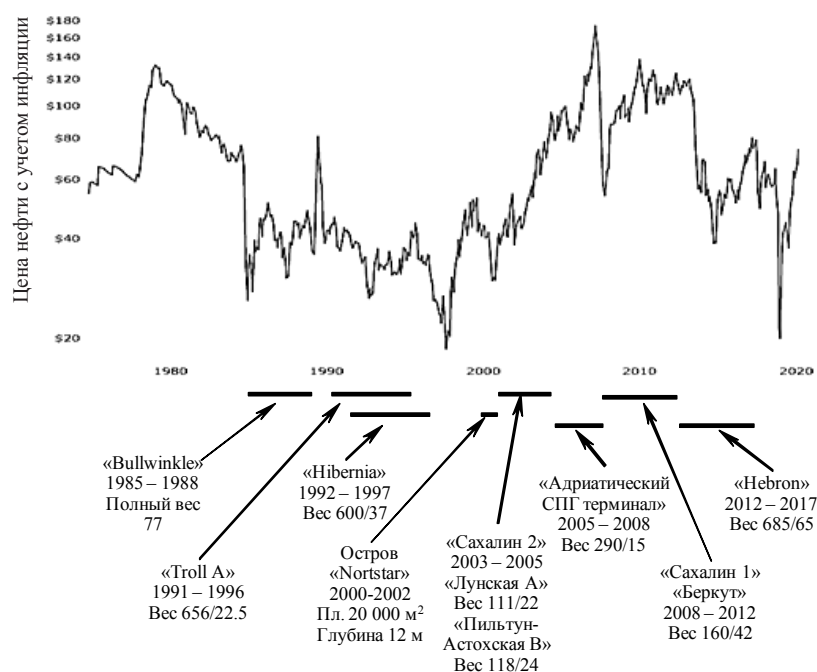
Исландии, то это объясняется законодательными ограничениями, обосновываемыми высокой чувствительностью региона к экологическому воздействию [2].

Отсюда следует необходимость занять более оптимистичную позицию в отношении потенциала рентабельной добычи нефти и газа на арктическом шельфе России. Логично считать, что если иностранные НГК могут обеспечивать рентабельность морских проектов в самых разных экономических, климатических и географических условиях, то и российским НГК это по силам. В этом контексте важно найти ответ на вопрос, какая методологическая база составляет основу успеха иностранных НГК.

### Результаты

За рубежом ключевую роль в выполнении сложных капиталоемких проектов в нефтегазовой промышленности и во всех без исключения отраслях хозяйственной деятельности играет так называемый системный подход [3]. Соответственно системы являются основными объектами планирования и управления в бизнес-процессах НГК и других хозяйственных субъектов – промышленных корпораций, научно-исследовательских центров, учебных заведений, государственных ведомств. Этот тезис в той или иной степени подтверждается практически всеми источниками, на которые приведены ссылки в статье.

Назначение и основную идею системного подхода в части разработки месторождений углеводородов можно определить следующей цитатой: «Системный подход со-



**Рисунок 1. Примеры морских проектов и динамика цены нефти. Указаны периоды времени от начала стройки до ввода платформ в эксплуатацию и вес основания/верхнего строения, тыс. т. Составлено авторами по данным<sup>5</sup> и других открытых источников**

**Figure 1. Examples of offshore projects and oil price dynamics. The time periods from the beginning of construction to the commissioning of platforms and the weight of the base/topside, thousand tons are indicated. Compiled by the authors according to data<sup>5</sup> and other open sources**

<sup>3</sup> Crude Oil Prices – 70 Year Historical Chart / Macrotrends. URL: <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>

<sup>4</sup> Нефтегазовые компании отменили проекты на \$ 380 млрд / Интерфакс. URL: <https://www.interfax.ru/business/489563>

<sup>5</sup> Offshore Technology / Projects. URL: <https://www.offshore-technology.com/projects>

стоит в том, что для достижения целевых экономических показателей полномасштабного освоения и разработки месторождения система обустройства должна проектироваться по критериям, охватывающим всю продолжительность ее жизненного цикла, включая капитальные затраты, затраты на бурение, эксплуатационные затраты, промежуток времени от открытия до максимальной добычи, доступность добычных и отгрузочных мощностей, управление разработкой. Должен выполняться структурированный процесс выбора существующих и перспективных технологий для каждой подсистемы в составе системы обустройства месторождения – от пласта до экспортных трубопроводов<sup>6</sup>. Системный подход в зарубежной практике реализуется в форме унифицированных и увязанных между собой нормативных документов межгосударственного, государственного и корпоративного уровня – стандартов, сводов правил, регламентов и т. п. В частности, это относится к проектным регламентам зарубежных НГК – BP, ExxonMobil, Shell и других, а также инжиниринговых, производственных и EPC компаний [4]<sup>7</sup>.

Система как предмет системного подхода определяется, например, в соответствующем стандарте Министерства энергетики (МЭ) США следующим образом: «Система – это комплекс взаимосвязанных подсистем, конструкций, модулей, устройств, узлов и соединительных элементов, обеспечивающий выполнение определенной функции или совокупности функций для получения полезного результата»<sup>8</sup>. В этом определении ключевым словом является «комплекс» компонентов, обеспечивающих выполнение функции. Исключение хотя бы одного значимого компонента из комплекса превращает систему в дорогостоящий и малополезный набор строительных конструкций, кабелей, емкостей и других изделий. Определения системы, полностью аналогичные приведенному, содержатся в регламентах крупных производственных компаний, документации Международного совета по проектированию систем (INCOSE), NASA и т. д.

Одним из важных свойств систем является иерархичность. На каждом уровне сложности система состоит из подсистем. На более высоком уровне сложности система становится подсистемой более сложной системы. На более низком – все подсистемы в составе системы сами становятся системами. Так, морское нефтегазопромысловое сооружение (МНГС) – платформа, искусственный остров и др. – является подсистемой в составе системы обустройства морского месторождения. В свою очередь, МНГС является системой по отношению к составляющим ее модулям. Модули МНГС – подготовки продукции, буровой, устьев скважин, подготовки бурового раствора и

др. – являются подсистемами МНГС. Подразделение подсистем МНГС можно продолжать вплоть до уровня неделимых компонентов. В процитированном стандарте МЭ США приводится следующее определение: «Подсистема – это совокупность компонентов, модулей, устройств и программного обеспечения в составе системы, обеспечивающая выполнение функции или определенной составной части функции».

Опираясь на определение системы, можно перейти к определению понятия технологии. Для этого снова обратимся к цитатам из авторитетных источников. Например, в материалах Американского института нефти (American Petroleum Institute/API) говорится: «Системы обустройства глубоководных месторождений – стационарные платформы на ферменном основании, платформы на натянутых связях, СПАРы, подводные добычные системы, плавучие добычные системы сегодня эксплуатируются на глубинах воды более 450 м. Все эти системы являются подтвержденными технологиями и применяются в морской добыче повсеместно»<sup>9</sup>. Основываясь на приведенной цитате, можно считать, что технология подходит под данное определение системы и, соответственно, подсистемы системы.

Для того чтобы разобраться, что объединяет понятия системы и технологии и чем они различаются, обратимся к практике создания технологий. Можно привести множество примеров применения системного подхода к разработке, производству и сопровождению в процессе эксплуатации технологий производственными и нефтесервисными компаниями. Технология производства и сварки труб из стали X120 для прокладки газопроводов была разработана и коммерциализирована компанией Nippon Steel по заказу ExxonMobil<sup>10</sup>. Технология многоступенчатого перфорирования и гидроразрыва PerfFRAC – компанией Schlumberger, также по заказу ExxonMobil<sup>11</sup>. Технология механизированной добычи УЭЦН без насосно-компрессорных труб с выполнением спускоподъемных операций УЭЦН на каротажном кабеле – компанией ZEI TECS по заказу Shell<sup>12</sup>. Также заметим, что, например, разработки Калифорнийского университета (University of California) в области создания новых технологий содержат такой тезис: «Разрабатываемые технологии обычно называются системами и подсистемами» [5]. На основе сказанного можно констатировать следующее. Система является универсальной методологической категорией, т. е. предметом системного подхода – методологии анализа, проектирования и материализации объектов, подпадающих под определение системы. В этом качестве она может существовать не только как материальный объект, но

<sup>6</sup> A new generation deep-water field development system // Offshore Magazine. URL: <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16759530/a-new-generation-deepwater-field-development-system>

<sup>7</sup> Dr. Cliff Mitchell, Dr. Lynn Holdsworth, and Professor Graham Winch, Centre for Research in the Management of Projects, Manchester Business School, University of Manchester, Manchester, UK, and Alan Johnston BP p.l.c, London, UK. Managing projects practitioner development – a successful university-industry partnership / Project Management Institute. 2010. [https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/33529620/FULL\\_TEXT.PDF](https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/33529620/FULL_TEXT.PDF)

<sup>8</sup> DOE Standard. Content of System Design Descriptions. DOE-STD-3024-98. October 1998. 48 p.

<sup>9</sup> Offshore Production Facilities. URL: <https://www.api.org/oil-and-natural-gas/wells-to-consumer/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities>

<sup>10</sup> ExxonMobil Grants Nippon Steel First License for Patented Field Welding Technology for X120 Ultra High-Strength Linepipe. URL: [https://www.nipponsteel.com/en/news/old\\_nsc/detail/index.html?rec\\_id=4104](https://www.nipponsteel.com/en/news/old_nsc/detail/index.html?rec_id=4104)

<sup>11</sup> PerfFRAC Stimulation Service. <https://www.slb.com/-/media/files/stimulation/product-sheet/perfrac-ps>

<sup>12</sup> Schlumberger acquires leading artificial lift developer ZEI TECS. <https://members.luxresearchinc.com/research/insight/16618>



и в «виртуальной» форме как содержание документации, описывающей систему в процессе ее создания. В отличие от системы, технология существует только как материальный объект в неразрывной взаимосвязи с компанией или компаниями, разрабатывающими, производящими, поставляющими на рынок и обеспечивающими функционирование этой технологии в процессе эксплуатации.

Основными критериями проектирования систем и, соответственно, технологий является их стоимость и эффективность. При этом задача проектирования системы состоит в выборе решения, оптимального по соотношению стоимости и эффективности, т. е. такого решения, которое минимизирует стоимость для заданной эффективности [6, 7]. При этом «эффективность» понимается как разница между требуемым результатом выполнения производственной задачи и фактическим результатом выполнения функции системы [8]. Категория эффективности является весьма сложной и многоплановой, и ее конкретизация выходит за рамки настоящей статьи. Ограничимся замечанием, что эффективность может использоваться для сравнения производственных параметров технологий, например, производительности, свойств выпускаемой продукции, а также эксплуатационных параметров технологий, например, технической готовности, интегральных уровней безопасности и других параметров. Обычно требования к эффективности технологии определяются описанием производственной задачи и нормативными документами [9].

Таким образом, можно сформировать следующую структуру взаимосвязанных понятий:

1. Системный подход – методология, обеспечивающая оптимизацию показателей стоимости и эффективности освоения и разработки месторождения углеводородов путем регламентации правил проектирования, производства/строительства и эксплуатации системы обустройства месторождения;

2. Система обустройства месторождения представляет собой комплекс взаимосвязанных технологий, обеспечивающих выполнение производственной задачи – добычу, подготовку и экспорт нефти и (или) газа с заданной эффективностью;

3. Технология – это подсистема или компонент системы обустройства, являющаяся продуктом деятельности определенной компании или другого хозяйственного субъекта, применимость которой для обустройства месторождения определяется ее стоимостью.

Определившись с основными понятиями и их взаимосвязью, можно перейти к обзору экономико-технологического подхода в практике зарубежных НГК. Этот общепринятый в мире подход основывается на одновременном соблюдении трех условий рентабельного освоения месторождения, согласно которым технологии в составе системы обустройства должны быть:

1. Подтвержденными предшествующим опытом практического применения в конкретных условиях окружающей среды;

2. Доступными для приобретения на конкурентном рынке;

3. В комплексе должны удовлетворять требованиям к эффективности выполнения производственной задачи и ограничениям на стоимость освоения месторождения.

Рассмотрим эти условия более подробно. Для реализации системы обустройства месторождения надо применить технологии с требуемыми функциями. Весь спектр таких технологий можно подразделить на подтвержденные и неподтвержденные. Det Norske Veritas<sup>13</sup> предлагает следующее определение: «Технология является подтвержденной, если все функциональные элементы и процессы, обеспечивающие выполнение функций технологии, изучены и задокументированы, например, если все применимые стандарты, отраслевая практика производства работ и спецификации описывают квалификационные требования, которые должны быть соблюдены для того, чтобы определить соответствие технологии этим требованиям, и эти требования могут быть соблюдены в рамках действующей практики проектирования» [10]. Под квалификационными в данном определении подразумеваются требования, определяющие применимость технологии в определенных условиях. Все технологии, не подпадающие под определение подтвержденной технологии, считаются «новыми технологиями», применение которых для реализации МНГС возможно только после их подтверждения.

**Таблица 1. Категоризация технологий (пояснения в тексте) [10]**  
**Table 1. Categorization of technologies (explanations in the text) [10]**

Область применения	Степень новизны технологии		
	Подтвержденная	Ограниченный опыт практического применения	Новая или неподтвержденная
Известная	1	2	3
Ограниченно известная	2	3	4
Новая	3	4	4

Где категории технологий по степени новизны:

1. Нет новых технических неопределенностей (подтвержденная технология);
2. Имеются новые технические неопределенности;
3. Имеются новые технические проблемы;
4. Имеются новые значительные технические проблемы

<sup>13</sup> Det Norske Veritas (в настоящий момент – DNV GL) является международным сертификационным и классификационным обществом, ключевой компетентностью которого являются оценка, консалтинг и менеджмент риска (комментарий авторов статьи).

Причем ограничения на применение новых технологий весьма жесткие. В том же источнике [10] подчеркивается: «Даже если отдельные компоненты технологии являются подтвержденными, но интегрированы новым способом, такая технология считается новой. Также подтвержденная технология считается новой технологией, если ее предполагается применить в новых условиях». Причиной ограничений являются неопределенности, связанные с применением новых технологий, которые, согласно [10], могут быть категоризованы в виде, представленном в табл. 1 (применяется как к технологии в целом, так и к каждому ее компоненту).

Что касается использованных в табл. 1 терминов, то «область применения» означает режимы эксплуатации технологии и (или) условия окружающей среды, и (или) назначение технологии. Изменения в области применения технологии неизбежно ведут к росту неопределенности. Категория «новая» характеризуется наибольшей неопределенностью и выбирается в случаях, когда отсутствует предшествующий опыт применения технологии в данной области. Наоборот, категория «известная» характеризуется наименьшей степенью неопределенности и выбирается в случаях, когда имеется достаточный объем задокументированных знаний о применении технологии для выполнения аналогичной производственной задачи в аналогичных условиях окружающей среды. Степень новизны относится непосредственно к технологии. Изменение в каком-либо компоненте существующей технологии (подсистема, компонент, процесс, функция) ведет к росту неопределенности, что должно быть отражено в выборе категории «ограниченный опыт практического применения» или «новая или неподтвержденная». Изменения могут быть и в средствах (материальных компонентах), и в способах (нематериальных компонентах) в составе технологии. Изменения могут быть в архитектуре технологии, интерфейсах, или более высоких требованиях к надежности. Более высокая неопределенность может повлиять на функционирование технологии в целом, а также на критерии определения готовности технологии к эксплуатации. Таким образом, единственным вариантом, характеризующим безусловную применимость технологии, является «подтвержденная» технология в «известной» области применения. Во всех остальных случаях требуется про-

ведение квалификации (подтверждение применимости) технологии для ее использования в составе системы устройства.

Для пояснения сказанного приведем два примера. В начале 2010-х гг. норвежская компания Kvaerner AS разработала концепцию мобильной буровой установки (МБУ) CONDRILL [11] на бетонном основании гравитационного типа (БОГТ) для круглогодичного поисково-разведочного бурения на Арктическом шельфе (рис. 2). Техническую реализуемость МБУ норвежцы обосновывали успешным применением внешне похожих БОГТ, построенных для проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Однако при внешнем сходстве сахалинские платформы не позволяют считать БОГТ подтвержденной технологией для реализации МБУ CONDRILL. В функциональном отношении эти платформы и, соответственно, БОГТ имеют принципиальные отличия. Функционирование МБУ CONDRILL предполагает многократное погружение для постановки платформы на морское дно с последующим отрывом от дна и всплытием, многократную буксировку на очередную точку бурения, погружение/всплытие на ровном киле с установленным на БОГТ верхним строением, многократную балластировку и дебалластировку. Ни одна из перечисленных функций не предусмотрена технологией БОГТ платформ, построенных для проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», равно как и какой-либо другой, ранее построенной платформы на БОГТ.

С другой стороны, имеются реализованные морские сооружения, которые не являются МНГС и при этом подтверждают потенциальную применимость технологий для обустройства месторождений углеводородов на шельфе. В качестве примера можно привести представленные на рис. 3 мол-причал для плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» в г. Певек (введена в эксплуатацию в 2019 г. [12]) и причальные сооружения Салмановского газоконденсатного месторождения (введены в эксплуатацию в 2016 г. [13]). Оба сооружения подтверждают применимость технологии оконтуренных трубчатым шпунтом искусственных грунтовых островов в качестве основания для размещения оборудования для бурения скважин, добычи, подготовки и экспорта нефти и газа на мелководном арктическом шельфе России. Эти сооружения являются примерами успешного применения



Рисунок 2. Внешний вид буровой установки CONDRILL (проект) и платформы «Лунская-А» (проект «Сахалин-2») [11]  
Figure 2. External view of the CONDRILL drilling rig (project) and the Lunskaia-A platform Sakhalin-2 project [11]



**Рисунок 3. Мол-причал ПАТЭС в г. Певек и причальные сооружения Салмановского ГКМ [12, 13]  
Figure 3. Mole-berth of FNPP in Pevk and berthing facilities of the Salmanovskoye GCF [12, 13]**

определенной технологии для выполнения функции с характеристиками, аналогичными требованиям к функции основания МНГС в сравнимых условиях окружающей среды.

Итак, в соответствии с принятыми в мире практиками в проект системы обустройства месторождения должны закладываться подтвержденные технологии [14]. Включение в проект неподтвержденной (новой) технологии ведет к появлению непредсказуемых технических проблем. В случае, если возникает необходимость использовать неподтвержденную технологию для реализации системы обустройства, то такая технология должна пройти дорогостоящий и продолжительный процесс разработки и (или) квалификации. В любом случае применение неподтвержденной технологии неизбежно ведет к резкому росту стоимости и сроков реализации проекта, оказывающему негативное влияние на его рентабельность. Отраслевым специалистам хорошо известны примеры такого рода из практики отечественных нефтегазовых компаний.

Подтвержденность технологии является важным, но не единственным необходимым условием, обеспечивающим минимизацию затрат на реализацию системы обустройства. Технология также должна быть доступной. Это значит, что на рынке в свободном доступе по конкурентным ценам для НГК должны быть доступны:

- оборудование и материалы (в том числе с длительным сроком поставки);
- услуги производственных, строительных и транспортных предприятий с возможностями, достаточными для изготовления, транспортировки и интеграции подсистем и конструкций (в части ограничений по весу, габаритным размерам, производственным процессам и др.);
- услуги по проектированию, строительству и эксплуатации (т. е. на рынке должны присутствовать профильные компании, имеющие в своем штате инженеров, производственных и строительных рабочих, специалистов по эксплуатации и др. в необходимом количестве и с требуемыми компетенциями).

Следует обратить внимание, что на предмет доступности должны анализироваться не только технологии, непосредственно входящие в состав объектов обустройства, но и обеспечивающие технологии<sup>14</sup>, в том числе производственные, строительные и другие предприятия,

участие которых необходимо для реализации и эксплуатации МНГС, а также продукция этих предприятий. В противоположность доступной технология является недоступной, если отсутствует возможность приобрести ее на условиях, приемлемых для потребителя. Технология может быть недоступной из-за того, что она просто не существует. Например, технологии подводной добычи не существовали до 1970-х гг., когда они были созданы для выполнения новых задач по добыче углеводородов на глубинах воды за пределами возможностей МНГС с опорой на морское дно. Технология может быть недоступной и по другим причинам. Например, если проектная организация сконструирует стальное кессонное основание МНГС с размерно-весовыми характеристиками, превышающими производственные возможности региональных судостроительных заводов, или если эти судостроительные заводы загружены заказами на годы вперед. В обоих случаях технология стального кессонного основания будет недоступной. Наконец, технология может быть недоступной из-за того, что ее цена превышает ограничения, накладываемые экономической моделью разработки месторождения в части рентабельности.

Зарубежные НГК предусмотрительно избегают применения недоступных технологий для реализации МНГС. Этому способствует то, что в настоящее время основной объем выполняемых зарубежными НГК работ приходится на Северное море, Мексиканский залив, Персидский залив, Западную Африку и другие районы, где уже эксплуатируются тысячи МНГС. За десятилетия, прошедшие с начала освоения месторождений в этих районах (Мексиканский залив – с конца 1930-х гг., Северное море – с конца 1960-х гг.), зарубежные НГК вложили в обустройство сотни миллиардов долларов. Опираясь на эти инвестиции, проектные и производственные компании-подрядчики разработали унифицированные и оптимизированные технологии, позволяющие собирать МНГС как из блоков «LEGO». В результате проблема доступности технологий для обустройства шельфовых месторождений за пределами России сегодня сохраняет свою актуальность только для проектов, являющихся уникальными в части технических решений и (или) места расположения.

Наличие доступных технологий (которые также должны быть и подтвержденными) позволяет значитель-

<sup>14</sup> ISO/IEC/IEEE 15288:2015. Systems and software engineering – System life cycle processes. 2015. 108 p.



**Таблица 2. Сравнение продолжительности стадий шельфовых проектов в неосвоенных (месторождения Hibernia, Hebron) и освоенных (месторождения Edvard Grieg, Johan Sverdrup) районах Мирового океана. Составлено авторами по данным веб-сайтов перечисленных проектов**

**Table 2. Comparison of the duration of the stages of offshore projects in the undeveloped (fields Hibernia, Hebron) and developed (fields Edvard Grieg, Johan Sverdrup) areas of the World Ocean. Compiled by the authors based on the websites of the listed projects**

Проект (месторождение)	Стадия «Оценка»/ Анализ реализуемо- сти, лет	Стадии «Выбор и Определе- ние»/Разработка концепции, лет	Начало добычи (количество лет после завершения стадии «Определение»)	Добыча, макс. барр./ сут
Hibernia	7	5	7	230 000
Hebron	28	6	4*	150 000
Edvard Grieg	3	2	3	535 000
Johan Sverdrup	3	2	4	440 000

\*Для реализации проекта Hebron была использована производственная инфраструктура, ранее построенная для реализации проекта Hibernia, и специальные марки бетона, разработанные также для проекта Hibernia. Доступность технологии позволила сократить продолжительность детального проектирования и строительства платформы Hebron почти в 2 раза по сравнению с Hibernia.

но улучшить экономические показатели проекта, в том числе за счет сокращения периода времени до ввода месторождения в эксплуатацию. Для примера в табл. 2 показаны продолжительности стадий реализации проектов освоения четырех месторождений. Первые два – Hibernia и Hebron – расположены в малоосвоенном районе субарктической акватории Атлантического океана на расстоянии примерно 350 км от побережья о. Ньюфаундленд (Канада), где на сегодняшний день эксплуатируется всего четыре МНГС – две платформы на БОГТ и две FPSO (плавучая платформа судового типа для добычи, хранения и отгрузки нефти). Вторые два – Edvard Grieg и Johan Sverdrup – расположены в Северном море, где эксплуатируется более 1000 МНГС [15]<sup>15</sup>.

Следует обратить внимание, на то, что большинство месторождений на шельфе России расположены в новых и малоосвоенных районах и для их обустройства требуются уникальные решения. В связи с этим российским НГК следует проявлять осторожность, привлекая для выполнения работ иностранные инжиниринговые компании с опытом работы в освоенных районах Мирового океана. Разработка МНГС для малоосвоенного региона и «сборка» МНГС из унифицированных блоков подразумевают принципиально разные компетенции проектных команд.

Место расположения МНГС может сделать безальтернативным применение технологии, недоступной в данном регионе. Хорошо известными примерами являются БОГТ платформ Беркут (проект «Сахалин-1»), Лунская-А и Пильтун-Астоская-Б (проект «Сахалин-2»), Hibernia, Hebron, расширение проекта White Rose, БОГТ для завода СПГ проекта «Арктик СПГ-2». Во всех случаях для обеспечения доступности технологии БОГТ потребовалось создание или модернизация строительной инфраструктуры, включая сухой док, подъемное и транспортное оборудование, бетонный завод, цеха для изготовления компонентов механического оснащения БОГТ, складов, офисов, жилого комплекса, логистического обеспечения и т. д. Строительная инфраструктура является «обеспечи-

вающей технологией» и необходимой частью технологии самой БОГТ. В соответствии с принятыми в мире практиками разработка БОГТ и строительной инфраструктуры должны выполняться в тесной взаимосвязи с самых ранних этапов проектирования обустройства [16].

Аналогично подтвержденным технологиям, в проект системы обустройства должны закладываться только доступные технологии. Применение технологии с непроверенной доступностью, как правило, заканчивается значительными затратами денежных средств и времени на переработку проекта с очевидным негативным влиянием на рентабельность разработки месторождения. Примеры включения в проекты МНГС технологий с непроверенной доступностью встречаются в отечественной практике также достаточно часто.

Третье условие обеспечения рентабельности разработки морских месторождений углеводородов зарубежными НГК рассмотрим на практическом примере концептуальной стадии проектирования обустройства. Напомним, что третье условие состоит в том, что комплекс формирующих систему обустройства технологий должен удовлетворять требованиям к эффективности выполнения производственной задачи и ограничениям на стоимость освоения месторождения. В качестве примера выбрано месторождение White Rose [17], открытое в 1984 г. и введенное в эксплуатацию в 2005 г. Проект расположен вблизи уже упомянутых проектов Hibernia и Hebron. Оператор проекта – компания Husky Oil Operations Limited (Канада). Изучение опыта обустройства именно этого месторождения имеет для наших целей двойной интерес. Во-первых, проект реализован в малоосвоенной нефтегазоносной провинции на субарктическом шельфе с высокими рисками окружающей среды, что роднит его с потенциальными проектами на шельфе России. Во-вторых, проект реализован в период, когда крупнейшие зарубежные НГК массово внедряли в свою практику системный подход [18]. Внедрение системного подхода было в значительной мере мотивировано необходимостью повышения

<sup>15</sup> As North Sea Oil Wanes, Removing Abandoned Rigs Stirs Controversy. <https://e360.yale.edu/features/as-north-sea-oil-wanes-removing-abandoned-rigs-stirs-controversy>

**Таблица 3. Этап 1 выбора системы обустройства для месторождения White Rose. Составлено авторами по данным [19]**  
**Table 3. Phase 1 selection of infrastructure system for the White Rose field. Compiled by the authors according to [19]**

Потенциально реализуемые варианты	Критерии принятия решения
Стальная FPSO	Стальные FPSO с турелями, обеспечивающими отсоединение в случае ледовой опасности, применялись с 1980-х гг. и были подтвержденной и потенциально доступной технологией. В 2002 г. в эксплуатацию была введена аналогичная FPSO Terra Nova на одноименном месторождении, на удалении примерно 50 км от White Rose. FPSO и другие плавучие платформы подразумевают подводное заканчивание скважин
Бетонная FPSO	На продолжении разработки варианта бетонной FPSO настоял инженеринговый подрядчик – компания Kvaerner SNC Lavalin Offshore, эксперт в области бетонных сооружений для обустройства морских месторождений. Решение было принято с учетом рисков и неопределенностей на фоне отсутствия примеров практического применения бетонных FPSO. Также была учтена доступность решения из-за наличия производственной инфраструктуры на о. Ньюфаундленд (см. ниже)
Стальная FPDSO (плавучая платформа судового типа для добычи, бурения, хранения и отгрузки нефти)	Исключена как неподтвержденная технология
Стационарная платформа на БОГТ	Стационарная платформа на БОГТ Hibernia была введена в эксплуатацию в 1997 г. на одноименном месторождении, расположенном приблизительно в 50 км от месторождения White Rose. Для строительства платформы Hibernia на о. Ньюфаундленд была создана производственная инфраструктура. Таким образом, технология платформ на БОГТ была подтвержденной и потенциально доступной
Стальная полупогружная платформа в вариантах с хранением нефти и без хранения	Стальные полупогружные платформы для добычи нефти эксплуатировались с 1975 г. и были подтвержденной и потенциально доступной технологией. Отсоединение платформ в случае ледовой опасности выполняется аналогично FPSO
Бетонная полупогружная платформа	Решение о продолжении разработки бетонной полупогружной платформы было принято аналогично решению в отношении бетонного FPSO. Единственной в мире бетонной полупогружной платформой была и остается Troll B, введенная в эксплуатацию в 1995 г. в Северном море
Отсоединяемая бетонная TLP (полупогружная платформа с натяжными опорами)	Исключена как неподтвержденная технология
Плавучая добычная платформа (FPU) с бетонной защитной стеной	Исключена как неподтвержденная технология

рентабельности сложных и дорогостоящих шельфовых проектов на фоне продолжительного периода сравнительно невысокой цены нефти, начавшегося в конце 1980-х гг.

Прежде всего, надо обратить внимание, на то, что проектирование обустройства месторождения по критерию оптимального соотношения стоимости и эффективности возможно только после определения параметров разработки месторождения. В период с 1984 по 2000 г. на месторождении White Rose было пробурено четыре поисково-разведочные и четыре оконтуривающие скважины, проведены 3D сейсмические исследования, выполнены инженерные изыскания. На основании результатов бурения и испытания скважин, исследования керна, интерпретации результатов сейсмических исследований были подтверждены коммерческие запасы углеводородов и подготовлен проект разработки месторождения. Параллельно геологоразведочным работам были выполнены рыночные исследования и разработана экономическая модель разработки месторождения, охватывающая рыночный спрос на углеводороды, прогнозы цен, затраты на

доставку продукции потребителям. По совокупности выполненных работ были сформулированы производственные требования к системе обустройства месторождения и определены технические и экономические ограничения на ее реализацию.

В ноябре 1999 г. (т. е. по достижении определенности в части проекта разработки месторождения и экономической модели) были инициированы работы по выбору системы обустройства [19]. На первом этапе были синтезированы восемь «потенциально реализуемых» вариантов обустройства месторождения. Анализ технологий по критериям подтвержденная/неподтвержденная и доступная/недоступная позволил сразу исключить три варианта. Схема реализации первого этапа представлена в табл. 3. Все технологии для комплексирования прошедших отсева вариантов системы обустройства месторождения можно было приобрести на конкурентном рынке.

После исключения неподтвержденных технологий на первый план вышел анализ стоимости и эффективности выполнения производственных задач освоения и раз-



работки месторождения. При оптимизации системы по критериям стоимости и эффективности надо помнить, что зависимость между этими параметрами всегда описывается законом убывающей результативности. Согласно этому закону, в области достаточно высоких и поэтому приемлемых для практической деятельности значений эффективности затраты на реализацию системы растут значительно быстрее эффективности [20]. Как следствие, даже небольшое превышение «достаточного» уровня эффективности любой технологии в составе системы ведет к резкому росту стоимости системы на всех стадиях жизненного цикла. Эффективность системы обустройства является интегральным параметром и охватывает промышленную безопасность, охрану окружающей среды, количество, состав и качество продукта, экономические показатели, надежность, ремонтпригодность, материально-техническое снабжение и пр. Таким образом, эффективность является сложной функцией многих переменных, нелинейно влияющих друг на друга и на общую эффективность. Проектирование системы с оптимальной эффективностью является трудной задачей, выполнение которой доступно сегодня только командам высококвалифицированных проектировщиков. Для оценки вариантов системы обустройства месторождения White Rose стоимость каждого оптимизированного по эффективности варианта была выражена через капитальные и операционные затраты, продолжительность производства и строительства, риски и пр. Затем полученные стоимости вариантов обустройства были при помощи экономической модели разработки месторождения проверены на соответствие ограничениям сверху с использованием чистой приведенной текущей стоимости, нормы рентабельности

и других экономических критериев. Соотношения между вариантами обустройства месторождения White Rose проиллюстрированы на рис. 4, 5. Со ссылкой на НГК-оператора проекта, только два варианта обустройства месторождения из пяти оказались доступными по затратам, а именно FPSO и стальная полупогружная платформа. По критерию «стоимость–эффективность» обустройства месторождения был выбран вариант FPSO.

В октябре 2000 г. был подписан контракт на разработку FEED с компанией Maersk Contractors, которая в дальнейшем выполнила функцию EPCIC подрядчика<sup>16</sup>. В 2002 г. были подписаны контракты на производство и строительство FPSO. Корпус судна был построен компанией Samsung Heavy Industries (Южная Корея), турель с возможностью отсоединения FPSO – компанией SBM IMODCO (Дания) и верхнее строение – компанией Aker Maritime Kiewit Contractors (АМКК), совместным предприятием компаний Peter Kiewit Sons Co. Ltd. (Канада) и Aker Oil and Gas Technology Ltd. (Великобритания)<sup>17</sup>.

На основании выполненного обзора зарубежных практик по реализации экономико-технологического подхода к обустройству морских месторождений углеводородов можно сформулировать три рекомендации с потенциалом реализации рентабельных нефтегазовых проектов на российском шельфе:

1. При выборе для реализации нефтегазовых проектов на арктическом шельфе в первую очередь рекомендуется сосредоточиться на проектах, которые могут быть выполнены с использованием как можно более простых технологий – подтвержденных и доступных. Например, месторождения в Обско-Тазовской губе и на мелководном Приямальском шельфе потенциально могут быть

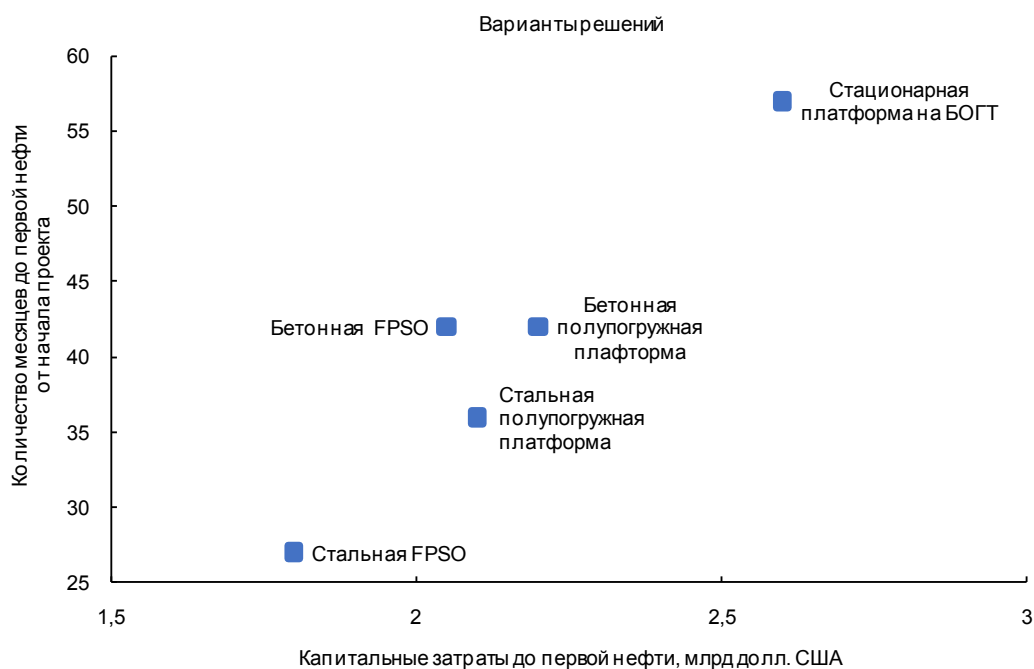


Рисунок 4. Капитальные затраты и продолжительность строительства по вариантам обустройства месторождения White Rose [17]  
 Figure 4. Capital costs and construction time for White Rose field development options [17]

<sup>16</sup> Searose Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) Vessel / Ship Technology. URL: <https://www.ship-technology.com/projects/searose/>

<sup>17</sup> White Rose Oil and Gas Field, Canada / Offshore Technology. URL: [https://www.offshore-technology.com/projects/white\\_rose](https://www.offshore-technology.com/projects/white_rose)

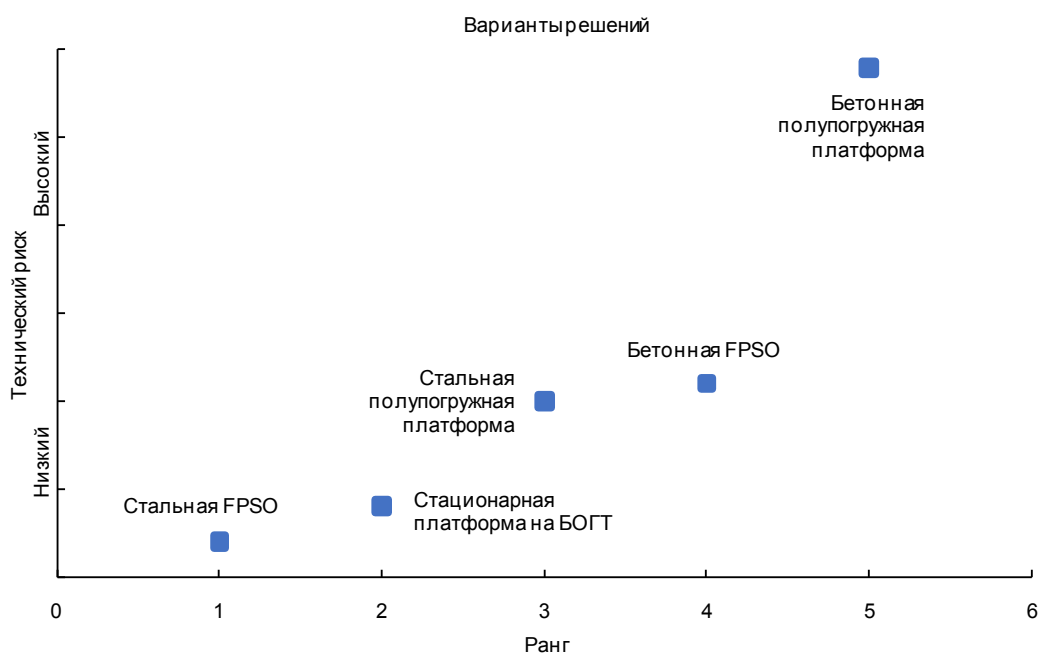


Рисунок 5. Относительный технический риск по вариантам обустройства месторождения White Rose [17]  
Figure 5. Relative technical risk by White Rose field development options [17]

обустроены искусственными насыпными островами с укрепленным периметром и обычным наземным нефтегазодобывающим оборудованием;

2. При контрактовании инжиниринговых компаний для разработки концептуальных проектов МНГС для обустройства месторождений рекомендуется формировать четкий набор производственных требований (описание хозяйственной задачи, включая проект разработки месторождения), технических ограничений (окружающая среда, логистика, интерфейс), а также ограничений на

капитальные и операционные затраты (экономическая модель разработки месторождения);

3. Рекомендуется изучить, освоить и активно применять принципы и правила, заложенные в проектные регламенты зарубежных НГК и ЕРС компаний. Состав, содержание, последовательность и взаимосвязи определяемых этими регламентами проектных работ доведены до совершенства десятилетиями практики. Их эффективность подтверждается тысячами успешно построенных и эксплуатирующихся МНГС во всех регионах мира.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Мастепанов А. М. О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа в условиях низких цен на энергоресурсы // Деловой журнал NEFTGAZ.RU. 2017. № 1(61). С. 20–30.
2. Status of Offshore Oil and Gas Activities and Regulatory Framework in the Arctic. Arctic Council. PAME. Protection of the Arctic Marine Environment. May 2021. 72 p.
3. Badiru A. B., Osisanya S. O. Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach. 1st edition. Boca Raton: CRC Press, 2013. January 23. 784 p. <https://doi.org/10.1201/b13755>
4. Пападимитриева Л. В. Концептуальное проектирование при освоении месторождений углеводородов на шельфе // Микроэкономика. 2021. № 5. С. 62–73. <https://doi.org/10.33917/mic-5.100.2021.62-73>
5. Bergman M., Mark G. Technology Choice as a First Step in Design: The Interplay of Procedural and Sensemaking Processes // Symposium on Designing Interactive Systems. 2002. P. 224–234. <https://doi.org/10.1145/778712.778744>
6. Arctic Leadership. ExxonMobil. URL: <https://www.imperialoil.ca/-/media/Imperial/Files/Arctic-leadership.pdf?la=en-CA&hash=C8FD-C74F37E0890D4B11BF552FB1C2E8BE743545>
7. Li G., Zhang D., Yue Q. Life-Cycle Cost-Effective Optimum Design of Ice-Resistant Offshore Platforms // Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering. 2009. August. Vol. 131. P. 1–9. <https://doi.org/10.1115/1.3124138>
8. Hitchins D. Systems Engineering: A 21st Century Systems Methodology. Chichester, England: John Wiley & Sons Ltd, 2007. 544 p. <https://doi.org/10.1002/9780470518762>
9. Kawauchi Y., Rausand M. Life Cycle Cost (LCC) Analysis in Oil and Chemical Process Industries / Department of Production and Quality Engineering. Norwegian University of Science and Technology. Report no. NTNU 99007. June 22, 1999. 78 p. URL: <https://www.researchgate.net/publication/228594034>
10. Qualification of New Technology. Recommended Practice. DNV-RP-A203. Det Norske Veritas AS. July 2011. 78 p.
11. Concrete drilling platform could extend exploration season offshore northern Russia. URL: <https://www.offshore-mag.com/home/article/16804521/concrete-drilling-platform-could-extend-exploration-season-offshore-northern-russia>
12. Певек ожидает прибытия кораблей по трассам Северного морского пути / Атомная энергия. URL: <https://www.atomic-energy.ru/news/2021/11/17/119476>
13. Обустройство причальных сооружений Салмановского (Утреннего) нефтегазоконденсатного месторождения / Морстройтехнология. URL: <https://morproekt.ru/projects/430-obustrojstvo-prichalnykh-sooruzhenij-salmanovskogo-utrennego-neftegazokondensatnogo-mestorozhdeniya>
14. O'Connor P. A Preliminary Concept for an LNG Import Terminal for Saldanha Bay. Stellenbosch University. 2014. April. 231 p. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/37421142.pdf> MAG: 2117829520
15. As North Sea Oil Wanes, Removing Abandoned Rigs Stirs Controversy / Yale Environment 360. URL: <https://e360.yale.edu/features/as-north-sea-oil-wanes-removing-abandoned-rigs-stirs-controversy>

16. Gervais F., Collet P., Fourneraut M. (Total SA). GBS LNG as a near shore concept for LNG development // 19-th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas (Shanghai, 1–5 April, 2019). 12 p.
17. White Rose Oilfield Development Application. Project Summary. Submitted by Husky Oil Operations Limited (as Operator). 2001. January. 121 p.
18. Parth F. R. Successful Program Delivery Starts Long Before the Program Does. Part 2 // PM World Journal. 2016. August. Vol. V. Issue VIII. P. 1–20. URL: <https://pmworldlibrary.net/wp-content/uploads/2016/09/pmwj50-Sep2016-Parth-Successful-Program-Delivery-part3-featured-paper.pdf>
19. White Rose Development Application. Vol. 2. Development Plan. Submitted by Husky Oil Operations Limited (as Operator). 2001. January. 40 p.
20. Farr J. V. Life Cycle Cost Considerations for Complex Systems // Systems Engineering: Practice and Theory. 2012. P. 127–146. <https://doi.org/10.5772/32063>

*Статья поступила в редакцию 11 февраля 2023 года*



# Economic and technological approach to the design of offshore field development. Review of foreign practices

Larisa Vladimirovna PAPADMITRIEVA<sup>1\*</sup>

Dmitriy Vladimirovich KAZAKOVTSSEV<sup>2\*\*</sup>

<sup>1</sup>Gubkin University, Moscow, Russia

<sup>2</sup>LLC "Morneftegazproekt", Moscow, Russia

## Abstract

**Relevance.** The high profitability potential of hydrocarbon production on the Russian Arctic shelf is one of the significant factors for the further development of the Russian oil and gas complex. For decades, international oil and gas companies (OGCs) have been successfully implementing large capital-intensive projects to develop offshore fields in underdeveloped regions with severe climatic conditions, including at unfavorable oil prices.

**The purpose** of the research is to identify the features of the methodology used by international oil and gas companies to implement projects that ensure their success.

**Methodology.** Systematic approach, methods of analysis, comparison, differentiation.

**Results.** In the course of the study, the content of a systematic approach to the development of offshore fields was disclosed as the basis of the methodology in terms of the optimal choice and integration of technologies in the field development system in terms of cost and efficiency. The concepts and relationships between the system, subsystem and technology are defined. It is shown that the profitability of field development is ensured by compliance with the necessary criteria for the applicability of technologies as part of the development system. At the same time, the technologies must be confirmed by the practice of performing a similar production task under comparable conditions and are available for purchase in a competitive market, and they must also meet the requirements for the efficiency of performing a production task and restrictions on the cost of developing a field. The theoretical aspects of the methodology are illustrated with practical examples of the assessment and selection of technologies according to the specified criteria, including the implemented system of offshore field development in a poorly developed region. Based on the results of the study, recommendations were formulated on the selection of offshore fields for priority development and exploitation, the choice of technologies for field construction, as well as the application of accepted international regulations for more active implementation of oil and gas projects on the Russian Arctic shelf.


**Conclusions.** Based on the review of foreign practices, it is recommended to: 1) focus primarily on projects using proven and available technologies; 2) clearly form a set of requirements for the developed projects; 3) apply the principles and rules laid down in the design regulations of foreign oil and gas companies and EPC companies.

**Keywords:** oil and gas company, profitability of offshore hydrocarbon field development, systemic approach, development system, technology, Arctic shelf, offshore oil and gas facility, oil production.

## REFERENCES

1. Mastepanov A. M. 2017, On the competitiveness of oil and gas projects on the Arctic shelf in the context of low energy prices. *Delovoy zhurnal NEFTEGAZ.RU* [business magazine NEFTEGAZ.RU], no. 1(61), pp. 20–30. (In Russ.)
2. Status of Offshore Oil and Gas Activities and Regulatory Framework in the Arctic. Arctic Council. PAME. Protection of the Arctic Marine Environment, 2021. 72 p.
3. Badiru A. B., Osisanya S. O. 2013, Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach. 1st edition. Boca Raton: CRC Press, 2013, 784 p. <https://doi.org/10.1201/b13755>
4. Papadmitrieva L. V. 2021, Conceptual design in the development of hydrocarbon deposits on the shelf. *Microekonomika* [Microeconomics], no. 5, pp. 62–73. (In Russ.) <https://doi.org/10.33917/mic-5.100.2021.62-73>
5. Bergman M., Mark G. 2002, Technology Choice as a First Step in Design: The Interplay of Procedural and Sensemaking Processes. Symposium on Designing Interactive Systems, pp. 224–234. <https://doi.org/10.1145/778712.778744>
6. Arctic Leadership. ExxonMobil. URL: <https://www.imperialoil.ca/-/media/Imperial/Files/Arctic-leadership.pdf?la=en-CA&hash=C8FD-C74F37E0890D4B11BF552FB1C2E8BE743545>
7. Li G., Zhang D., Yue Q. 2009, Life-Cycle Cost-Effective Optimum Design of Ice-Resistant Offshore Platforms. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, vol. 131, pp. 1–9. <https://doi.org/10.1115/1.3124138>
8. Hitchins D. 2007, Systems Engineering: A 21st Century Systems Methodology. Chichester, England, 544 p. <https://doi.org/10.1002/9780470518762>
9. Kawauchi Y., Rausand M. 1999, Life Cycle Cost (LCC) Analysis in Oil and Chemical Process Industries. Department of Production and Quality

✉ papadmitrieva.l@gubkin.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1444-3174>

\*\*dmitry.kazakovtsev@gmail.com, d.kazakovtsev@mngproject.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-5991-8508>

- Engineering. *Norwegian University of Science and Technology*. Report no. NTNU 99007, 78 p. URL: <https://www.researchgate.net/publication/228594034>
10. Qualification of New Technology. Recommended Practice. DNV-RP-A203. Det Norske Veritas AS. July 2011. 78 p.
11. Concrete drilling platform could extend exploration season offshore northern Russia. URL: <https://www.offshore-mag.com/home/article/16804521/concrete-drilling-platform-could-extend-exploration-season-offshore-northern-russia>
12. Pevek awaits the arrival of ships along the Northern Sea Route. *Atomnaya energiya* [Atomic Energy]. (In Russ.) URL: <https://www.atomic-energy.ru/news/2021/11/17/119476>
13. Arrangement of berthing facilities of the Salmanovskoye (Utrenneye) oil and gas condensate field. *Morstroitekhnologiya* [Morstroytechnologiya]. (In Russ.) URL: <https://morproekt.ru/projects/430-obustrojstvo-prichalnykh-sooruzhenij-salmanovskogo-utrennego-neftegazokondensatnogo-mestorozhdeniya>
14. O'Connor P. A Preliminary Concept for an LNG Import Terminal for Saldanha Bay. Stellenbosch University, 2014, 231 p. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/37421142.pdf> MAG: 2117829520
15. As North Sea Oil Wanes, Removing Abandoned Rigs Stirs Controversy. *Yale Environment* 360. URL: <https://e360.yale.edu/features/as-north-sea-oil-wanes-removing-abandoned-rigs-stirs-controversy>
16. Gervais F., Collet P., Fourneraut M. (Total SA) 2019, GBS LNG as a near shore concept for LNG development. 19-th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas, 12 p.
17. White Rose Oilfield Development Application. Project Summary. Submitted by Husky Oil Operations Limited (as Operator). 2001. January. 121 p.
18. Parth F. R. 2016, Successful Program Delivery Starts Long Before the Program Does. Part 2. *PM World Journal*, vol. 5, issue 8, pp. 1–20. URL: <https://pmworldlibrary.net/wp-content/uploads/2016/09/pmwj50-Sep2016-Parth-Successful-Program-Delivery-part3-featured-paper.pdf>
19. White Rose Development Application, vol. 2. Development Plan. Submitted by Husky Oil Operations Limited (as Operator), 2001, 40 p.
20. Farr J. V. 2012, Life Cycle Cost Considerations for Complex Systems. *Systems Engineering: Practice and Theory*, pp. 127–146. <https://doi.org/10.5772/32063>

The article was received on February 11, 2023