

ЭКОНОМИКА ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

УДК 553.98(470.21)

© Фадеев А.М., Череповицын А.Е.

© Ларичкин Ф.Д., Егоров О.И.

Экономические особенности реализации проектов по освоению углеводородных месторождений шельфа

В статье рассматривается спектр экономических вопросов реализации проектов по освоению морских углеводородных месторождений. Проанализированы основные риски на этапах реализации проектов и сформулированы предложения по их нивелированию. Приведён анализ инвестиционных затрат при обустройстве морских нефтегазовых месторождений в различных климатических условиях, указаны ресурсные показатели углеводородного сырья России и государств Каспийского региона. Уделено значительное внимание менеджменту осуществления проектов с учётом зарубежного опыта освоения природных ресурсов. В статье также рассмотрены вопросы безопасности и охраны окружающей среды при освоении шельфовых месторождений.

Нефтегазовая промышленность, риски, арктический шельф, Каспийское море, менеджмент проектов, углеводородные ресурсы.



**Алексей Михайлович
ФАДЕЕВ**

кандидат экономических наук, старший научный сотрудник
Института экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского НЦ РАН
am_fadeev@rambler.ru



**Алексей Евгеньевич
ЧЕРЕПОВИЦЫН**

доктор экономических наук, доцент, главный научный сотрудник
ИЭП им. Г.П. Лузина Кольского НЦ РАН
alekseicherepov@inbox.ru



**Фёдор Дмитриевич
ЛАРИЧКИН**

доктор экономических наук, профессор
директор ИЭП им. Г.П. Лузина Кольского НЦ РАН
lfd@iep.kolasc.net.ru



**Олег Иванович
ЕГОРОВ**

доктор экономических наук, профессор, главный научный сотрудник
Института экономики Комитета науки Министерства образования и науки
Республики Казахстан
olivegorov@mail.ru

Анализ ситуации, складывающейся относительно состояния и прогнозов развития сырьевой базы углеводородов, как

в России, так и за рубежом позволяет выделить следующие угрозы поступательному и сбалансированному развитию

нефтегазового комплекса в мировом масштабе:

- годовая добыча по большинству нефтедобывающих регионов не компенсируется приростами запасов;
- приближаются сроки исчерпания активных эксплуатируемых запасов;
- в структуре запасов быстро нарастает доля трудноизвлекаемых запасов и трудноосваиваемых месторождений;
- практически отсутствует резерв объектов на суше, на которых возможно получение существенных приростов запасов;
- резко ухудшилась структура новых открытий: практически все они относятся к разряду мелких и мельчайших скоплений углеводородов.

В этой связи тенденции развития мировой нефтегазодобычи, скорее всего, будут связаны с увеличением доли добычи нефти и газа из морских месторождений. В настоящее время, по оценкам экспертов, на континентальном шельфе сосредоточено 30% мировой добычи углеводородов (шельф — от англ. *shelf* — выровненная область подводной окраины материка, примыкающая к суше и характеризующаяся общим с ней геологическим строением)¹.

Разработка и эксплуатация шельфовых месторождений ведётся нефтяным сообществом относительно недавно. Начиная с XIX века — это Калифорния, XX век — Мексиканский залив, Северное море, Сахалин.

Самые благоприятные условия для образования шельфовых месторождений нефти и газа складываются на мелководье, в начальной стадии формирования осадочных пород (т. н. процесс седиментации). В качестве примера можно привести Северное море, дно которого представляет собой ряд огромных газонефтеносных провинций. Примерно 150 млн. лет назад в водах данного моря процент кислорода был намного меньше, чем сегодня, и это замедляло разложение активно накапливавшихся

органических веществ. При соответствующих температуре, давлении, а также благодаря работе бактерий органика постепенно трансформировалась в месторождения углеводородов.

Вовлечение морских ресурсов нефти и газа России в промышленный оборот — одно из альтернативных направлений развития нефтегазодобывающей промышленности.

Площадь континентального шельфа России составляет 6,2 млн. км², что соответствует 21% площади Мирового океана. Общий нефтегазоносный потенциал российского шельфа, по оценке специалистов, сопоставим с крупнейшими нефтегазовыми провинциями мира. Около 4,3 млн. км² этой площади и 0,4-0,5 млн. км² глубоководья перспективны в отношении нефти и газа. Из них около 2,2 км² принадлежит Западной Арктике. Согласно оценкам специалистов, геологические ресурсы нефти и газа на российском шельфе достигают почти 100 млрд. т у. т., из которых извлекаемая нефть составляет около 12 млрд. тонн².

В России освоение нефтегазовых месторождений на шельфе только начинается. Выявлено более 20 крупных нефтегазоносных бассейнов, открыто 32 месторождения, в том числе гигантские — Штокмановское, Русановское, Ленинградское. Анализ структуры распределения начальных суммарных ресурсов по акваториям (*рис. 1*) показывает, что наибольшая доля (около 67%) приходится на моря Западной Арктики — Баренцево, Печорское и Карское³.

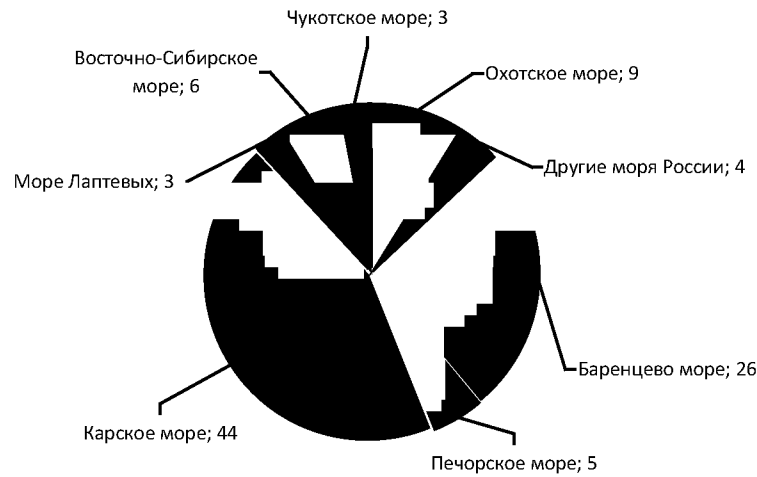
Некоторые специалисты ставят освоение современных шельфовых месторождений в один ряд с космосом, нанотехнологиями и электроникой: реализация будущих проектов на шельфе потребует от науки и

² Шельфовые миражи: нефть и газ континентального шельфа России // Нефтегазовая вертикаль. — 2002. — №9. — С. 85.

³ Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы российского шельфа. Специальный выпуск. — 2006. — С. 15.

¹ Материал из Википедии — свободной энциклопедии.

Рисунок 1. Распределение начальных суммарных ресурсов по акваториям России, %



промышленности разработки и производства большого количества сложных технических средств — от судов и буровых платформ до аппаратуры и приборов геофизического, навигационного и прочего назначения. Процесс разработки нефтегазовых месторождений на шельфе отличается большой капиталоемкостью проектов, необходимостью использования передовых морских технологий, высокой степенью риска вложения капиталов. Помимо чисто технологических трудностей специалистам приходится решать и ряд проблем, связанных с жесткими требованиями по охране окружающей среды.

Для создания конкурентоспособных условий освоения шельфовых месторождений необходимо определить основные риски, возникающие при реализации нефтегазовых проектов, и оценить их влияние на экономическую эффективность проектов.

Так, геологические риски, возникающие при проведении геологоразведочных работ, обусловлены недостаточной изученностью шельфа, а также высокими затратами на проведение бурения. Данные риски проявляются в отсутствии нефтегазоносности и неподтверждении запасов.

Для нивелирования указанных геологических рисков может быть применен ряд экономических инструментов. К таким

инструментам относится перераспределение финансовых затрат недропользователя на экономическую выгоду от другой деятельности, уменьшение налоговой нагрузки на всю величину затрат, понесенных при проведении геолого-разведочных работ (ГРР). Кроме того, возможно создание консорциумов из нескольких инвесторов, что существенно снижает затраты и риски этапа ГРР для каждого отдельного инвестора. Наряду с указанными инструментами, в отдельных случаях государство может взять на себя большую часть геологических рисков путём финансирования ГРР.

Необходимо констатировать, что в современных российских условиях такого рода механизмы снижения геологических рисков либо отсутствуют вообще, либо их применение затруднено. Так, Налоговый кодекс позволяет переносить расходы на ГРР на иную деятельность организации, однако перенос убытков ограничен объёмом и сроками и невозможен между юридическими лицами внутри холдинговой структуры⁴.

Если государство берёт на себя часть геологических рисков за счёт финансирования ГРР, основной проблемой выступает задача

⁴ Донской С. и др. Шельф, деньги и риски. В России предстоит создать условия для освоения шельфовых месторождений // Нефть и капитал. — 2005. — №10.

определения оптимального уровня затрат. Так, по мере проведения работ от регионального геологического изучения до бурения поисково-разведочных скважин на локализованных структурах геологические риски снижаются, а затраты растут. Чем раньше государство передаст лицензию недропользователю, тем меньше средств оно затратит. Вместе с тем для компенсации высоких рисков необходимо создание более мягких налоговых условий. Наоборот, если лицензия выдаётся на уже разведанное месторождение, то геологические риски будут в значительной степени сняты и налоговые условия могут быть достаточно жёсткими, но для этого государству придётся пойти на значительные расходы. Определение степени участия государства в ГРП является задачей, которая осложняется низкой изученностью шельфа.

Этап разработки также характеризуется высокими экономическими рисками, связанными с высокой капиталоемкостью и продолжительностью проектов освоения шельфа. Так, даже незначительный рост затрат может привести к существенному увеличению сроков окупаемости и снижению отдачи на вложенный капитал. С целью уменьшения экономических рисков в мировой практике применяются договорные отношения между инвестором и государством, в которых исключается влияние изменений действующей налоговой системы на экономические результаты проекта. Кроме того, применяются рентные налоги, привязанные к сверхдоходам и показателям эффективности, которые позволяют уменьшить налоговое бремя в период падения цен и способствуют достижению требуемой отдачи на вложенный капитал. Для целей распределения рисков между инвесторами на этапе разработки месторождений создаются также консорциумы.

Использование рентных налогов в России затруднено из-за проблем с их администрированием.

В рамках действующей налоговой системы можно предложить дифференциацию налогов по этапам разработки (налоговые каникулы на начальном этапе и налоговые льготы для выработанных месторождений), виду добываемого сырья (нефть/газ), глубине шельфа и т. п.

Кроме того, для повышения привлекательности шельфовых проектов возможно установление понижающих коэффициентов к ставкам экспортных пошлин, использование механизма ускоренной амортизации.

Технологические и транспортные риски этапа разработки, характерные для шельфа северных морей, связаны со сложностью (а иногда — с отсутствием) технологий, повышенной вероятностью отказа оборудования (особенно в арктических условиях), отсутствием опыта транспортировки углеводородов в значительных объёмах, дефицитом танкеров и ледоколов и т. д. Выбор технологии и технических средств для транспортировки ресурсов определяется влиянием целого ряда факторов: географического положения акватории, глубины моря, объёма транспортируемой продукции, расстояния транспортировки и т. д.

Перспективы освоения ресурсов глубоководных районов с лёгкими и средними ледовыми условиями (большинство районов Баренцева моря) связаны в первую очередь с гигантскими глубоководными месторождениями газа, такими как Штокмановское и Ледовое. Транспортировка продукции из месторождений подобных размеров может быть осуществлена с помощью трубопроводов. Сложной представляется проблема контроля и обслуживания части трубопровода, расположенной в акватории, в течение полугода покрытой льдами. Здесь возможны три технических решения: первое — создание судов обслуживания ледокольного класса, способных обеспечить круглогодичный доступ к трубе; второе — строительство автономных подводных технических средств; третье — дублирование участка газопровода, расположенного в ледовой

части акватории, которое обеспечит возможность его обслуживания и ремонта в наиболее благоприятный период года.

Рассматривая проблемы создания транспортной системы для данных районов, необходимо учитывать, что значение транспортной магистрали не ограничивается только одним конкретным объектом, она может служить основой создания инфраструктуры для освоения целого ряда других месторождений.

Для районов с относительно небольшими глубинами моря, тяжёлыми и очень тяжёлыми ледовыми условиями (шельфы Охотского, Печорского, Карского и восточно-арктических морей) характерны специфические проблемы прокладки газопроводов, связанные главным образом с преодолением достаточно протяжённой, замерзающей мелководной зоны и выводом трубопроводов на сушу в условиях вечной мерзлоты. Сложность данной задачи усугубляется тем, что на малых глубинах происходит ледовое «выпахивание» дна⁵. Это явление может наблюдаться на батиметрических отметках до 40 – 50 м. Наиболее интенсивно оно проявляется при глубинах менее 20 – 30 м, где глубина «выпахивания» может превышать 5,5 м. В результате этого возникает необходимость значительного заглубления трубопровода и установки дополнительных автоматических задвижек на случай его повреждения.

Вывод трубопроводов на берег осложняется в районах с вечной мерзлотой, где возникает необходимость принимать специальные меры по защите окружающей среды. Такие меры включают выемку траншей и создание гравийной бермы, в которую укладывают трубопровод, или сооружение свайно-эстакадного моста.

Весьма актуальным является вопрос круглогодичного контроля и обслуживания трубопроводов на наиболее мелководных участках ледовых акваторий.

⁵ Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы российского шельфа. Специальный выпуск. – 2006. – С. 15.

Перспективы освоения шельфовых месторождений в России связаны также с районами, которые характеризуются тяжёлой и очень тяжёлой ледовой обстановкой и относительно небольшими глубинами моря. К их числу относятся Печорское море, сахалинский шельф, Карское море и восточно-арктические акватории. Между этими районами имеются весьма существенные различия в условиях для создания транспортной инфраструктуры. Особо выделяется сахалинский шельф с небольшими расстояниями транспортировки продукции до берега. Кроме того, на побережье Сахалина, прилегающем к морским месторождениям, уже развита инфраструктура по добыче нефти и газа. В таких условиях для месторождений сахалинского шельфа представляется целесообразным ориентироваться на прокладку трубопроводов от каждого месторождения на берег, с последующим присоединением их к береговым коммуникациям. При этом, соответственно, возникает весь комплекс технических и технологических задач, применимых к мелководным газопроводам. Единственным принципиальным отличием является отсутствие на Сахалине вечной мерзлоты.

В остальных районах Арктики ситуация принципиально иная. Здесь либо отсутствуют коммуникации с береговой зоной, либо развиты недостаточно. Для решения проблемы транспортировки нефти в этих условиях необходимо сооружение погрузочных терминалов для танкеров. При этом для обеспечения круглогодичной транспортировки нефти, например, из месторождений восточно-арктических морей, где продолжительность безледового периода ограничена 1,5 – 2,0 мес., потребуется использовать такие нетрадиционные транспортные средства, как танкеры-ледоколы.

С целью снижения технологических и транспортных рисков в мировой практике широко применяются система страхования, механизм особых экономических зон,

концессии, снижение или полное освобождение инвестора от импортных пошлин на ввозимое оборудование.

Таким образом, на величину транспортных затрат наибольшее влияние оказывают природно-климатический и географо-экономический факторы, т.е. наличие инфраструктуры, расстояние до потребителей. Максимальное значение транспортных расходов, от 20 — 60 долл./т по нефти и 40 — 50 долл./тыс. м³ по газу, наблюдается на арктических морях, которые находятся в тяжёлых ледовых условиях и на значительном расстоянии от потенциальных рынков сбыта. Минимальные удельные затраты — на акваториях Балтийского и Чёрного морей — составляют 10 — 15 долл./т по нефти.

Для этапа разработки характерны также экологические риски, связанные с возможностью нанесения серьёзного ущерба окружающей среде и последующими затратами на его ликвидацию и компенсацию.

Экологические проблемы заключаются в том, что Арктический регион имеет уязвимую экосистему, и даже незначительная утечка добываемых углеводородов, особенно на шельфе, большую часть года покрытого льдами значительной толщины, приведёт к непоправимому экологическому ущербу, а также потребует колоссальных штрафных выплат. Так, например, на Аляске в 1989 г. крушение танкера «Exon Valdez», заполненного нефтью, привело к крупнейшей в истории экологической катастрофе на море. В результате разлива нефти произошло резкое уменьшение популяций рыб, в том числе горбуши, а на восстановление некоторых ареалов чувствительной природы Арктики потребуется не менее 30 лет. Суд обязал компанию «Exon» уплатить компенсацию 4,5 млрд. долл.

Ещё более масштабная экологическая катастрофа на шельфе произошла в 2010 г. в Мексиканском заливе. Управляемая компанией «British Petroleum» (BP) платформа Deepwater Horizon затонула у побережья

штата Луизиана 22 апреля после 36-часового пожара, последовавшего за мощным взрывом. Утечка нефти, которая началась следом, уже нанесла ущерб штатам Луизиана, Алабама, Миссисипи. Фактический экономический ущерб ещё предстоит определить, поскольку используемые методы ликвидации выбросов нефти из скважины пока не привели к положительному результату. Остаётся под вопросом и возможность сооружения разгрузочной скважины к августу 2010 г. из-за предстоящего сезона штормов в регионе. Расходы компании BP на ликвидацию последствий аварии на нефтяной платформе в Мексиканском заливе грозят составить сумму 37 миллиардов долларов, прогнозирует (по состоянию на 03.06.2010 г.) швейцарский банк Credit Suisse Group AS.

Так, экологическая катастрофа в Мексиканском заливе нанесла сильнейший удар по экономической системе и репутации компании и привела к тому, что в ближайшем будущем «British Petroleum» может быть поглощена более сильным конкурентом. В качестве корпораций, которые способны приобрести BP, называют британскую «Royal Dutch Shell» и американскую «Exxon»⁶.

Для снижения экологических рисков в мировой практике используется страхование ответственности за причинение вреда и возмещение инвестору расходов на страхование при разделе продукции. В России практика страхования экологической ответственности не получила широкого применения во многом из-за неразвитости российского рынка страхования. В целом для страхования рисков при разработке шельфов, вероятно, должен будет создаваться транснациональный пул страховых компаний, которые смогут обеспечить страховое обеспечение высокочрезвычайных шельфовых проектов⁷.

⁶ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gudok.ru/economy/news.php?ID=351955>

⁷ Донской С. и др. Шельф, деньги и риски. В России предстоит создать условия для освоения шельфовых месторождений // Нефть и капитал. — 2005. — №10.

При приближении момента завершения эксплуатации месторождения возникают риски, связанные с износом оборудования и инфраструктуры. С одной стороны, это приводит к увеличению экологических рисков инвестора, поскольку увеличивается вероятность отказа оборудования и нанесения серьёзного ущерба окружающей среде. С другой стороны, после завершения проекта государство остаётся с объектами, либо вовсе не пригодными для дальнейшего использования, либо требующими значительных средств для поддержания их в рабочем состоянии.

Существуют ликвидационные риски, проявляющиеся в возможном отсутствии у недропользователей и государства средств на осуществление работ по ликвидации. С такой проблемой, в частности, уже столкнулись Великобритания и Норвегия, давно осуществляющие добычу нефти и газа на шельфе. Для снижения указанного риска создаются ликвидационные фонды, причём происходит вычет расходов по созданию фондов на ликвидацию из налоговой базы. Согласно российскому законодательству формирование ликвидационного фонда, наиболее надёжного механизма снижения ликвидационных рисков, возможно только при использовании режима раздела продукции.

В мировой практике разработки шельфов часто для снижения рисков используется принцип «одного окна», который реализуется через специальную государственную организацию или компанию. Её участие в процессе освоения шельфа позволяет успешно вести переговоры с потенциальными потребителями и координировать сбыт продукции от всех шельфовых проектов на взаимовыгодной для всех инвесторов основе. Такая организация или компания берет на себя также все проблемы по взаимодействию инвесторов с органами исполнитель-

ной и законодательной государственной власти, и посредством её участия в процессе подготовки и реализации проектов освоения шельфа снижаются сроки согласований и скрытые издержки.

Помимо выполнения организационных функций, специальная компания может нести расходы по проекту, т.е. быть полноценным инвестором.

Существуют различные схемы участия такой компании в шельфовых проектах. Так, если госкомпания несёт часть затрат на ГРП, снимаются геологические риски, следовательно, государство может требовать большую долю участия в проекте или прибыли при её разделе. В случае когда государственная компания не вкладывает собственных средств, инвестор требует большую отдачу на вложенный капитал.

Каждая страна формирует свои правила игры, учитывая специфику освоения шельфа. Например, в Бразилии, где самый низкий в мире коэффициент коммерческого успеха, основную часть геологических рисков при освоении шельфа берёт на себя государственная компания «Petrobras» — она проводит геологическое изучение за счёт государства и предоставляет геологическую информацию инвесторам, действующим на основании договоров подряда.

В Китае в качестве субъекта государственного регулирования процесса освоения шельфа выступает Китайская национальная нефтегазовая компания (CNOGC), участвующая в каждом СПП, а также проводящая ГРП и разработку месторождений собственными силами.

В Норвегии в 1972 году для осуществления государством административного управления был создан Норвежский нефтяной директорат, а в целях осуществления коммерческой деятельности на шельфе в интересах государства — компания «Statoil».

Таблица 1. Результаты оценки инвестиционных затрат, млн. долл.

Наименование	АРКТИЧЕСКИЙ РЕГИОН			Каспийский регион
	Перевалочные перевозки		Прямые перевозки	
	Челночный газозов грузовместим. 155 тыс. м ³	Челночный газозов грузовместим. 80 тыс. м ³		
Газодобывающая платформа	650	650	650	400
Подводный трубопровод	200	200	200	100
Завод СПГ с инфраструктурой и судами портофлота	2 100	2 100	2 100	2 020
Линейные газозовы – вместимость тыс. м ³ / ледовый класс – количество, ед. стоимость	155/ЛУ-26 1 320	155/ЛУ-26 1 320	155/ЛУ-88 2 800	155/ЛУ-28 1 760
Челночные газозовы – вместимость тыс. м ³ / ледовый класс – количество, ед. стоимость	155/ЛУ-83 1 050	155/ЛУ-86 1 320		
Перевалочная база – вместимость, тыс. м ³ стоимость	310 300	230 240		
Многофункциональное ледокольное судно снабжения, количество, ед. стоимость	2 160	3 240	2 160	
Судно обеспечения безопасности	-	-	-	7
Судно снабжения	-	-	-	9
<i>Всего, млн. долл.</i>	<i>5 780</i>	<i>6 070</i>	<i>5 910</i>	<i>4 296</i>

В Великобритании шельф характеризуется высокой степенью изученности, низкими перспективами коммерческих открытий, развитой инфраструктурой и находится на этапе падающей добычи. Как следствие, государственное регулирование направлено на стимулирование ГРП и разработку мелких месторождений. Инструмент госкомпании здесь уже не используется.

В целом участие государства в процессе освоения шельфа подчиняется совершенно чёткой закономерности. На начальном этапе, когда шельф мало изучен, отсутствует транспортная инфраструктура и технологии, подавляющее число государств создаёт специализированную национальную компанию. Эта компания принимает участие во всех этапах подготовки и реализации проектов. Впоследствии, по мере развития добычи, госкомпании постепенно теряют часть своих полномочий и приватизируются.

Известно, что освоение шельфовых месторождений требует огромных капиталовложений. Данное обстоятельство предьявляет к управлению разработкой морских нефтегазовых месторождений особое внимание.

Так, по оценкам экспертов, долгосрочные инвестиционные затраты на освоение существующих углеводородных месторождений арктического шельфа прогнозируются на уровне 5,78-6,0 млрд. долларов⁸.

При этом индекс доходности инвестиций ожидается на уровне 1,3, что свидетельствует об инвестиционной привлекательности проектов освоения морских газовых месторождений континентального шельфа Арктики.

Анализ инвестиционных затрат на обустройство морских газовых месторождений Арктики, проведённый ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова», показывает, что реализация проектов освоения морских газовых месторождений потребует существенно больших инвестиций, чем те, которые затрачиваются на освоение месторождений в менее суровых климатических (соответственно – ледовых) условиях. В *таблице 1* приведены результаты сравнения оценок инвестиционных затрат, а на *рисунках 2 и 3* – их структура в Арктическом и Каспийском регионах.

⁸ Романюк А. Доходное место // Морской бизнес Северо-Запада. – 2007. – №9. – С. 57.

Рисунок 2. Распределение инвестиций по объектам обустройства арктического месторождения, %

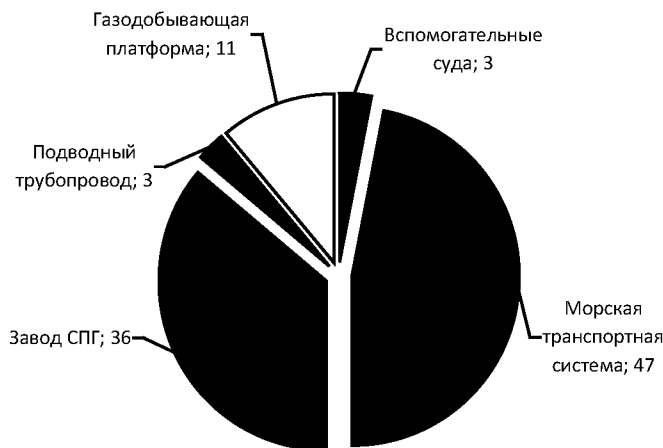
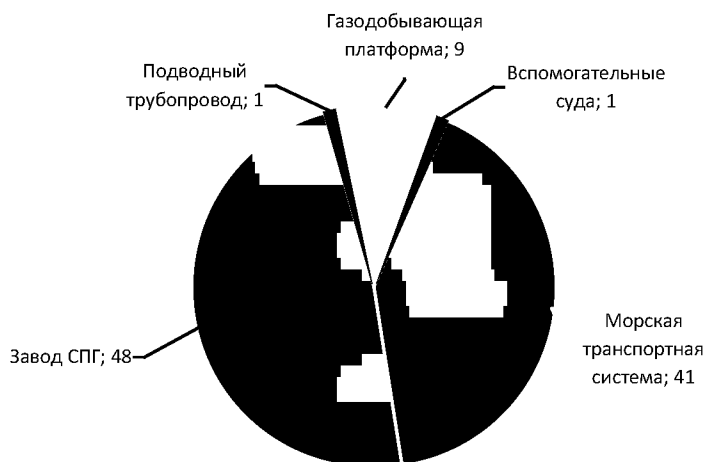


Рисунок 3. Распределение инвестиций по объектам обустройства неарктического месторождения, %



Мировой опыт показывает, что средняя стоимость подводного трубопровода для безледовых условий составляет около 1 млн. долларов за километр. Для арктических морей данная стоимость увеличивается примерно в 2 раза. Данный факт объясняется удорожанием как самого трубопровода, так и затрат на его прокладку в сложных ледовых условиях.

Как отмечается в материалах ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, разработка месторождений, расположенных в арктических морях, может увеличить объём инвестиций примерно на 40% по сравнению с месторождениями, разрабатываемыми в менее суровых климатических условиях. Вместе

с тем организация перевалочной схемы перевозок для сжиженного природного газа может дать некоторое сокращение инвестиционных затрат, например на 3-4% при соотношении ледового и неледového участков.

Примечательно, что, в соответствии со статистическими данными исследований, стоимость заводов по сжижению газа незначительно зависит от региона, в котором он расположен. Так, стоимость завода по сжижению 10 млрд. куб. м газа составит около 2100 млн. долл. (с учётом затрат на отгрузочный терминал в составе хранилища газа и отгрузочного причала, а также суда портофлота).

При этом при разработке морских углеводородных месторождений Арктики завод по сжижению газа (с учётом затрат на отгрузочный терминал и суда портофлота) уже не является превалирующей статьёй инвестиционных затрат. Несмотря на то что стоимость самого завода остаётся неизменной, его доля в общих затратах резко падает (с 48 до 36%). Однако при этом затраты на все остальные объекты обустройства месторождения, такие как морская газодобывающая платформа, морская транспортная система, подводные трубопроводы, вспомогательный флот, существенно увеличиваются.

По оценке ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, удельные инвестиционные затраты на 1 тыс. куб. м добываемого газа составят до 23 долларов при добыче на арктическом шельфе. При этом уровень доходности ожидается равным 1,3, что свидетельствует о высокой инвестиционной привлекательности подобных проектов.

В настоящее время масштабное освоение арктического шельфа является стратегическим направлением для Российской Федерации.

Успешное освоение углеводородных месторождений на шельфе Арктики позволит:

- создать новый нефтегазодобывающий регион на шельфе Баренцева моря;
- создать на Северо-Западе России инфраструктуру для производства и транспорта сжиженного газа;
- создать новые и адаптировать к арктическим условиям существующие передовые технологии комплексной морской нефтегазодобычи (подводные добычные комплексы, многофазный транспорт продукции на большие расстояния и др.);
- создать нормативно-правовую базу, обеспечивающую добычу углеводородов на шельфе;

- в значительной степени стимулировать развитие отраслевой науки и отечественной промышленности по созданию наукоёмких технологий освоения шельфовых месторождений.

При возведении морских нефтегазовых сооружений на арктическом шельфе важно, чтобы указанная деятельность была осуществлена в рамках экономических, экологических правил в соответствии с нормами безопасности при использовании необходимых современных технологий.

К освоению шельфа Каспийского моря приступили и нефтяные компании, осуществляющие свою деятельность в Республике Казахстан. На её территории выявлено более 200 месторождений углеводородного сырья, 77 из которых разрабатываются в настоящее время. В Западном Казахстане сосредоточено 90% месторождений из числа разведанных, а 98,2% из их числа находятся на разной стадии эксплуатации.

Наиболее крупными по разведанным запасам являются месторождения Тенгиз, Карачаганак, Жанажол, Жетыбай, Кенбай, Каламкас, Каражанбас, Кумколь, Узень. Их суммарные извлекаемые запасы составляют: по нефти — 1,565 млрд. т, по газовому конденсату — 650 млн. т. Только по Карачаганакскому проекту предусматривается добыча нефти и газового конденсата в объёме 12 млн. т в год, газа — 25 млрд. м³ в год, что составит не менее 48 млрд. долларов США дохода, включая налоги и другие платежи в бюджет.

Кроме разведанных запасов Республика Казахстан располагает и значительными прогнозными ресурсами. Особое место среди выявленных нефтеносных территорий республики занимает шельф Каспийского моря, где обнаружены крупнейшие структуры — Кашаган, Кайран и Актоты. Прогнозные запасы только одной залежи в восточной части Кашагана предварительно

Таблица 2. Ресурсы нефти и газа государств Каспийского региона, млрд. т условного топлива

Страны	Нефть			Газ		
	Доказанные запасы	Возможные ресурсы	Итого	Доказанные запасы	Возможные ресурсы	Итого
Азербайджан	0,7-2,0	5,4	6,1-7,0	0,4	1,3	1,7
Иран*	0	2,4	2,4	0	0,4	0,4
Казахстан	2,0-3,2	17,0	19,0-20,0	2,0-3,1	3,3	5,3-6,4
Россия*	0,04	1,0	1,0			
Россия**	0,2	1,2	1,4	0,9	1,5	2,4
Туркменистан	0,3	6,4	6,7	3,7-5,8	5,9	9,6-11,7
Всего в странах Прикаспийского региона	3,2-5,9	32,4	35,6-37,5	7-10,2	12,4	19,4-22,6
То же, исключая Россию	3,0-5,7	31,2	34,2-36,1	6,1-9,0	10,9	17,0-20,2

Источник: Энергетическое информационное управление США.
 * Учтены только Прикаспийские территории.
 ** С учётом результатов разведки последних лет компании «Лукойл»: запасы (категории ABC₁+C₂); ресурсы (C₃, D₁, D₂).

оцениваются от 25 до 60 млрд. баррелей извлекаемых объёмов нефти. Программа оценки запасов этой структуры, включающая в себя разработку геологических моделей, вариантов конструкций скважин, технологическую схему эксплуатации, займёт от 3 до 5 лет.

Первая стадия реализации новых нефтяных проектов, связанных с освоением ресурсов шельфовой зоны Каспийского моря, предполагаемые запасы нефтегазовых структур которой способны вывести Казахстан в число наиболее крупных мировых держав по запасам, а в дальнейшем и по добыче нефти и газа, показала высокую заинтересованность иностранных компаний в их осуществлении, о чём свидетельствует их непосредственное участие в работах, проводимых консорциумом «КазахстанКаспийШельф»⁹.

Исходя из понимания всей важности стоящих в регионе задач, имеющих, как правило, стратегическое значение не только для Республики Казахстан, но и для всех Прикаспийских государств, главный приоритет должен быть отдан комплексному и экологически безопасному развитию всех

структурных звеньев хозяйства. Круг решаемых при этом задач достаточно широк: обоснование экономически и экологически допустимых объёмов ежегодной добычи различных видов полезных ископаемых, глубины их переработки, качественных изменений в структуре промышленности.

Конкретным фактом, связанным с проведением широкомасштабных работ по оценке нефтегазовосности данной территории, является утверждение Указом Президента страны №1095 Государственной программы освоения казахстанского шельфа. В ней обозначены три этапа: первый, рассчитанный на 2003 – 2005 гг., предусматривает добычу 500 тыс. т нефти в год; на втором этапе – 2006 – 2010 гг. – её объём будет доведён до 40 млн. т в год; третий этап связывается со стабилизацией добычи на уровне 100 млн. т в год. Однако следует отметить, что перенос сроков ввода в эксплуатацию месторождения Кашаган на 2013 г. кардинально изменил оценку всех параметров, закреплённых в Программе.

Установленные в Программе объёмы добычи нефти были сориентированы на перспективные запасы углеводородного сырья, которые с той или иной долей вероятности определены на текущий момент (табл. 2).

⁹ Егоров О.И., Чигаркина О.А., Баймуханов А.С. Нефтегазовый комплекс Казахстана: проблемы развития и эффективного функционирования. – Алматы: Агмура, 2003. – 535 с.

Ситуация, складывающаяся на казахстанском шельфе Каспийского моря, в определённой мере напоминает процесс освоения нефтегазовых месторождений страны прежних лет. Интенсивное наращивание добычи углеводородных ресурсов не имеет надёжного обеспечения в виде заключённых контрактов на строительство новых объектов их переработки, предприятий производственной и социальной инфраструктуры.

Отставание в формировании соответствующих перерабатывающих производств, транспортных артерий (нефте-, газо- и продуктопроводов), объектов инфраструктуры (линий электропередачи, предприятий строительной индустрии) и социально-бытового комплекса в совокупности свидетельствует о продолжающейся практике освоения ресурсов узковедомственными методами. Поэтому при проектировании разработки нефтяных или газовых месторождений решают главную задачу — извлечение в кратчайшие сроки как можно большего объёма углеводородного сырья, забывая при этом о его качественных характеристиках, специфических физико-химических параметрах, потенциальных возможностях получения большого ассортимента исключительно важной продукции.

До недавнего времени ресурсный потенциал российского сектора Каспия оценивался как весьма умеренный (см. табл. 2). Однако масштабные геологоразведочные работы, проводившиеся в последние 10 лет нефтяной компанией «ЛУКОЙЛ», включавшие значительный объём сейсмических исследований 2D и 3D и глубокого бурения (9 поисково-разведочных скважин на 6 структурах общим метражом 26,5 тыс. м), радикально изменили сложившиеся представления, а оценки НСР только по лицензионным участкам «ЛУКОЙЛ» выросли

до 2 млрд. т условного топлива. В целом по российскому сектору они оцениваются уже в 4 — 5 млрд. т.

В последние годы здесь были открыты значительные объёмы углеводородного сырья. Так, по данным «ЛУКОЙЛ» (на октябрь 2006 г.), доказанные запасы только трёх месторождений (Хвалынского, им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского) превышают 570 млн. т условного топлива, а общий объём запасов промышленных категорий $C_1 + C_2$ на месторождениях, открытых компанией, достигает по нефти не менее 190 млн. т (включая около 30 млн. т газового конденсата), по газу — 676 млрд. м³.

Северо-Каспийский ЦЭР объединяет шесть месторождений, из которых пять (им. В. Филановского, им. Ю. Корчагина, Сарматское, «170 км», Хвалынское) — нефтегазоконденсатные, одно (Ракушечное) — газоконденсатное. Перспективная площадь центра — свыше 6 тыс. км² при протяжённости 120 км и ширине 45 — 70 км. Суммарные запасы газа месторождений центра на 01.01.2006 г. составляют: по категории $A + B + C_1$ — 285,3 млрд. м³, по категории C_2 — 390,9 млрд. м³. Перспективные и прогнозные ресурсы категорий C_3 — Д оцениваются в 1230 млрд. м³. Три газовых месторождения центра относятся к крупным морским месторождениям России, запасы которых составляют 4% разведанных запасов российского шельфа. Степень разведанности НСР центра — 56,4%.

Масштабное освоение углеводородных ресурсов Каспийского моря должно стать исключительно важным направлением в развитии экономики государств, расположенных в зоне этого региона. В этой связи приоритетное значение приобретает совместная реализация проектов разведки, добычи, транспортировки и использования ресурсов нефти и газа.

Оценивая общую ситуацию, сложившуюся в бассейне Каспийского моря, как

критическую, а также учитывая уникальность и климатообразующее значение Каспия, необходимость сохранения многообразия живой природы и предотвращения негативных последствий техногенного развития, считаем, что настало время для решения основных проблем совместными усилиями Прикаспийских государств.

Возможность реализации наиболее важных аспектов заключается в создании региональной комплексной программы, главными блоками которой явились бы вопросы рационального природопользования и охраны окружающей среды.

В рамках региональной программы можно было бы решить и такие актуальные вопросы, как:

- создание единых для региона принципов взаимоотношений государств и нефтяных компаний на основе унификации важнейших условий выдачи лицензий на разведку и добычу минерально-сырьевых ресурсов;
- разработка правового режима прокладки и эксплуатации подводных трубопроводов, ведения геофизических, геологоразведочных и буровых работ в шельфовой зоне;
- создание правовой основы для сотрудничества прибрежных государств в области охраны окружающей среды, сохранения биологического разнообразия Каспийского моря, проведения научных исследований в акватории моря, совместного финансирования наиболее крупных проектов по совместной разработке месторождений нефти и газа, находящихся на границе национальных секторов государств.

Одним из важнейших вопросов успешного осуществления процесса разработки месторождения на шельфе является управление его реализацией. Эффективный менеджмент проекта гарантирует, что будут

спроектированы, подготовлены, смонтированы и начнут эксплуатироваться рациональные морские сооружения, причём оптимальным образом.

Основными функциями менеджмента шельфовых проектов являются:

- ⇒ выбор партнёров для кооперации на различных этапах реализации проекта;
- ⇒ решение технических вопросов, включающих установление уровня надёжности проектных решений;
- ⇒ учёт требований экономической эффективности в новой области освоения шельфа в условиях отсутствия инфраструктуры;
- ⇒ акцентирование внимания на вопросах безопасности и охраны окружающей среды.

Выбор партнёров предполагает:

- подбор персонала для компаний-операторов разработки шельфовых месторождений, при использовании соответствующего авторитета или опыта;
- выбор советников и консультантов, работающих в российских академических институтах и в промышленности, а также зарубежных консультантов;
- выбор проектных институтов, работающих на начальных стадиях проекта;
- выбор проектных институтов/инженерных компаний для выполнения работ на стадии детального проектирования;
- выбор места для строительства платформы с учётом того, что отрасль освоения шельфа является новой для России;
- выбор компаний для выполнения строительно-монтажных работ на море;
- выбор компаний для выполнения контроля качества работ на различных стадиях проекта.

К техническим проблемам относятся:

- ⇒ достоверный анализ ледовой информации за максимально возможный продолжительный период для определения экстремальных значений ледовых нагрузок;

⇨ реалистический анализ ледовых нагрузок (разброс результатов показывает, что некоторые расчётные формулы дают слишком высокие показатели нагрузок от действия льда);

⇨ учёт технологической новизны освоения шельфа для российской нефтегазовой промышленности;

⇨ оптимальный выбор методов транспорта и хранения углеводородов в арктических условиях, включающих лёд и многолетнюю мерзлоту;

⇨ выбор оптимальной модели разработки месторождения и технологии подготовки углеводородов, предотвращающей образование парафинов;

⇨ выбор оптимальных технологий, согласованных со всеми участниками контракта, а также с правительственными органами.

Высокий уровень качества менеджмента является залогом принятия эффективных технико-технологических и экономических управленческих решений при реализации проекта. Данное обстоятельство представляется особенно важным, т.к. шельфовое пространство (прежде всего арктическое) представляет собой новый неосвоенный район, а строительство морских нефтегазовых сооружений в нём — новую для российской промышленности область технологий.

Таким образом, шельфовые месторождения обладают большим углеводородным потенциалом, способным обеспечить значительную часть энергетических потребностей страны и принести огромный экономический эффект. Однако их эффективное и безопасное освоение требует решения ряда проблем экономического, нормативно-правового, технико-технологического и экологического характера.

Литература

1. Григоренко, Ю.Н. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения / Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк // Минеральные ресурсы российского шельфа. Специальный выпуск. — 2006. — С. 15.
2. Донской, С. Шельф, деньги и риски. В России предстоит создать условия для освоения шельфовых месторождений / С. Донской [и др.] // Нефть и капитал. — 2005. — №10.
3. Егоров, О.И. Нефтегазовый комплекс Казахстана: проблемы развития и эффективного функционирования / О.И. Егоров, О.А. Чигаркина, А.С. Баймуханов. — Алматы: Атымура, 2003. — 535 с.
4. Золотухин, А.Б. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: учебное пособие / А.Б. Золотухин, О.Т. Гудмestad, А.И. Ермаков [и др.]. — М.: ГУП «Нефть и газ»; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. — 770 с.
5. Романюк, А. Доходное место / А. Романюк // Морской бизнес Северо-Запада. — 2007. — №9. — С. 57.
6. Шельфовые миражи: нефть и газ континентального шельфа России // Нефтегазовая вертикаль. — 2002. — №9. — С. 85.