

СКОЛЬКО СТОЯТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА В УСЛОВИЯХ КРИЗИСА?

УДК 622.323

С.М. Маммадов, к.т.н., ООО «НьюТек Сервисез» (Москва, РФ)

Ю.П. Ампилов, д.ф.-м.н., проф., МГУ им. М.В. Ломоносова (Москва, РФ), ampilovy@gmail.com

В.А. Холодилов, д.г.-м.н., проф., РГУ нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина (Москва, РФ)

В.Н. Хоштария, к.г.-м.н., ООО «Газпром геологоразведка», (Москва, РФ)

В связи с беспрецедентным падением цен на углеводороды в 2014 г. нередко озвучивается мнение, что в новых условиях, когда восстановление цен до прежнего уровня проблематично, стоит заморозить существующие отраслевые программы и отложить освоение шельфовых месторождений до лучших времен. Во многом это связано с тем, что стандартные методы экономической оценки, основанные на дисконтированных денежных потоках, дают отрицательные результаты. А насколько объективны эти методы и можно ли вообще применять подобный анализ к столь долговременным и сложным проектам? Ведь необходимые параметры для таких расчетов просто неоткуда взять, поскольку для многих из них сопоставимые аналоги и технологии отсутствуют не только в России, но и в мире. И трудно представить, что такие гигантские запасы и ресурсы нефти и газа действительно имеют существенную отрицательную оценку, измеряемую десятками и сотнями миллиардов рублей, если взять за основу официальные расчеты даже в докризисных ценах 2013 г.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА.

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА

Для примера рассмотрим четыре участка Приямальского шельфа, лицензии на которые принадлежат ПАО «Газпром»: Русановский, Ленинградский, Нярмейский и Скуратовский (рис. 1).

На двух из них расположены уникальные по объему ресурсов и запасов месторождения Русановское и Ленинградское, открытые еще в 1992 г. Несмотря на свои существенные ресурсы, за 25 лет со времени открытия они не вызывали серьезного интереса у недропользователей. В числе главных причин этого можно выделить: недоразведанность месторождений; отсутствие в мире апробированных технологий добычи в экстремальных ледовых условиях; необходимость многомиллиардных капитальных вложений в обустройство; неопределенность

с транспортировкой и рынками сбыта газа в связи с наметившимся профицитом УВ сырья в мире. Оценочные технико-экономические расчеты в прежние годы



Рис. 1. Перспективные структуры и месторождения Приямальского шельфа Карского моря

делались по этим объектам неоднократно. Последние официальные расчеты относятся к 2013 г., когда ПАО «Газпром» получало лицензии на разведку и освоение этих месторождений, как и на два других участка: Нярмейский и Скуратовский, расположенные по соседству, вблизи п-ова Ямал (рис. 1). Данные расчеты выполнены ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в рамках 1-го этапа НИР «Разработка технико-экономических предложений (ТЭП) и корректив ТЭП по освоению первоочередных участков недр, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации» [1].

С 2013 г. ситуация на мировом рынке УВ сырья заметно изменилась, и прежние решения, несомненно, требуют корректировки.

Упомянутые расчеты по участкам выполнялись по стандартной

Mammadov S.M., Ph.D. in Engineering Sciences, NewTechServices LLC (Moscow, RF)

Ampilov Yu.P., Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Lomonosov Moscow State University (Moscow, RF), ampilovy@gmail.com

Kholodilov V.A., Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, RF)

Khoshtaria V.N., Ph.D. in Geological and Mineralogical Sciences, Gazprom geologorazvedka LLC (Moscow, RF)

How much do fields in the Arctic shelf cost amid the crisis?

In view of the unprecedented drop in prices for hydrocarbon in 2014, there is a growing opinion that in the new conditions where it is troublesome to recover the prices to the previous level, it is better to freeze the existing industry-specific programs and put the development of offshore fields on the back burner. It is mainly connected with the fact that the standard economic appraisal methods based upon discounted cash flows yield negative results. And how unprejudiced are these methods? Can such analysis be applied to such long-term and complex projects at all? All required parameters for such calculations are nowhere to find since there are no similar analogues and technologies for many of them either in Russia or in the world. If we take the official calculations in pre-crisis prices of 2013 as our basis, it is hard to envision that such gigantic reserves of oil and gas truly have a significant negative assessment of dozens and hundreds of billiards of Rubles.

KEY WORDS: ARCTIC SHELF FIELDS, NET DISCOUNTED REVENUE, ECONOMIC APPRAISAL.

универсальной методике, принятой для оценки эффективности инвестиционных проектов. В ее основе лежит широко известный принцип дисконтированных денежных потоков [2], согласно которому все затраты, доходы и налоги в разные годы реализации проекта приводятся к его начальному этапу с помощью операции дисконтирования с заранее заданной ставкой r . То есть вся будущая годовая выручка R_i входит в сложную сумму (1) со знаком «+» по соответствующим годам, а затраты C_i и налоги T_i в те же годы – со знаком «-». Причем для каждого года проекта с текущим номером i берется свой дисконтирующий множитель $1/(1+r)^i$, зависящий только от времени (текущего года проекта i). Главным критерием экономической эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (ЧДД), рассчитываемый в соответствии с вышеописанной логикой суммирования затрат и доходов:

$$\text{ЧДД} = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{R_i - C_i - T_i}{(1+r)^i}, \quad (1)$$

где C_0 – начальные затраты, которые надо понести сразу, поэтому они не дисконтируются.

В простых и понятных вычислениях ЧДД по формуле (1) на самом деле таятся трудности объективного характера. Их легко понять, если взглянуть на рис. 2, где схематически представлены этапы процесса такой оценки, которая выполняется, как правило, несколькими группами специалистов при слабой координации их между собой в силу подчиненности разным структурным подразделениям в пределах даже одной организации.

На первом этапе геологи оценивают ресурсы или запасы участка

(в зависимости от стадии разведки участка), составляют программу геологоразведочных работ (ГРП) и передают результаты следующим группам специалистов.

Разработчики, получив от геологов величины запасов (ресурсов) и сделав предположения о будущих промысловых параметрах (фазовых проницаемостях, дебитах и т. п.), рассчитывают число скважин, их конструкцию и т. д. Они даже не берут в расчет, что запасы могут не подтвердиться разведкой, а фактические параметры могуткратно отличаться от при-

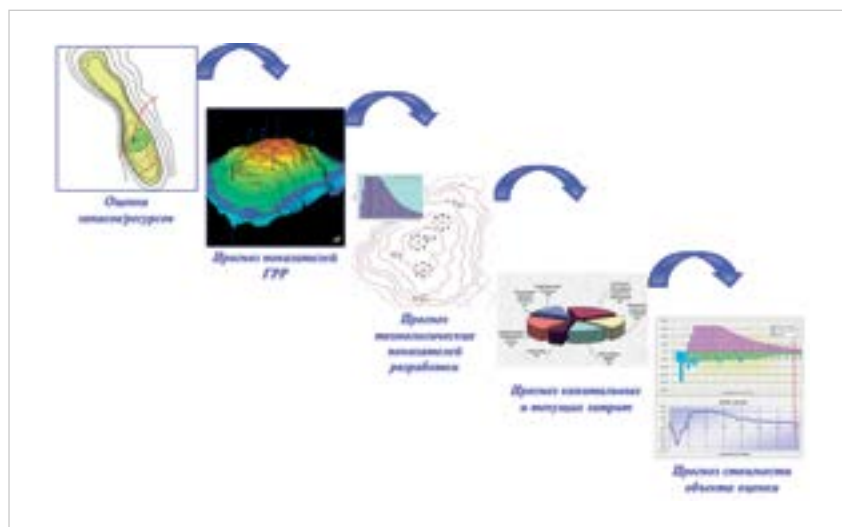


Рис. 2. Основные этапы проведения технико-экономических расчетов

нятых по аналогии, что оказывает решающее влияние на результат.

На следующем этапе проектируется обустройство месторождения, исходя из полученного числа добывающих скважин, их взаимного расположения, объема получаемой продукции и требуемой степени ее переработки или подготовки к транспортировке и т. п.

На завершающем этапе группа экономистов оценивает все затраты, исходя из их рассчитанного физического объема, полученного от разных групп предшествующих специалистов, начиная от ГРП и заканчивая бурением эксплуатационных скважин, их обвязкой и обустройством промысла. При этом, что касается предполагаемых затрат, которые будут понесены через много лет и объем которых оценен с очень большими погрешностями, экономисты пользуются сегодняшними расценками на все виды работ. Когда же они переходят к расчету прогнозной выручки R_i в формуле (1), цены на нефть или газ считают постоянными на весь срок добычи, т. е. на многие десятки лет вперед, исходя, как правило, из текущего уровня цен реализации или осредненной цены за предшествующий период. Однако в реальности цены кратно меняются даже в течение одного года, а не то что десятилетий, на которые рассчитываются показатели в (1). Кроме того, за время проектируемой разработки проходят несколько макроэкономических циклов значительного падения и роста цен.

Понятно, что по этим и другим причинам результат по факту будет другим в 100 % случаев. Несмотря на это, данный вид оценок традиционно используется для принятия управленческих решений. Эти классические подходы также были применены для рассматриваемых наиболее важных четырех лицензионных участков шельфа.

РЕЗУЛЬТАТЫ СТАНДАРТНЫХ ОЦЕНОК ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ

В расчетах [1] авторы использовали два ценовых сценария, приведенных в Прогнозе экономического развития РФ до 2030 г., утвержденном Правительством РФ от 26 марта 2013 г.: пессимистический (нефть Urals 91 долл. США за баррель) и оптимистический (нефть Urals 110 долл. США за баррель). Цены реализации газа европейскому потребителю были рассчитаны исходя из исторических корреляций с ценами на нефть и составили 481 долл. США/тыс. м³ для оптимистического сценария и 398 долл. США/тыс. м³ – для пессимистического. Сейчас, спустя всего четыре года, оказалось, что текущие рыночные цены в два с лишним раза ниже заложенных даже в пессимистическом сценарии.

Однако других официальных данных по проектам пока не появилось, поэтому рассматриваются вышеуказанные результаты, чтобы понять, стоит ли кардинально менять планы по поводу данных участков или же изменения в кризисный период еще не настолько критичны, чтобы корректировать намеченную стратегию.

Месторождение Русановское. Это наиболее крупное месторождение на Приамальском шельфе. Согласно ТЭП максимальный проектный годовой объем добычи газа в 42 млрд м³ достигается на 14-м году эксплуатации месторождения и сохраняется на этом уровне в течение 20 лет. Суммарный фонд добывающих скважин в 106 ед. распределяется по четырем объектам разработки. За расчетный период 50 лет ожидаемый объем накопленной добычи газа составит около 1500 млрд м³ (примерно 70 % от ожидаемых запасов) и чуть более 24 млн т конденсата.

В условиях, когда в среднем 10 месяцев в году данная акватория покрыта льдом толщиной до 2–3 м, месторождение предпола-

гает подводное обустройство (рис. 3). Однако такие технологии пока не апробированы нигде в мире в похожих природно-климатических условиях, а большинство представленных на рисунке элементов обустройства существуют только эскизах. Так что до реального освоения таких месторождений пока далеко.

Месторождение Ленинградское. Проектный объем добычи газа в 44 млрд м³ достигается на 11-м году эксплуатации и сохраняется в течение 19 лет. Суммарный фонд добывающих скважин ожидается на уровне 110 ед. За 50 лет ожидаемый объем накопленной добычи газа составит около 1400 млрд м³ (примерно 70 % от ожидаемых запасов) и немногим более 5 млн т конденсата.

Предполагаемая схема обустройства месторождения аналогична Русановскому (рис. 3) со всеми перечисленными вытекающими последствиями.

Прогнозируемое Нярмейское месторождение. В отличие от Русановского и Ленинградского месторождений Нярмейская структура не разбурена, и наличие запасов газа в ней не доказано. Однако предполагается, что месторождение будет открыто в результате дальнейших ГРП и оцененные на сегодня ресурсы позволят достичь максимального проектного годового уровня добычи газа в 26 млрд м³ к шестому году эксплуатации, при этом максимальный уровень добычи сохранится на последующие 15 лет. Суммарный фонд добывающих скважин составляет 48 ед. За 50 лет ожидаемый объем накопленной добычи газа составит примерно 720 млрд м³ и более 16 млн т конденсата.

Схема обустройства предполагается в надводном варианте, в отличие от Русановского и Ленинградского месторождений, с использованием ледостойких стационарных платформ (ЛСП) (рис. 4). Однако, как и в предыдущих случаях, отсутствует апробирован-



Рис. 3. Принципиальная схема обустройства Русановского и Ленинградского ГКМ

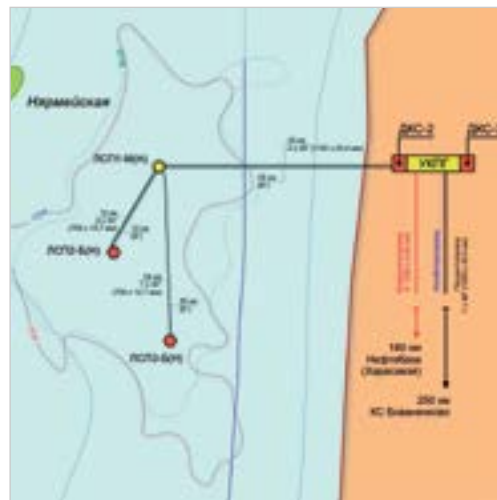


Рис. 4. Принципиальная схема обустройства Нярмейского прогнозируемого месторождения

ный мировой опыт такой добычи в эквивалентных природно-климатических условиях, поэтому это также проект не сегодняшнего и не завтрашнего дня.

Прогнозируемое Скуратовское месторождение. Все сказанное о прогнозируемом Нярмейском месторождении в полной мере относится и к Скуратовскому, принципиальная схема обустройства которого приведена на рис. 5. При проектных 32 скважинах максимальный уровень добычи по товарному газу почти вдвое меньше, чем на Нярмейском участке, – 13,6 млрд м³/год.

Анализ традиционных показателей экономической эффективности, полученных в [1], дает неутешительные результаты. Даже при кажущейся сейчас недостижимой цене на нефть 110 долл. США за баррель, а на газ – более 400 долл. США за 1 тыс. м³, использованных в оптимистическом варианте расчетов 2013 г.,

все проекты имели внутреннюю норму доходности (ВНД) менее 5%. Это означает, что рассчитанные для них ЧДД по формуле (1) даже при минимальной ставке дисконтирования 10% будут отрицательными.

Есть ли резервы для улучшения данных показателей? По мнению авторов, есть. Из расчетов следует, что государство в разных формах при действующей налоговой системе получит во всех случаях более 80% поступлений. Поэтому в первую очередь следует применить к данным проектам льготную систему налогообложения.

Такие расчеты тоже были сделаны (табл. 1). Как видно из этой таблицы, применение всех возможных льгот по шельфу может вывести данные участки на уровень ВНД в 10% при ценах на нефть в интервале 100–120 долл. США за баррель. А без учета льгот цены на нефть должны находиться в интервале 140–160 долл. США.

Сейчас такой уровень цен кажется несбыточным.

Цены на газ при реализации в Европе даже при льготном налогообложении должны быть не менее 400–500 долл. за 1 тыс. м³.

Из этого следует, что газ Приямальского шельфа понадобится в отдаленной перспективе при условии роста цен. Смысл ЧДД и состоит в оценке будущего бизнеса с его будущими затратами и доходами с точки зрения сегодняшнего дня. И если ЧДД в денежных единицах для всех рассматриваемых участков отрицателен, то и бизнес убыточен. Однако, по логике, такие значительные запасы и ресурсы углеводородов не могут иметь отрицательной экономической оценки. Скорее, дело в неправомерности применяемого метода дисконтированных денежных потоков к таким сложным и долговременным проектам, как месторождения шельфа Арктики.

Таблица 1. Необходимый уровень цен на продукцию, обеспечивающий ВНД в 10% для Приямальских проектов при действующей налоговой системе (ДНС)/льготы для шельфа

Показатели	ДНС/льготы			
	Русановское месторождение	Ленинградское месторождение	Нярмейское месторождение	Скуратовское месторождение
Цена реализации газа на рынке Европы, долл. США/1 тыс. м ³	691/535	623/480	617/353	665/445
Цена нефти Urals, долл. США/баррель	158/122	142/110	141/99	152/102

Таблица 2. Возможные эквиваленты в характеристиках финансового и реального опционов

Характеристика	Финансовый опцион	Реальный опцион
Базисный актив	Цена акции	ЧДД проекта
Цена-страйк	Цена акции в опционе	Дисконтированная стоимость затрат
Мера неопределенности	Среднеквадратическое отклонение цены акции	Среднеквадратическое отклонение стоимости проекта
Срок истечения опциона	Дата исполнения	Срок действия права на проведение инвестиционного проекта
Процентная ставка	Среднерыночная доходность консервативных активов	Безрисковая процентная ставка
Дивиденды	Периодические платежи собственникам	Упущенные из-за ожидания доходы собственника

Таблица 3. Результаты стоимостной оценки лицензионных объектов разными методами, млн руб.

Объект оценки	ЧДД 10 %	ЧДД 3 %	Опцион
Русановское	-183 314	283 162	395 054
Ленинградское	-133 305	271 516	378 301
Нярмейское	-90 167	137 453	209 607
Скуратовское	-91 366	3822	25 034

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕТОДЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ К ОБЪЕКТАМ ПРИЯМАЛЬСКОГО ШЕЛЬФА

Для начала необходимо провести несколько дополнительных расчетов по ранее проанализированным нами материалам ТЭП по всем участкам.

На рис. 6 приведены накопленные ЧДД при различных ставках дисконтирования на расчетные сроки освоения, которые, как видно из рисунка, различны для каждого из участков. При 10%-й ставке ни один из графиков не выходит в положительную область за весь срок разработки, что говорит об отсутствии у всех проектов дисконтированного срока окупаемости.

ВНД всех проектов выше 3 %. Это означает, что ЧДД по всем проектам со ставкой дисконтирования 3 % будет положительным, хотя сами значения ЧДД, выраженные в рублях, будут весьма невысокими. Из рис. 6б следует, что при 3 % дисконтированный срок окупаемости для Русановского составляет 45, Ленинградского – 39, Нярмейского – 33, Скуратовского – 39 лет, хотя сами значения ЧДД при полных сроках разработки сильно различаются (табл. 3).

Рисунок 6в демонстрирует, что без учета фактора времени, т. е. при нулевой ставке дисконтирования, сроки окупаемости всех проектов приходятся на интервал 29–35 лет, т. е. при нулевой стоимости денег проекты все же рентабельны.

Общепринятый метод дисконтированных денежных потоков, как уже было показано в данной статье, а также в [3], не вполне приемлем для оценок в недропользовании, поскольку проекты длительностью в несколько десятков лет не могут быть объективно оценены при текущих ценах и затратах. Поэтому, по мнению авторов, полученные отрицательные оценки для участков Приямальского шельфа нельзя считать вполне объективными.

Оценить стоимость классического финансового опциона несложно, когда до даты его исполнения осталось мало времени. Его

Один из главных резервов для дальнейшей оптимизации выполненных ранее технико-экономических оценок заключается в дополнительном анализе возможностей создания общей инфраструктуры для нового добычного района, каким, безусловно, является Приямальский шельф, чего в [1] сделано не было.

Кроме того, следует применить дополнительные методы, которые имеются в арсенале исследователей, но до сих пор почти не применялись в оценке длительных нефтегазовых проектов. Рассмотрим один из них – метод опционов.

Обзор опционных методов в недропользовании и примеры их практического применения рассмотрены в [4].

Сравнительно давно известны финансовые опционы. Опцион – один из основных инструментов страхования (хеджирования) рисков от непрогнозируемого повышения или понижения цен на товар или финансовые активы, на которые он выписан. А как можно применить аппарат опционов к вопросам стоимостной оценки участков недр? Здесь речь уже можно вести о других опционах, которые называют реальными [5]. В них в качестве базисного актива выступает не финансовый инструмент (акция), а реальный объект, например возможность реализовать какой-либо проект. В таком случае капиталовложения в проект будут ценой исполнения нового вида опциона – реального, приведенные доходы займут место цены базового актива, а срок, в течение которого может быть принято решение об осуществлении проекта, будет трактоваться как срок использования реального опциона. Таким образом, выдерживается прямая аналогия между финансовыми и реальными (управленческими) опционами.

Оценить стоимость классического финансового опциона несложно, когда до даты его исполнения осталось мало времени. Его

цена будет стремиться к разнице между ценой акции на рынке спот и ценой исполнения опциона (страйк). Однако при большом сроке до даты исполнения прогнозировать его цену крайне сложно. Блэк и Шоулс получили решение для цены финансового опциона [5], которое стало достаточно широко известным. И теоретики от управления попытались воспользоваться этим решением для нужд своей науки, проведя формальную замену финансового актива на какой-либо проект. Так и появились реальные опционы.

В табл. 2 приведены эквиваленты такой замены, которые, впрочем, могут варьировать в различных моделях опционов. И для каждого конкретного приложения следует аккуратно подбирать соответствующие смысловые аналогии, не забывая о том, что строгого соответствия построенной модели с реальными потоками достичь не удастся.

Итак, разберем уже упомянутое известное математическое решение Блэка – Шоулса для стоимости опциона-call (R):

$$R = PN(d1) - Xe^{-rt}N(d2), \quad (2)$$

где P – цена акции на рынке; X – фиксированная цена акции в опционе; r – безрисковая ставка дисконтирования; t – время до истечения срока опциона; N – кумулятивная накопленная функция плотности вероятности при нормальном распределении, аргументами которой являются величины d_1 и d_2 , которые, в свою очередь, вычисляются как:

$$d1 = \frac{\ln \frac{P}{X} + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sigma\sqrt{t}}; \quad d2 = d1 - \sigma\sqrt{t}. \quad (3)$$

В (3) определили ранее все переменные, за исключением σ , которая является мерой волатильности (изменчивости) актива и изменяется в интервале от 0 до 1.

Применительно к оценке участков Приамальского шельфа необходимо определиться со следую-

щими эквивалентами в формуле (2), некоторые из которых указаны в табл. 2. В качестве P – ЧДД проекта после завершения ГРП с момента начала добычи, дисконтированный дополнительно на время ГРП, т. е. приведенный к начальному расчетному моменту. В качестве X – дополнительные затраты, которые надо понести, чтобы по факту было что обустроить и добывать, иначе говоря – объем ГРП, дисконтированный к начальному расчетному моменту. В качестве безрисковой ставки

дисконтирования r берется 3 % (0,03), при которой результирующий расчетный ЧДД по всем рассматриваемым проектам – положительный. В качестве t – период геологоразведки, составляющий на большинстве рассматриваемых объектов 7–10 лет. При определении σ необходимо следовать рекомендациям [4].

Учитывая все полученные ранее расчетные данные для Русановского, Ленинградского, Нярмейского и Скуратовского участков (рис. 1) и подставляя их в (2) и (3),

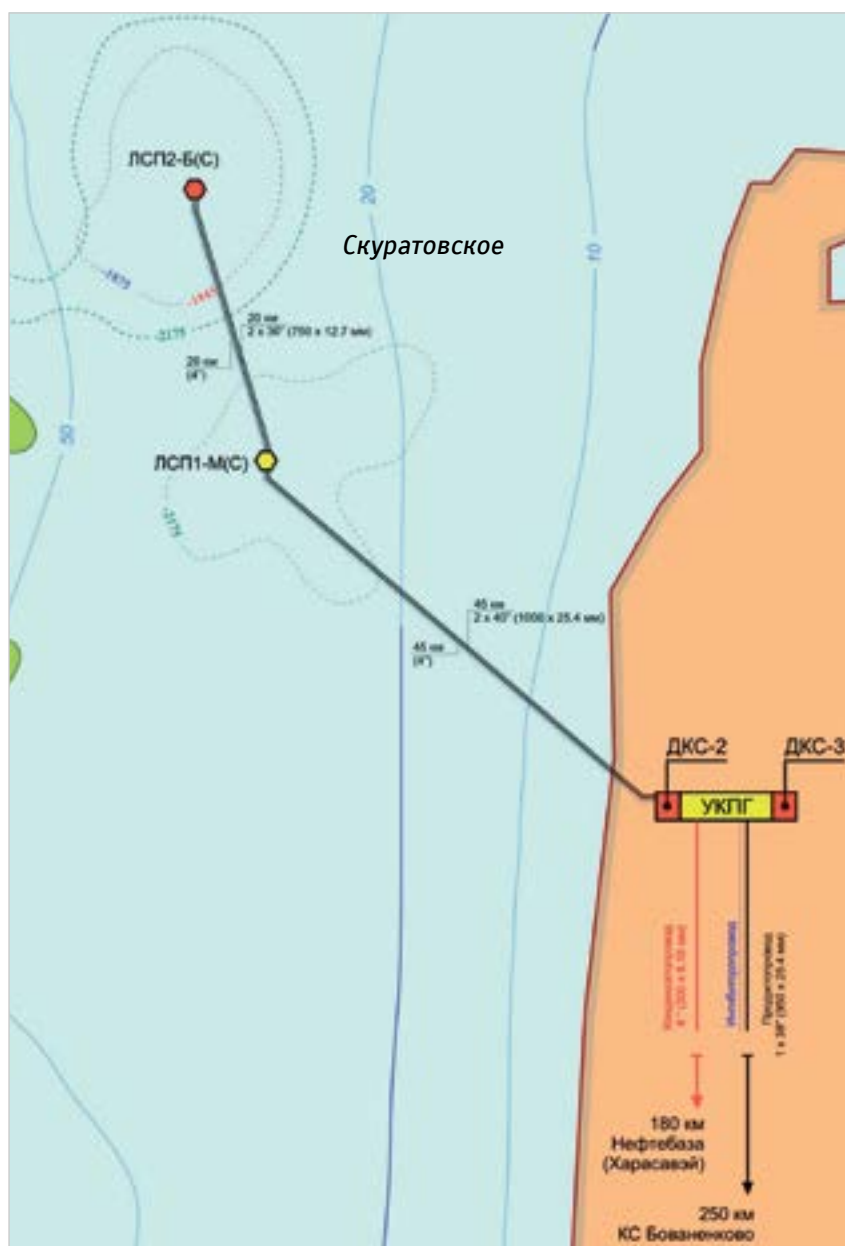


Рис. 5. Принципиальная схема обустройства Скуратовского прогнозируемого месторождения

Таблица 4. Рейтинговые оценки объектов южной части Карского моря

Наименование объекта, удаленность от берега/глубина моря	Рейтинговый индекс	Комментарии к категориям
Месторождение Русановское, 110 км/80–140 м	C ₁₊ C ₂	1. C ₁₊ : получены промышленные притоки газа с конденсатом из основных продуктивных пластов в меловых отложениях; «+» означает, что месторождение уникальное по оценке запасов категории C ₁ и C ₂ с учетом строения геологической модели по данным бурения и сейсморазведки 3D. 2. C ₂ : необходима доразведка месторождения бурением; эксплуатационный фонд скважин за короткий безледовый период не создать; платформенная добыча практически исключена из-за ледовой обстановки (10 месяцев лед сплоченностью до 9–10 баллов); в мире отсутствуют апробированные технологии добычи с платформ в таких условиях, имеются лишь концептуальные и эскизные проработки; добыча с ПДК в подледных условиях также существенно затруднена, в том числе из-за неоднородного состава флюида. 3. C: Удаленность от районов добычи и реализации, очень высокие капитальные затраты при освоении; неясность со сроками и сбытом продукции на мировой и внутренний рынок.
Месторождение Ленинградское, 100 км/60–180 м	C ₁₊ C ₂	
Структура Скуратовско-Белоостровская, 10 км/5–60 м	C ₃₊ B B+	1. C ₃₊ : отсутствие бурения и паспорта структуры; находится в зоне с доказанной газоносностью; «+» означает, что прогнозируемое месторождение уникально по запасам. 2. B: возможна частичная добыча наклонными скважинами с берега на начальной стадии эксплуатации, а впоследствии – с гравитационной платформы. 3. B: отсутствие добычной инфраструктуры, неопределенность в предстоящих затратах и доходах, (+) использование в будущем инфраструктуры Ямальских месторождений (Бованеково и др.).
Структура Нярмейская, 10 км/10–100 м	C ₃₊ B B+	

получают результаты, приведенные в последней колонке табл. 3.

Для наглядности во втором и третьем столбцах данной таблицы даны результаты традиционных расчетов ЧДД, выполненных авторами по исходным данным в официальных ТЭП 2013 г.

Следует отметить, что в отличие от значительных отрицательных экономических оценок всех исследуемых объектов классическими методами при ставке дисконтирования 10 % по методу опционов получили положительные величины, измеряемые десятками и сотнями миллиардов рублей. И хотя абсолютные значения оцениваются с некоторыми погрешностями, данный факт однозначно говорит о том, что даже в текущей кризисной ситуации эти участки не следует сбрасывать со счетов. Их надо планомерно доразведать бурением, попутно работая над новыми технологиями добычи углеводородов в суровых условиях Карского моря – в недалеком будущем такие технологии понадобятся.

РАНЖИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ КАРСКОГО МОРЯ ПО ТРЕХФАКТОРНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

В настоящее время идет процесс внедрения новой классификации ресурсов и запасов нефти и газа. Переходный период начиная с 1 января 2016 г. займет 6 лет. Ключевым отличием новой классификации от старой является ее привязка к проектным документам на разработку месторождений. Для рассматриваемых месторождений Приямальского шельфа пока нет утвержденных проектов разработки, следовательно, новая классификация не должна существенно изменить их статус, за исключением переименования в будущем C₃ в D₀.

Чтобы привлечь инвесторов на Русановский, Ленинградский, Нярмейский, Скуратовско-Белоостровский газовые объекты, необходимо промышленные категории запасов UB представить в виде рентабельно извлекаемых. С этим

тоже есть методологические проблемы, которые на сегодняшний день окончательно не решены [3].

Если исходить из представленных в предыдущем разделе данной статьи экономических оценок, рентабельно извлекаемые запасы на рассматриваемых объектах не выделены.

Предлагается несколько иной взгляд на проблему учета геологических, технологических и экономических аспектов месторождений, поскольку оценка рентабельно извлекаемых запасов распространенным доходным методом, как уже было показано, не дает объективных результатов.

Авторы считают, что в этом случае необходимо использовать трехфакторную рейтинговую оценку месторождений в виде индексов N₁N₂N₃, где каждый из трех индексов, составляющих рейтинг, отвечает за важнейший фактор: N₁ – геологический, N₂ – технологический, N₃ – экономический [6].

Авторы попытались применить такую систему на примере рассматриваемых четырех участков

Карского моря. Они находятся в относительной географической близости от нынешних районов добычи ПАО «Газпром» и будут основным резервом будущей газодобычи по мере истощения месторождений севера Западной Сибири. Классификация данных месторождений и объектов по новой предлагаемой схеме отражена в табл. 4 со всеми необходимыми пояснениями.

Очевидно, что по рейтинговой оценке эти объекты представляют корпоративный интерес на данном этапе освоения. Становится ясно, какие факторы указывают на нецелесообразность рассмотрения того или иного объекта для освоения сегодня. Либо на нем надо вести разведку, чтобы убедиться в наличии доказанных промышленных запасов, либо ставить вопрос о разработке технологий добычи, а также о развитии инфраструктуры, которая позволит не только добыть УВ, но и транспортировать их до потребителя. Причем необходимо иметь четкое представление о том, кто и когда сможет стать этим потребителем, чтобы вся предшествующая работа и гигантские средства не были потрачены впустую. Данная классификация стимулирует решение этих задач. На ее основе может быть создана детальная база данных со всеми необходимыми параметрами, которой будет несложно и эффективно управлять, принимая грамотные и взвешенные решения не только по отдельным объектам, но и в рамках комплексного освоения Арктического шельфа.

В табл. 4 в индексации и в цвете показаны наивысшие категории запасов или ресурсов, имеющиеся на месторождении (участке), в то время как их внутренняя структура не видна. Для решения этого вопроса построена диаграмма, представленная на рис. 7. Левая из каждых трех колонок – величина геологических запасов или ресурсов в соответствующей цветовой шкале (зеленый – кате-

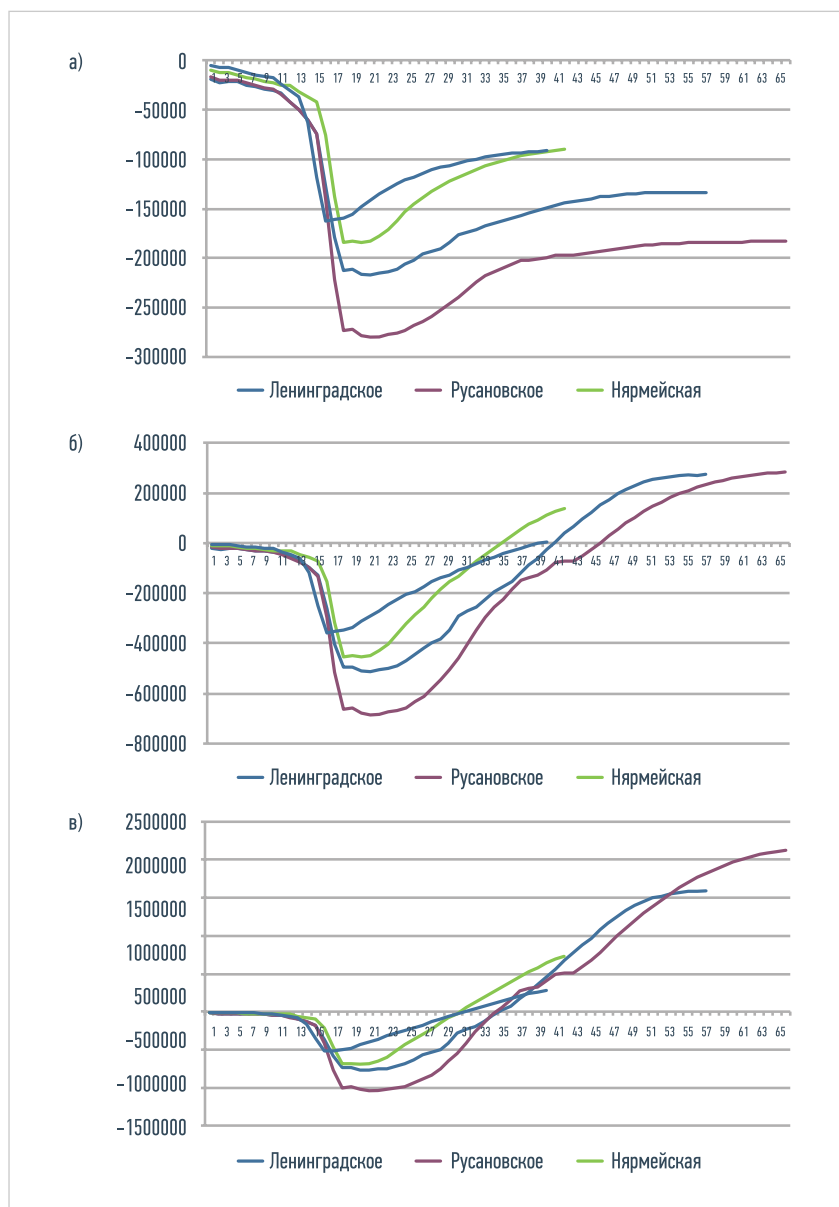


Рис. 6. Накопленный ЧДД (по участкам по годам разведки и освоения), млн руб., при ставках дисконтирования: а) 10 %; б) 3 %; в) 0 %

гории C_1 , желтый – C_2 , красный – ресурсы C_3 , бордовый – ресурсы D). При необходимости их можно переиндексировать по новой классификации. Второй столбец в каждой группе отражает величину извлекаемых запасов газа согласно данным предпроектных расчетов [1]. Красный цвет этих масштабированных столбцов для Русановского и Ленинградского месторождения (технологическая категория С) говорит о том, что апробированных технологий добычи этих запасов пока нет, а

предложенный в ТЭП вариант с ПДК является чисто концептуальным.

Темно-желтый цвет «технологических» столбцов для Няرمейской и Скуратовской структур (технологическая категория В) говорит о возможности добычи периферийной части запасов длинными наклонными скважинами с берега (пример Сахалинского шельфа и месторождения Юрхаровского в Тазовской губе), а в отдаленном будущем – с каких-либо других подходящих сооружений (особые

ЛСП или ПДК), которые со временем появятся.

И наконец, красный цвет в третьей (экономической) категории «С» для Русановского и Ленинградского месторождений свидетельствует об отсутствии развитой инфраструктуры и рынка для данного количества УВ, а также о крайне низких показателях экономической эффективности в нынешней ситуации.

Желтый цвет в «экономике» Няرمейской и Скуратовской структур (категория «В») поставлен авансом – на основе предположения, что данный объем УВ сможет в будущем принять модифицированная инфраструктура севера Западной Сибири в качестве замещения постепенно выходящих из разработки нынешних газовых гигантов.

В целом по результатам анализа можно сделать вывод, что данные объекты без дополнительных объемов разведочного бурения не готовы к освоению и даже к составлению обоснованных предпроектных документов. Кроме бурения потребуются еще длительный период разработки технологических решений для добычи и последующего воплощения их в жизнь путем изготовления оборудования и строительства сооружений вместе

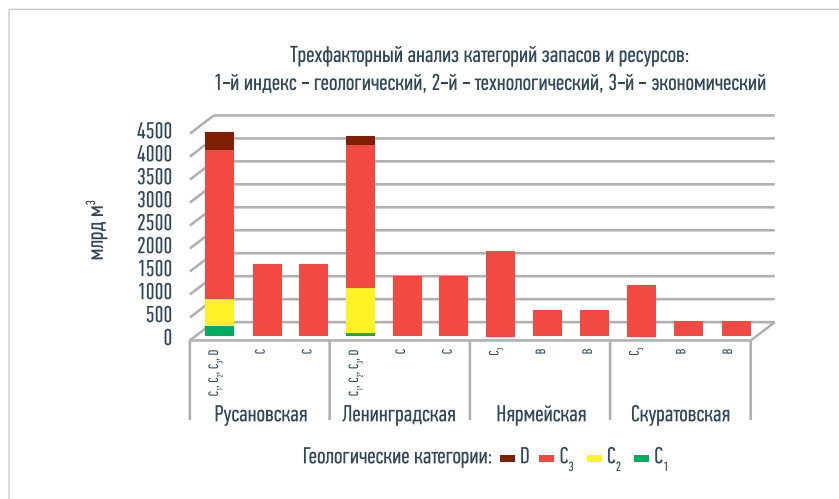


Рис. 7. Геологические и извлекаемые запасы и ресурсы в трехфакторной классификации (по результатам ТЭП)

с добычной инфраструктурой. Кроме того, нынешняя ситуация в мире с ценами на углеводородное сырье наряду с высокой стоимостью устройства данных промыслов не способствует повышению потенциальной экономической эффективности освоения данных объектов в обозримой перспективе, если оценивать их традиционными методами, не вполне адекватными для текущей ситуации на шельфе Арктики. Тем не менее следует продолжать ГРП (в том числе бурение), по крайней мере в наиболее газоперспективных зонах в

прибрежной части Карского моря, для которых можно подобрать технологические решения в разумные сроки. Таковыми на сегодняшний день представляются, в первую очередь, Няرمейская и Скуратовско-Белоостровская структурные ловушки УВ. После открытия здесь двух уникальных по запасам месторождений (а такой сценарий весьма вероятен) будет определен новый перспективный район нефтегазодобычи, который логично встраивается в имеющуюся промышленную инфраструктуру на севере Западной Сибири. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка технико-экономических предложений (ТЭП) и корректив ТЭП по освоению первоочередных участков недр, расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации. Коррективы ТЭП по освоению Ленинградского, Русановского, Няرمейского, Скуратовского лицензионных участков. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013.
2. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Дело, 2002. 888 с.
3. Ампилов Ю.П. Численное исследование величины рентабельно извлекаемых запасов углеводородов, рассчитываемых доходным методом // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2016. № 5. С. 42–50.
4. Ампилов Ю.П. Стоимостная оценка недр. М.: Геоинформмарк, 2011. 416 с.
5. Мартынов М.А., Ампилов Ю.П. Конструирование модели опциона для оценки величины стартового платежа за право пользования участком недр // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2009. № 2. С. 49–53.
6. Ампилов Ю.П., Холодильов В.А., Хоштария В.Н. Многофакторная система оценки месторождений российского шельфа // Газовая промышленность. 2017. № 1. С. 10–19.

REFERENCES

1. Development of Technical and Economic Proposals (TEP) and TEP Amendments regarding the Development of the Top-Priority Subsoil Areas Located on the Continental Shelf of the Russian Federation. TEP Amendments regarding the Development of Leningradsky, Rusanovsky, Nyarmeysky, Skuratovsky License Areas. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2013. (In Russian)
2. Vilensky P.L., Livshits V.N., Smolyak S.A. Efficiency Assessment of Investment Projects. 2nd Edition, Revised and Enlarged. Moscow, Business, 2002. 888 pp. (In Russian)
3. Ampilov Yu.P. Numerical Study of the Amount of Profitably Recovered Reserves of Hydrocarbons Calculated with the Discounted Cash Flow Method. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie = Mineral Resources of Russia. Economics and Management, 2016, No. 5, P. 42–50. (In Russian)
4. Ampilov Yu.P. Subsoil Value Appraisal. Moscow, Geoinformmark, 2011, 416 pp. (In Russian)
5. Martynov M.A., Ampilov Yu.P. Constructing an Option Model for the Assessment of the Initial Payment Amount for the Right to Use a Subsoil Area. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie = Mineral Resources of Russia. Economics and Management, 2009, No. 2, P. 49–53. (In Russian)
6. Ampilov Yu.P., Kholodilov V.A., Khoshtaria V.N. A Multifactor Assessment System for the Russian Offshore Fields. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2017, No. 1, P. 10–19. (In Russian)