



МЕТОДЫ РЕАЛЬНЫХ ОПЦИОНОВ ПРИ АНАЛИЗЕ РИСКОВ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА РАННЕЙ СТАДИИ ПО МСФО 6

А.С. Талирова, А.А. Пельменева (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, РФ, Москва)
E-mail: amina.talipova@gmail.com

Освоение морских месторождений достаточно капиталоемко и сопряжено с высокими рисками и неопределенностью, а сложившаяся ценовая ситуация на мировом рынке нефти сегодня сильно ограничила мобильность компаний (цена на нефть марки Brent с 31 декабря 2015 г. по 16 января 2016 г. упала на 22,5 % – с 37,6 долл/барр. до 29,11 долл/барр.) в инвестировании новых проектов, многие текущие проекты были приостановлены. Вместе с тем добывающие компании сегодня являются публичными и обязаны предоставлять отчетность по международным стандартам финансовой отчетности (МСФО), предполагающим строгие правила в части оценки запасов по категориям. Все это усложняет принятие инвестиционных решений при оценке рискованных проектов, требует более тщательного анализа и применения всех возможных инструментов оценки рисков. В статье рассматривается метод реальных опционов (ROV – real options valuation) как один из инструментов проектного управления и оценки рисков, когда стандартные модели показывают отрицательный результат и не позволяют полностью оценить будущие выгоды. В качестве практического примера выбраны два условных месторождения в Баренцевом и Карском морях, где ключевым является отнесение стоимости опционов и понесенных расходов на поиск, разведку и оценку ресурсного потенциала в соответствии с МСФО 6 в отчет о прибылях и убытках (ОПУ). Данный подход позволяет наглядно оценить работу метода реальных опционов, гибкость его применения и непротиворечивость стандартам отчетности (МСФО 6), в частности для шельфовых проектов на ранней стадии. Основная цель работы – выявить возможность применимости модели реальных опционов при освоении шельфовых месторождений на стадии разведки и оценки.

Ключевые слова: анализ рисков, вероятное моделирование, реальные опционы, арктический шельф.

В 2004 г. Комитетом МСФО был опубликован стандарт МСФО 6 «Разведка и оценка запасов минеральных ресурсов (РиО)». Этому предшествовали объективные предпосылки:

- МСФО 6 – первоочередная мера в вопросах отчетности нефтегазодобывающих

компаний, так как ранее не было ни одного отраслевого стандарта отчетности для нефтегазовой отрасли, как базового во всем мире;

- в 2000-х гг. крупнейшие компании провели оценку инвестиций с 1980-х гг. В результате лишь 1% открытых запасов оказалосьента-

Early offshore development risk analysis:
ROV method uses International Accounting Standards

Talipova A.S., Pel'meneva A.A. (Gubkin State Oil and Gas University, RF, Moscow)
E-mail: amina.talipova@gmail.com

Offshore upstream development is known to be essentially cost-intensive, it involves higher risks and uncertainty. Moreover, the existing global oil price environment has largely limited company mobility (between 31 December 2015 and 16 January 2016 Brent price fell 22.5 %, from \$37.6/bbl to \$29.11/bbl) in new project investment with many current projects appearing suspended. At the same time, most producers are now public companies, they assume IAS reporting and stringent rules for reserves calculations by category. Combined, this affects investment decisions concerning higher risk targets, calls for more detailed analysis and employment of feasible risk assessment tools. This paper addresses a real options valuation (ROV) method viewed as a project management and risk assessment instrument, while conventional models appear disappointing as they mostly fail to assess future benefits in full. Two fields in the Barents and the Kara Seas were chosen as actual examples of potential offshore exploration challenges. Keywords: risk analysis, probability models, real options, Arctic offshore, exploration, reserve estimates.

бельным, а 80 % всех затрат на РиО у всех компаний оказались убыточными [1]. Таким образом, компании списывали на текущие расходы огромные вложения в РиО. Это не могло не сказаться на их отчетности, рыночной стоимости и потребовало пересмотра учета затрат;

- инвестиции в РиО зависят от положения компании на рынке, ее кредитного рейтинга, позволяющего привлекать инвестиции. Поэтому для компаний важно понимать, как отразятся на отчетности и рыночной стоимости неуспешные РиО.

Реальные опционы – один из методов, вызывающий спор среди экспертов в части его применимости. Он предполагает наличие права (а не обязательства) компании в любой момент принимать то или

Унификация отчетности для крупных компаний упрощает привлечение инвестиций, но ограничивает гибкость при признании затрат и инвестиционных решений. Исследуемые в работе модели – эффективный инструмент принятия решений при реализации рискованных проектов в сложных климатических условиях.



А.С. Талирова



А.А. Пельменева

- метод учета затрат должен отражать их привязанность к запасам, возможность извлечения экономической выгоды в будущем (т. е. запасы коммерческие) и осуществляется по фактической или переоцененной стоимости (рис. 1);

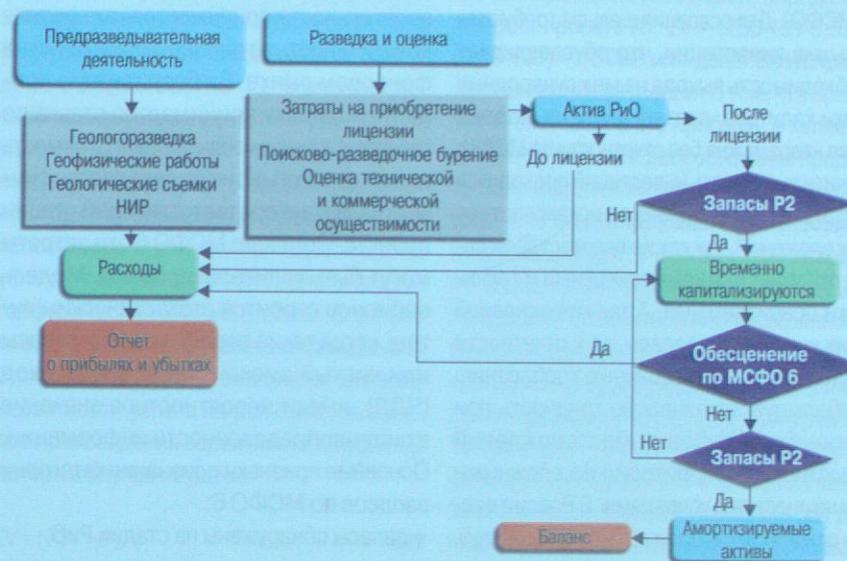


Рис. 1. Схема учета затрат на стадии РиО по МСФО 6

(Probable Reserves – возможные запасы), P90 (Proved – доказанные (разрабатываемые) запасы). Необходимо отметить трактовку термина вероятности запасов по МСФО 6. Под термином «вероятность, более вероятно подтверждена, чем нет» можно понимать более чем 50%-ю вероятность обнаружения технически извлекаемых и коммерчески целесообразных запасов, которые включаются в ОПУ по МСФО 6. Этот термин схож с определением, широко применяемым в руководстве SPE (Society of Petroleum Engineers) по определению категории запасов. Соответственно, под определение МСФО 6 согласно руководству по стандартам финансовой отчетности ССФО (Financial Accounting Standards Boards, FASB). Это обусловлено исторической значимостью нефтегазовой отрасли и развитой на сегодняшний день биржевой торговлей в США. Сегодня компании для участия на фондовом рынке вправе выбирать, по какой группе стандартов публико-

• МСФО 6 регламентирует только стадию РиО. Начало стадии разработки определяется моментом, когда доказана техническая осуществимость и коммерческая целесообразность, а вероятность запасов не менее 50 %.

РЕАЛЬНЫЕ ОПЦИОНЫ КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ

Управление рисками является одной из 10 областей управления проектами (УП) [4] и эффективно в реализации сложных проектов. Проектный подход сегодня широко применяется нефтегазодобывающими компаниями как полностью, так и частично в управлении рисками, бюджетом, временем и т. д. УП актуально для шельфовых месторождений, где капиталоемкость обуславливает необходимость тщательного анализа рисков. В управлении рисками используется множество освоенных эффективных инструментов: дерево решений, сложное дисконтирование, вероятностное модели-



рование, реальные опционы, позволяющие оценить осуществимость проекта. Однако их использование не должно противоречить подготовке отчетности, так как в этом случае инструмент попросту теряет свой смысл.

Разработка шельфовых месторождений требует сложных технических решений и технологий, для чего компании создают консорциумы с партнерами, разделяя тем самым также и риски (подобное сотрудничество требует подготовки отчетности только по МСФО). Для освоения шельфа требуются большие инвестиции, что обуславливает необходимость выхода на международные рынки капитала, деятельность на которых также невозможна без отчетности по МСФО. Значительная часть инвестиций приходится на стадию РиО и связана с рисками потерь всех вложений, так как не все месторождения оказываются коммерческими и технически осваиваемыми. А так как основной актив компаний – запасы, то к отчетности предъявляются повышенные требования.

Наибольшую техническую трудность при освоении шельфовых месторождений представляют территории со сложными климатическими условиями. В России к таким относят акватории арктических морей, которые подпадают под особый юридический и налоговый режимы. Таким образом, актуальным в экономике освоения шельфовых месторождений остается вопрос максимальной точной оценки перспективности находления коммерческих целесообразных запасов и их подтверждения на стадии РиО.

Сложность представляет оценка запасов углеводородов, так как проведение методом оценки затрат сопряжено с объективными трудностями определения возмещаемых затрат. Использование метода аналогов невозможно в силу уникальности каждого проекта в арктических морях, а применение метода оценки доходов усложняется в связи с неопределенностью информации. В таких проектах одним из инструментов внутри компаний для оценки перспективности на стадии РиО может стать метод реальных опционов, позволяющий оценить будущие выгоды, когда стандартные модели показывают отрицательный результат. Метод основан на определении, что у компании есть не обязательство, а право приобрести активы (купить лицензию, начать бурение) или остановить проект, что является основанием возникновения опциона.

Для построения модели выявляется ряд присущих каждому проекту опционов: расширение, приостановка, выход, смена деятельности, переориентация на другой продукт и т.д. Один из ключевых факторов выявления опциона – стоимость ресурса как базового актива. Для оценки запасов и денежных потоков при построении опционов предполагается их логнормальное и нормальное распределение, соответственно. Оценка волатильности принимается как средняя волатильность за последние 300 дней на фондовом рынке. За безрисковую процентную ставку принимается ставка по государственным облигациям. Стоимость исполнения опциона определяется суммой затрат на соответствующей стадии проекта. Согласно МСФО 6 эти затраты могут быть капитализированы. Модель опционов строится стохастическим путем, когда такие параметры, как запасы или чистый дисконтированный доход (ЧДД), имеют вероятностное значение в силу неопределенности информации. Основные признаки признания категории запасов по МСФО 6:

- запасы обнаружены на стадии РиО;
- высокая вероятность экономических выгод от выявленных запасов;
- возможность четко измерить стоимость затрат на стадии РиО.

Метод реальных опционов применим для оценки перспективности, так как оценка сложных шельфовых проектов традиционным методом (ЧДД, внутренняя норма рентабельности – ВНР, срок окупаемости) зачастую оказывается отрицательной. Для опциона на остановку использована классическая модель опционов Блэка – Шоулза [5]:

$$C(S,t) = SN(d_1) - Ke^{-r}N(d_2), \quad (1)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{K}\right) + (r + \delta^2)t}{\delta\sqrt{t}}, \quad d_2 = d_1 - \delta\sqrt{t},$$

где $C(S,t)$ – стоимость опциона; S – текущая стоимость актива (выгоды от проекта по результатам вероятностного моделирования); e – основание натурального логарифма; K – цена исполнения опциона (затраты); r – безрисковая ставка процента; t – срок проекта; δ – стандартное отклонение (волатильность) по отрасли; $N(d_{1,2})$ – кумулятивная вероятность функции нормального распределения.

Предпосылки выявления опционов:

- компании не могут избежать стадии предразведки и неопределенности до стадии РиО. Все затраты на этом этапе вынужденно списываются на расходы, так как ни о какой вероятности запасов речи пока нет. Поэтому появляется опцион на продолжение;
- для опционов и соотнесения затрат в ОПУ применяется метод успешных изысканий, используемый крупными компаниями (для небольших компаний целесообразно использовать метод результивативных затрат, что в работе не рассматривается);
- опцион на расширение возникает в момент окончания РиО, когда компания определяет коммерческие запасы и целесообразность промышленной эксплуатации. Для опциона на расширение может быть использована модель Гармана – Колхагена (модифицированная модель Блэка – Шоулза).

ПРИМЕР ОЦЕНКИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ РЕАЛЬНЫХ ОПЦИОНОВ НА СТАДИИ РИО

Для примера возьмем два условных месторождения в Баренцевом (проект А) и Карском (проект Б) морях с единой технико-экономической моделью, предположением перспективности на нефть (в случае открытия газового месторождения компании следует рассчитать также опцион на смену, что в работе не рассматривается, но возможно), сопоставимыми по категории Р10 (вероятностные) запасами. Структура затрат на бурение по видам определена по типовым на шельфе (рис. 2).

На техническую реализуемость затраты на РиО в данных акваториях наибольшее влияние оказывают расположение и климатические условия. Климатические параметры влияют на выбор буровой, аренду, последующий транспорт (табл. 1). По РП РФ от 12 апреля 2012 г. № 443-р, анализируемые территории попадают в категорию «высокий уровень сложности» (проект А) и «арктический уровень сложности» (проект Б) (см. рис. 2). В акваториях этих морей применимы льготные ставки налога на добывчу полезных ископаемых (НДПИ), 10 % на первые 10 лет с момента

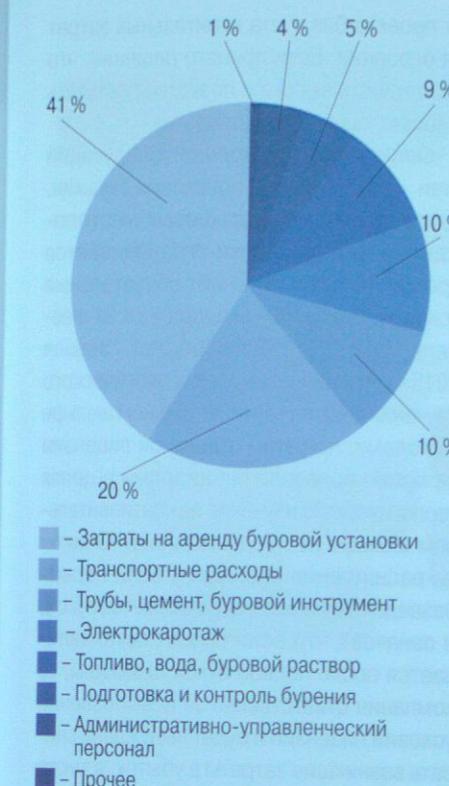


Рис. 2. Типовая структура затрат на бурение на шельфе [6]

мую стоимость для опциона на расширение (EV – Expected Value) и чистую ожидаемую стоимость для опциона на продолжение (ENPV – Expected Net Present Value) [1].

Выполним расчет опционов.

Опцион на продолжение. Все опционы рассчитаны стохастическим моделированием. Цена исполнения равна успеху на стадии перед покупкой лицензии. На данном этапе кроме сейсморазведки оцениваются будущие возможности, инвестиционные и налоговые режимы. Однако на этой стадии все понесенные затраты не смогут даже с вероятностью 10 % определить перспективность запасов. Поэтому текущие расходы вынужденно списываются, так как невозможно привязать результаты работ на стадии предразведки к запасам. Цена исполнения, ограниченная вероятностью успеха, – затраты на сейсмологические, геофизические и иные работы. С учетом минимальной информации ожидаемая стоимость определяется как произведение вероятности успеха на результат за вычетом произведения вероятности неудачи на потери в случае неудачи:

$$EV = (vI) - (\gamma P), \quad (2)$$

где v – вероятность успеха; I – результат в случае успеха; γ – вероятность неудачи; P – потери в случае неудачи.

Предполагая, что месторождения будут обнаружены с заданной вероятностью геологического успеха и экономически эффективными (покрывать все капитальные затраты и затраты на скважину) запасами (Р1) не более 250 млн барр., при затратах на стадии предразведки не менее 100 млн руб., ожидаемую стоимость можно определить как (для проекта А): $EV = (250 \cdot 10 \cdot 0,52) - (0,48 \cdot 100) = 13082$ млн долл. Безусловно, данная оценка не говорит о том, что проект принесет именно эту прибыль, а является верхней границей и дает основание предложить, сколько затраты в дальнейшем при капитальныхложениях в освоение в случае успеха. Учитывая, что затраты по всему проекту не превысят половины полученной величины, а неопределенность будет снижаться, то решение обойдется компании в 100 млн долл. в случае успеха либо компания спишет в текущий убыток 100 млн долл. (табл. 3). Моделирование функции логнормального распределения запасов проводится стохастически для подтверждения возможности использо-

Таблица 1

Климатические характеристики арктических морей

Параметр	Карское море	Баренцево море (север)
Минимальная температура, °C	-50	-35
Максимальная скорость ветра, м/с	40	36
Высота волн, м	5,7	10
Скорость течения, м/с	1,8-2,0	0,8
Дни открытой воды	0-130	190
Максимальная толщина льда, м	1,8	1,8

Источник: [6].

Таблица 2

Технико-экономические параметры модели

Параметр	Значение
Средняя цена на нефть за последние 12 мес (на дату написания статьи) по правилам SEC, долл.	101
Затраты на аренду буровых платформ, тыс. долл./сут:	
для проекта А – самоподъемной буровой установкой (СБУ)	93
для проекта Б – полупогруженной буровой установки (ПБУ)	115
Стадия предразведки, мес	6
Стадия РиО, лет	5
Стадия разработки, лет	20
Число поисковых скважин	3
Прогнозируемая накопленная добыча (вероятность успеха), млн барр.	250
Эксплуатационные скважины (включая поисковые, переведенные в эксплуатационные)	35



Таблица 3

Опцион на продолжение. Стадия предразведки

Показатель	Проект А	Проект Б	Комментарий
Цена исполнения K , млн долл.	100	200	Разведка и оценка (РиО)
Стоимость актива S , млн долл.	13 082	13 082	Приведено к времени успеха РиО
Срок исполнения t , мес	6	6	Период геофизических работ, сейсмики
Стандартное отклонение δ , %	25	25	Отклонение коэффициента подтверждаемости запасов по шельфовым месторождениям
Ставка процента r , %	8	8	Доходность гособлигаций
Стоимость опциона $C(S, t)$, млн долл.	13 230	12 010	По доходному методу ЧДД = 0,3 млрд руб.

вать выбранную вероятность 50 % (P50) (рис. 3) [7].

Таким образом, получив определенные значения опционов, функцию вероятности распределения запасов P50 и основываясь на экспертном заключении о достоверности и правильности интерпретации полученных данных на стадии РиО, компания далее показывает затраты в отчетности, где по правилам счетов бухгалтерского учета на кредит счета 20 (основное производство) поступают затраты на стадии предразведки. Активом они не станут и ценность не уве-

личат, так как не связаны непосредственно с объектом, который будет приносить в дальнейшем экономическую выгоду (к таким объектам можно отнести, например, поисковую скважину, которая будет переведена в эксплуатационную и связана с запасами напрямую). В системе учета будет показано 100 млн долл. в ОПУ. Основная цель опциона на продолжение – показать, готова ли компания сегодня показать убыток на 100 млн долл. с 52%-й вероятностью получения не более (точно определяется последующими опционами) 13000 млн долл.

от проекта без учета капитальных затрат на освоение. Если принято решение, что вероятность высока и позволяет вступать в проект, оценка продолжается.

Опцион на расширение. Следующий этап – РиО, бурение поисковых скважин.

Для арктических шельфовых месторождений этап разведки ограничивается сроком 10 лет и включает обязательные условия (Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 (ред. от 13 июля 2015 г.) ограничивает срок геологического изучения недр на континентальном шельфе 10 годами, при этом отдельной лицензии на право пользования недрами в целях геологического изучения на континентальном шельфе не предусмотрено). Опцион на расширение возникает, если первая разведочная скважина не окажется сухой, и означает, что если проект останавливается после первой сухой скважины, то компания ответственна за невыполнение условий лицензии и будет вынуждена списать возникшие затраты в убыток, а также выплатить соответствующие штрафы.

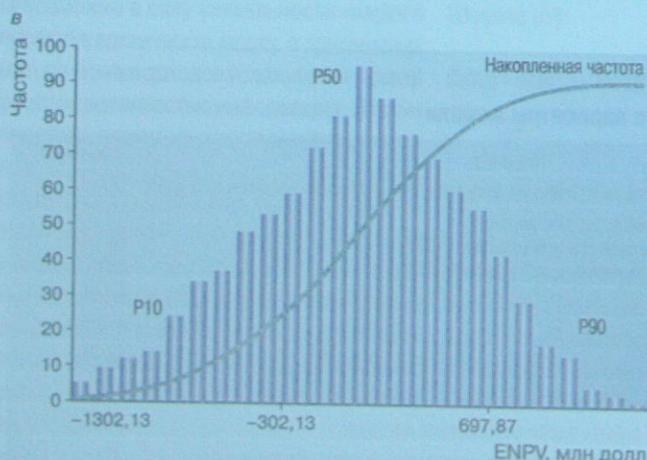
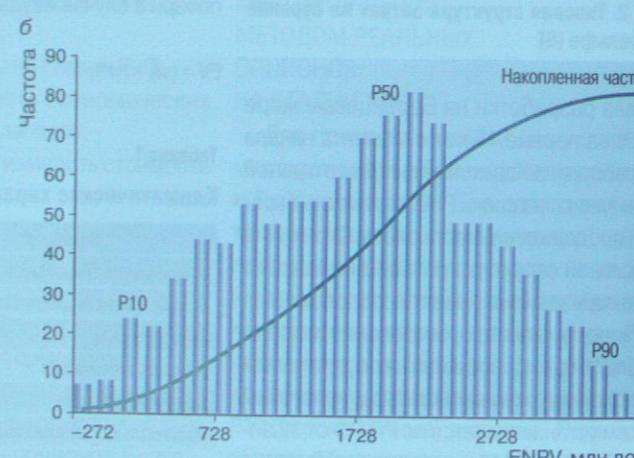
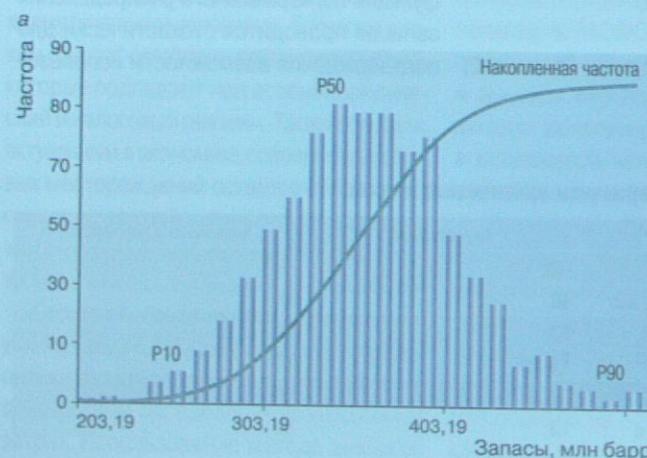


Рис. 3. Функции вероятностного распределения запасов проектов А и Б (а) и ENPV проекта А (б) и проекта Б (в)

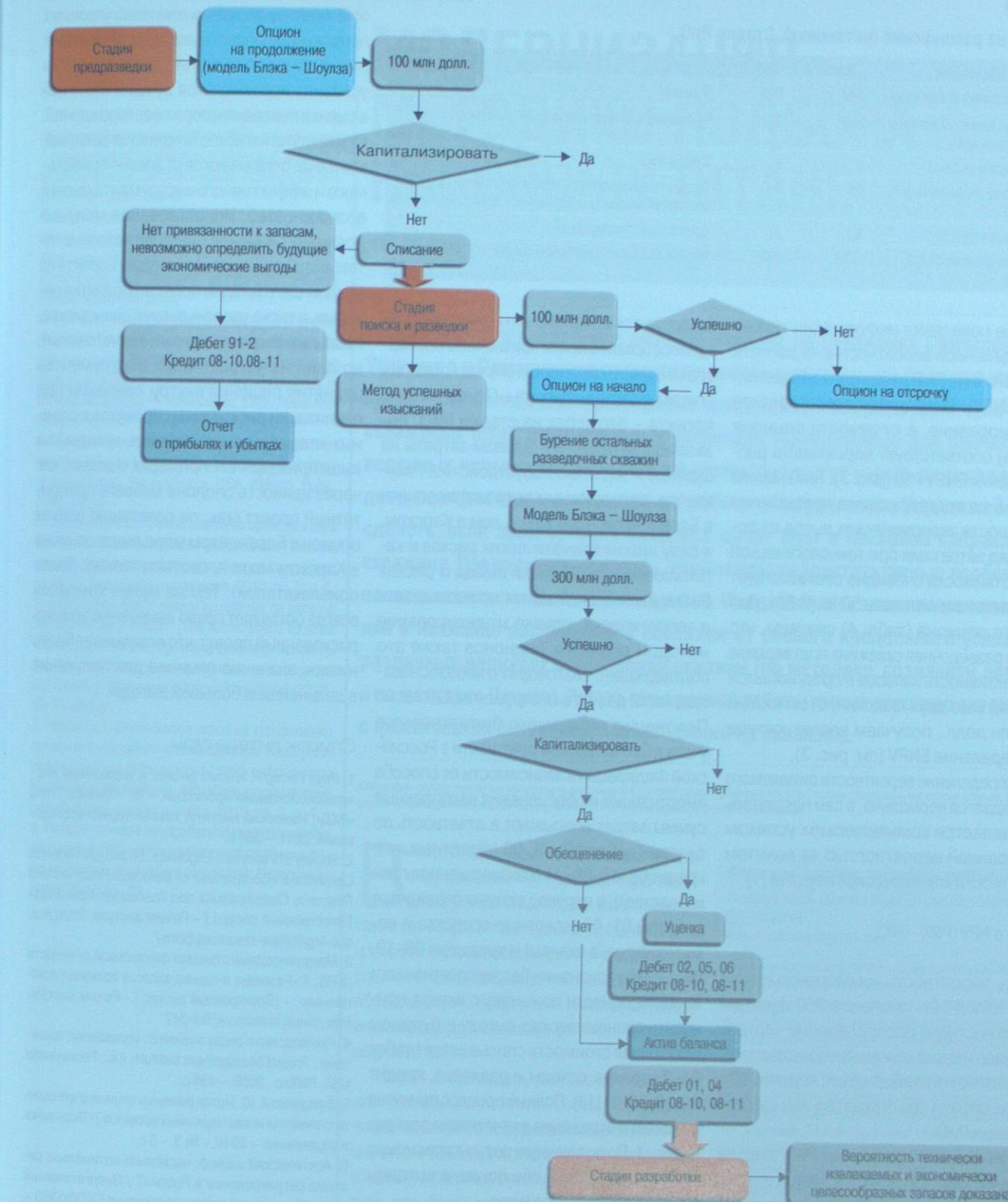


Рис. 4. Схема процесса принятия решений и учета затрат при оценке методом реальных опционов



Таблица 4

Опцион на расширение (остановку). Стадия РиО

Показатель	Проект А	Проект Б	Комментарий
Цена исполнения K , млн долл.	300	500	Бурение
Текущая стоимость базового актива S , млн долл.	1693	302	Приведено к времени начала разработки
Срок исполнения t , мес	6	6	Стадия РиО
Стандартное отклонение δ , %	25	25	Отклонение подтверждаемости запасов по шельфовым месторождениям
Ставка процента r , %	8	8	Доходность госбонд
Стоимость опциона C (\$, \$), млн долл.	1750	543	Оценка ENPV методом Монте-Карло

По мере появления информации можно с определенной вероятностью (в расчете взята величина P50) рассчитать ожидаемый ЧДД (ENPV). Проводится вероятностное моделирование, а стоимость опциона (актива) соответствует вероятность распределения ENPV P50 (рис. 3). Требование МСФО 6 по подтверждению превышения вероятности экономических выгод от добычи над затратами при технологической осуществимости очевидно соответствует полученная вероятность 50% (P 50). Для данного опциона (табл. 4) считаем, что первая разведочная скважина подтвердила перспективность запасов и продолжается бурение еще двух скважин, стоимость 300 млн долл., получаем вероятностное распределение ENPV (см. рис. 3).

Распределение вероятности ожидаемого ЧДД задается нормально, а сам показатель определяется коммерческим успехом с выбранной вероятностью за вычетом вероятности коммерческой неудачи [1]:

$$\text{ENPV} = \sigma \text{NPV} (\text{P}50) - \gamma \text{TC}, \quad (3)$$

где σ – вероятность коммерческого успеха, NPV (P50) – значение P50 функции вероятностного распределения чистого денежного потока от коммерческих запасов, γ – вероятность коммерческой неудачи, TC – чистые затраты при отрицательных работах на стадии РиО.

Если компания продолжает РиО, затраты временно капитализируются. Метод результирующих затрат капитализирует затраты, относящиеся к активам с промышленными притоками, когда деятельность приносит экономическую эффективность. Без принятия рисков и вероятностной природы экономических параметров приращение запасов и активов невозможно. Стадия РиО

завершается обоснованием коммерческой целесообразности или признанием бесперспективности. Во втором случае компания списет в расходы затраты. Основная цель проекта – это успех на стадии РиО, позволяющий отнести к активам затраты на бурение и частичное обустройство. Разумеется, по полученным результатам опцион в Баренцевом море выше, чем в Карском, в силу низких климатических рисков и капитализации. Данный вывод о рисках РиО в данных акваториях можно сделать и теоретически, однако моделирование методом реальных опционов также это подтверждает, что говорит о небезосновательности данного инструмента. Согласно Положению по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации в зависимости от способа амортизации и обесценения накопленные суммы затрат списывают в отчетность по счетам (дебет 02, 05, 06 (амортизация), кредит 08–10, 08–11 (незавершенное производство)), а перевод активов отражается дебетом 01, 04 (основные средства и нематериальные активы) и кредитом 08–10, 08–11. При признании бесперспективности и неспособности поискового актива приносить экономическую выгоду в будущем остаточная стоимость списывается (дебет 91–2 (прочие доходы и расходы), кредит 08–10, 08–11) [8]. Полный процесс принятия решения и отражения в отчетности показан на рис. 4. По полученным результатам можно сделать вывод, что оба опциона выгодны в проекте Баренцева моря.

В заключение следует отметить следующее. Принятие инвестиционных решений при освоении шельфовых месторождений связано с большими рисками потерь вложенных средств в случае неподтверждения вероятности нахождения запасов и их ком-

мерческой целесообразности. Унификация отчетности для крупных компаний упрощает привлечение инвестиций, но ограничивает гибкость при признании затрат. В таких условиях используются лучшие практики в оценке перспективности месторождений. Ссылаясь на негибкость принятия решений, компании отказываются от вполне применимого и эффективного инструмента оценки возможностей. Использование моделей реальных опционов повышает степень готовности к возможным исходам проекта на каждом шаге (стадии проекта) принятия решения, а также уровень знания цены рисков. Реальные опционы – это не единственный, но один из эффективных инструментов принятия решений внутри компании при реализации рискованных проектов в сложных климатических условиях, который на вышеприведенных примерах показал, как через ценность опциона выбрать приоритетный проект (так, по сочетанию рисков опцион в Баренцевом море выше опциона в Карском море и, соответственно, более привлекателен). Тем не менее компания всегда оставляет право намеренно принять рискованный проект, что показывает более низкое значение опциона для получения в дальнейшем большей выгоды.

Список литературы

- Rouz Peter R. Analiz riskov i upravleniye neftegazopisovymi proektami [Risk analysis and management of oil and gas prospecting projects]. Moscow-Izhevsk, Izhevsk Institute of Computer Science Publ., 2011. 304 p.
- Society of Petroleum Engineers. Oil and Gas Reserves Committee «Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions». Available at: <http://rca.spe.org/rca-spe-resources/prms/>
- Mezhdunarodnyi standart finansovoy otchetnosti (IFRS) 6 «Razvedka i otsenka zapasov poleznykh iskopaemykh» [International Financial Reporting Standard (IFRS) 6 «Exploration and Evaluation of Mineral Resources】. Available at: <http://www.msfom.ru/?id=347>
- Rukovodstvo k svodu znanii po upravleniu proektami [A Guide to the Project Management Body of Knowledge]. Pennsylvania, USA, PMI Inc. Publ., 2008. 496 p.
- Ziyatdinov A.Sh. Metod real'nykh optionov dlya otsenki stiosti investitsionnykh proektov [The real options method for cost estimation of investment projects]. Ekonomika i upravleniye, 2010, no. 3, p. 5.
- Arkticheskiy shel': naskol'ko optimal'na sistema regulirovaniya v Rossii? [The Arctic shelf: To what extent is optimal the regulating system in Russia?]. Available at: <http://www.skolkovo.ru/public/en/component/flexicontent/items/item/2902-2012-09-21-arctic/>
- Popova A.A. Otsenivaniye stiosti standartnykh optionov s pomoshch'yu metoda Monte-Karla [Estimating the value of the standard stock options using the Monte-Carlo method]. Aktual'nye innovatsionnye issledovaniya: nauka i praktika, 2010, no. 2, p. 4.
- Klimov A. Novatsii bukhgalterskoy otchetnosti dlya dobivayushchikh kompanii [Innovations of accounting reports for producing companies]. Ekonomika i zhizn', 2012, no. 13.

8. Климов А. Новации бухгалтерской отчетности для добывающих компаний // Экономика и жизнь. – 2012. – № 13.

УДК 622.276.53

МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПОДБОРА НАСОСНЫХ ШТАНГ

Ю.С. Дубинов (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, РФ, г. Москва)
E-mail: dubinovys@gmail.com

В результате проведенного анализа отказов на скважинах Самотлорского, Усинского и Ромашкинского месторождений выявлено, что большое их число произошло вследствие превышения допускаемых напряжений в теле штанг скважинных штанговых насосных установок. Применяемые для расчета приведенных напряжений методики не полностью могут учесть на сегодняшний день все факторы, влияющие на работу оборудования. Еще тяжелее это сделать, если эксплуатация насосных штанг идет в наклонно направленной скважине. Предложена методика, учитывающая конструктивные особенности насосных штанг и свойства материала. Представлены зависимости напряжений в наклонно направленной скважине от осевого продольного усилия при различных радиусах искривления скважин (по методике, созданной автором, и по методике Одинга). Результаты данной работы имеют хорошую сходимость с фактической ситуацией, происходящей на скважине.

Ключевые слова: наклонно направленные скважины, штанговые глубинные насосы, полые сплошные насосные штанги, методика расчета приведенных напряжений.

В настоящее время благосостояние современной России напрямую зависит от добычи полезных ископаемых, таких как нефть и газ. Однако добыча нефти из известных месторождений затруднена различными факторами, такими как высокая обводненность продукции пласта, сложная инклинометрия скважин, высокая вязкость нефти и пр.

На рис. 1 приведены данные по способам эксплуатации скважин в России. Как видно, число скважин, оборудованных скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ), довольно велико. Это объясняется тем, что фонд скважин РФ представлен мало- и среднедебитными скважинами. Также за последнее время как в России, так и в мире стало использоваться такое понятие, как одновременно-раздельная эксплуатация, которая подразумевает эксплуатацию нескольких продуктивных

Advanced pumping rod outage methodology
Dubinov Yu.S. (Gubkin State Oil and Gas University, RF, Moscow)
E-mail: dubinovys@gmail.com

This pumping rod outage analysis covers numerous wells across Samotlor, Ustinsk, and Romashkino fields, it reveals most outage cases appear attributable to excess rod body pressure and stress levels. The existing methodologies designed to calculate this pressure appear to fail concerning all equipment performance drivers. The case for directional wells was assumed the worst case in this respect. This methodology makes far better provisions for pumping rod design aspects and material properties. The paper documents directional well stress curves for axial longitudinal pressure under different curvature radii (both author's curves and Oding curves were used here). This study proves a good correlation with real-world well behaviour.
Keywords: directional well, pumping rod, hollow rod, stress, pressure, estimates, methodology, model.

горизонтов одной скважиной. Наибольшее количество известных схем одновременно-раздельной эксплуатации связано именно со скважинными штанговыми насосными установками.