

## **АНАЛИЗ РИСКА И АДАПТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ В ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД**

---

Важнейшим направлением совершенствования анализа проектов, реализуемых в нефтяном секторе в современных условиях, является учет факторов риска и поиск способов повышения их адаптивности. В переходный (к рыночно-ориентированной экономике) период становится необходимым переосмысление созданных ранее, а также разработка новых подходов (методического аппарата) для более полного отражения особенностей современного периода и способов адаптации в этих условиях.

Под адаптацией к факторам неопределенности и риска понимается процесс приспособления объекта к фактическим условиям его функционирования и развития посредством изменения технико-экономических, финансовых параметров, технологической структуры, а также управляющих воздействий (например, долей сторон в прибыльной продукции в контрактах о разделе продукции).

Анализ адаптивности и риска при оценке нефтяных проектов предполагает решение нескольких взаимосвязанных проблем: анализ основных факторов риска, количественная оценка риска, а также поиск наилучших способов адаптации проектов к меняющимся условиям их реализации. Последнее представляется особенно важным, поскольку направлено на выработку практических рекомендаций для лиц, принимающих конкретные хозяйственные решения.

В процессе перехода к рыночно-ориентированной модели экономики меняется роль и значение отдельных факторов риска. Это в свою очередь требует разработки новых (или модификации существующих) подходов, механизмов, которые могли бы адаптировать нефтяной проект к меняющимся условиям его реализации.

В переходный период, когда возрастает значение экономических факторов риска, таких, например, как изменчивость нефтяных цен, экономических нормативов (как отраслевых, так и общеэкономических), трансформируется и характер адаптации к этим возмущениям. Несомненно, и в современных условиях остаются способы адаптации, основанные на технологическом маневре, но доминирующее значение приобретает адаптация, имеющая экономический характер. К такой адаптации для нефтяных проектов может быть отнесено использование зависимостей экономических нормативов от фактических условий разработки месторождений и реализации продукции; применение гибких с финансовой точки зрения типов контрактов на разведку и разработку нефтяных месторождений.

## **1. Анализ факторов риска в нефтяном секторе**

### *1.1. Основные факторы риска в нефтяной промышленности*

В процессе перехода от плановой к рыночно-ориентированной модели регулирования нефтяного сектора одни факторы риска не изменяют (вовсе или изменяют не существенно) своего значения, а роль других претерпевает существенные изменения. Например, практически прежней остается роль таких факторов, как изменчивость мировых цен на нефть, подтверждаемость запасов, результаты НТП. С другой стороны, в связи с либерализацией нефтяных цен в России значительно возрастает подверженность проектов риску, связанному с их изменчивостью. Напротив, переход к контрактам о разделе продукции практически полностью исключает риск, связанный с изменчивостью таких отраслевых экономических нормативов, как ставки акцизов, платежей на воспроизводство минерально-сырьевой базы, экспортной пошлины, в силу их отсутствия в этом типе контрактов.

Для анализа риска и адаптивности нефтяных проектов в переходный период целесообразно основные факторы риска разделить на две группы: технические и экономические.

К основным техническим факторам риска в нефтяной промышленности следует отнести:

- геологические неопределенности - неопределенности результатов ведения поисковых и геологоразведочных работ, подтверждаемости запасов, знаний о сырьевой базе;
- неопределенность темпов научно-технического прогресса (НТП);
- экологические неопределенности.

Под экономическими факторами риска понимается:

- изменчивость внутренних и мировых цен на нефть и продукты ее переработки;
- изменчивость основных отраслевых экономических нормативов: ставок платежей за пользование недрами, на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), акцизов, экспортных пошлин;
- изменчивость общеэкономических нормативов (процентных ставок центрального и коммерческих банков, курса доллара по отношению к рублю, налоговых ставок, темпов инфляции).

#### *А. Технические факторы риска*

Экологический риск. Важное значение для нефтяного сектора имеют экологические аспекты риска. К экологически опасным в нефтяном секторе могут быть отнесены объекты, функционирующие на всех стадиях технологической цепочки: от скважин и промышленного оборудования до трубопроводных и перерабатывающих систем.

Среди причин, вызывающих рисковые экологические ситуации, можно выделить рост числа и сложности технических систем, игнорирование системами управления производством оценки экологического риска (особенно при проектировании). Особо необходимо отметить сырье, содержащее сероводород. Токсичность сероводорода для биосферы и особенно человека даже при весьма низких уровнях концентрации в атмосферном воздухе однозначно оценивается всеми специалистами. В качестве примеров таких месторождений можно привести Астраханское, Карачаганакское газоконденсатные, Тенгиз-

ское нефтяное. Об остроте проблем, связанных с добычей и использованием такого углеводородного сырья, говорит тот факт, что некоторые российские нефтеперерабатывающие заводы отказываются перерабатывать высокосернистую нефть.

Темпы НТП также привносят собственный вклад в общую неопределенность. При этом, чем более новым является комплекс научно-технических решений, тем выше связанный с ним риск. В этом смысле наименьший риск характерен для традиционных направлений НТП. В настоящее время можно выделить несколько ключевых направлений НТП в нефтяной промышленности: методы повышения нефтеотдачи пластов; принципиально новые системы разработки месторождений с применением горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин; гидроразрыв пласта.

Геологические неопределенности. Одна из основных особенностей нефтяной промышленности связана с высокой степенью неопределенности знаний о сырьевой базе. Используемые в геологоразведке методы обеспечивают только общую картину структуры недр, и поэтому необходимо пробурить одну или несколько скважин, чтобы определить, существуют ли в данном месте запасы нефти. Даже после обнаружения запасов остается неопределенной их коммерческая сторона, их прибыльность, поэтому нужно пробурить еще несколько скважин, чтобы получить предварительное представление о величине запасов и условиях их залегания. Из-за глубины залегания нефти, высоких капитальных затрат на разведку и разработку, неопределенности о запасах и ценах финансовый риск больше в нефтяной, чем в большинстве других добывающих отраслей.

Таким образом, целесообразно различать два аспекта геологического риска: риск открытия месторождения и риск коммерческой ценности открытой залежи.

Риск открытия месторождения. При поиске нефти очень велик элемент неопределенности, а шансы на успех обычно небольшие. Традиционная концепция поисков и разведки нефтяных месторождений основана на предположении о том, что использование геологической информации - наиболее эффективный фактор обнаружения нефти, хотя геологические данные по своей природе имеют статистиче-

ский характер. Это связано с неполнотой информации, представляемой ограниченным количеством скважин и геофизических исследований. Кроме того, связи между геологическими параметрами и местоположением залежи нефти очень сложны и многовариантны. Однако, несмотря на трудности, возникающие из-за ограниченности данных и сложности их интерпретации, считается, что установление связей между геологическими параметрами и размещением нефти еще долго будет лежать в основе стратегии поисков, поскольку это гораздо чаще приводит к успеху, чем применение каких-либо других способов.

Важное значение для открытия месторождений играет неопределенность, связанная с интерпретацией данных бурения и геофизики. Перспективность какого-либо участка обычно оценивается на базе современных представлений геологии. Однако реальная геологическая обстановка может существенно отличаться от той, которая представляется на основе ограниченных данных.

Необходимо помнить об этом различии, поскольку прогнозы базируются на представлениях, которые могут существенно отличаться от действительности. В некоторой степени эти различия могут быть компенсированы использованием специальной техники, например, геофизическими исследованиями [8].

Чем больше пробурено скважин, тем существеннее уточняются знания о геологическом строении района, приближаясь к некоторому пределу. Теоретически этот предел соответствует степени точности интерпретации данных по отдельным скважинам. Однако экономические ограничения не позволяют достигать такого предела, и представления о геологическом строении оказываются приближенными прежде всего из-за недостатка имеющихся данных. Большую роль играет неопределенность, обусловленная отсутствием строгой и однозначной связи между геологическим строением района и размещением скопленных нефти. Пробуренные на значительном удалении друг от друга скважины могут дать достаточную информацию для обоснованного предположения о наличии запасов нефти. Необходимо пробурить еще несколько скважин для выяснения контура и размеров месторождения [12].

Если бы величина капитальных вложений была не лимитирована, то можно было бы бурить много близко расположенных скважин и получить необходимую информацию. Но скважины очень дороги, и для решения только общегеологических задач, в том числе для уточнения размеров и форм локальных структур, много скважин, как правило, не бурится.

Основные показатели буровых работ по регионам мира в капиталистических и развивающихся странах за 1991 год приведены в таблице 1.1 [6]. Эти данные иллюстрируют различные риски результатов геологоразведочных работ по регионам мира: доля безрезультатных скважин наименьшая на Ближнем и Среднем Востоке. Значительно более высоким риском характеризуются эти работы в Северной Америке и Западной Европе.

**Таблица 1.1.**  
**Основные показатели буровых работ по регионам мира в капиталистических и развивающихся странах за 1991 год**

Регионы мира	Число пробуренных скважин:					Доля безрезультатных, %
	нефтяные	газовые	безрезул.	Вспомогат.	Всего	
1. Северная Америка	13072	9370	8685	1167	32294	26.9
2. Южная Америка	1912	44	301	95	2352	12.8
3. Западная Европа	307	213	262	240	1022	25.6
4. Ближний и Ср. Восток	603	26	80	134	843	9.5
5. Африка	377	44	155	58	634	24.4
6. Дальний Восток и Океания	1029	299	426	286	2040	20.9
Всего	17300	9996	9909	1980	39185	25.3

Таблица 1.2 [6] на примере США иллюстрирует существенное различие между геологическими рисками на различных стадиях

бурения: доля безрезультатных скважин (как характеристика риска) в разведочном бурении (около 75%) значительно превышает долю таких скважин при эксплуатационном бурении (около 20%). Но общие результаты оказываются ближе к показателям эксплуатационного бурения, поскольку доля этих скважин значительно больше, чем разведочных.

**Таблица 1.2.**

**Результаты бурения на нефть и газ в США**

Скважины	Ед.изм.	1988 г.	1989 г.	1990 г.	1991 г.
Разведочное бурение					
Всего скважин	шт.	6557	5687	5058	4263
Безрезультатные	шт.	5037	4383	3772	3225
Безрезультатные	%%	76.8	77.1	74.6	75.7
Эксплуатационное бурение					
Всего скважин	шт.	29718	25666	25179	22611
Безрезультатные	шт.	5970	5173	4497	4129
Безрезультатные	%%	20.1	20.2	17.9	18.3
Итого бурение					
Всего скважин	шт.	36275	31353	30237	26874
Безрезультатные	шт.	11007	9556	8269	7354
Безрезультатные	%%	30.0	30.0	27.0	27.0

Риск коммерческой ценности открытой залежи. Коммерческая ценность месторождения зависит от целого ряда факторов: объем извлекаемых запасов, условия залегания (глубина, сложность пластов), "входной" дебит, географическое положение (расстояние до магистрального трубопровода), эксплуатационные издержки на тонну нефти, уровень капитальных затрат.

Минимальный уровень запасов, при котором разработка месторождения представляется эффективной, может сильно варьироваться между странами и даже районами. В США, например, критическим

уровнем является 140 т.т извлекаемых запасов, тогда как это количество не имело бы коммерческой ценности в другой стране с относительно низкой потребностью в нефти, кроме случаев, когда месторождение размещено около места потребления. Аналогично этому ценность мелких месторождений в Европе объясняется выгодной географической ситуацией по соседству с нефтепереработчиками и центрами потребления.

Также важное значение на стадии добычи имеет достоверность (подтверждаемость) запасов различных категорий и, следовательно, экономический риск, связанный с ошибками в определении запасов (чем менее достоверны запасы, тем больший риск). Поэтому при экономической оценке площадей с запасами различных категорий целесообразно использовать коэффициенты, характеризующие вероятность подтверждения запасов. Например, если запасам категории "А" придать экономический вес (или вероятность подтверждаемости), равный единице, то для остальных категорий можно использовать следующие коэффициенты: "В" - 0.8-0.9; "С1" - 0.4-0.7; "С2" - 0.2-0.3; "С3" - 0-0.1 [5].

Производительность на скважину (дебит скважины), удельные затраты на 1т нефти также существенные факторы для прибыльности. Очень велики издержки одной разведочной скважины: они могут быть очень грубо оценены от 1 до 5 млн. долларов, включая связанные с этим геологические и геофизические исследования. Таким образом, разведка на нефть - процесс с низкой вероятностью успеха, требующий бурения большого количества скважин, а также с исключительно высокими средними затратами на скважину.

Поэтому нефтяные компании должны иметь существенную финансовую основу и управлять своей деятельностью так, чтобы общая прибыльность позволяла им, в добавок к нормальной прибыли на капитал, рисковать значительными суммами для пополнения запасов сырья.

#### *Б. Экономические факторы риска*

К основным экономическим факторам риска следует отнести изменчивость мировых и внутренних цен на нефть, общеэкономиче-

ских и отраслевых нормативов, подходов к регулированию нефтяного сектора.

Изменчивость мировых цен на нефть. Одной из важнейших причин риска в нефтяной промышленности является флуктуация цен на нефть. История развития отрасли свидетельствует о том, что цены на нефть были изменчивы практически все время ее существования. Не является исключением и современный этап развития сектора, что связано с целым рядом факторов, в т.ч. действиями стран Ближнего Востока. События 70-ых годов побудили нефтяные компании к разведке и разработке месторождений в новых районах. Появившиеся при этом новые мощности в добыче и спад мировой экономики привели к падению цен и подорвали контроль ОПЕК над ценами. В этот период флуктуации цен были особенно большими. Например, разброс среднеквартальных цен на легкую арабскую нефть за период 1979- 1986гг. достиг почти 30 долларов за баррель, или около 200 долл./т. Этот показатель выглядит особенно впечатляющим по сравнению с сегодняшним уровнем цен - около 100-120 долл./т.

Спрос на жидкое топливо находится под сильным влиянием общего состояния мировой экономики. Цена зависит и от уровня товарных запасов нефти и нефтепродуктов, который определяет действия нефтепереработчиков по управлению запасами сырья. Предложение нефти находится под существенным влиянием политики стран-членов ОПЕК. Часто отдельные страны, входящие в эту организацию, пытаются добиться увеличения своей квоты, угрожая выходом из ОПЕК (как, например, в ноябре 1992г. это сделал Эквадор или в конце 1994г. - Габон), что также является причиной флуктуации цен.

В середине апреля 1996 года ажиотажный спрос на нефть, подогреваемый разговорами о критически низких мировых запасах нефти и нефтепродуктов, вызвал самый мощный и долговременный рост цен на нефть за последние пять лет. Только с начала года фьючерсные контракты на сырую нефть подорожали в среднем на 7 долл., т.е. на 44% от цены конца декабря. Активность игроков на повышение подпитывалась также прогнозами рекордного спроса на бензин в США в летние месяцы - по данным API, он превысит 8 млн.баррелей в день, что на 2.1% выше, чем прошлым летом. При том, что, согласно заяв-

лениям правительственного агентства по энергетической информации, наличных запасов бензина едва ли хватит на ближайшие 25 дней, ситуация действительно оказалась критической. Волновавшее рыночных наблюдателей перепроизводство нефти в странах ОПЕК перестало довлеть над рынком после того, как появились сообщения о снижении объемов добычи в феврале. Перспектива возобновления Ираком поставок сырой нефти на мировой рынок (пусть даже под контролем ООН и в ограниченных количествах) также отошла на второй план: трейдеры просто перестали верить в возможность достижения соглашения между Ираком и ООН. В результате действия этих факторов цена майских фьючерсов на брент-смесь поднялась до отметки 23.1 долл./барр. - ничего подобного рынок не видел с января 1991 года.

Изменчивость общеэкономических нормативов. Одним из важнейших факторов риска, затрагивающих практически все отрасли экономики страны (в том числе и нефтяной сектор), является изменчивость общеэкономических нормативов. Постоянно изменяется курс доллара по отношению к рублю. Часто меняется процентная ставка Центрального банка России, которая распространяется на кредиты, предоставляемые коммерческим банкам в соответствии со всеми вновь заключаемыми и пролонгируемыми кредитными договорами. Например, за июнь 1994г. она снижалась 3 раза: в начале месяца она составила 200%, а в конце - 155%. Подвержены изменению и основные налоговые ставки, вводятся новые налоги.

Изменчивость отраслевых нормативов. Изменчивость внутренних цен на нефть во многом определяется темпами инфляции и изменчивостью отраслевых нормативов. Согласно Закону "О недрах" (раздел V), к основным платежам при пользовании недрами относятся: платежи за право на пользование недрами (поиск, разведку и добычу); отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы; акцизный сбор. Кроме того, пользователи недр уплачивают налоги, сборы и другие обязательные платежи, предусмотренные законодательством, включая налог на прибыль, экспортную пошлину [4].

Платежи за право на добычу нефти (роялти). Важнейшим видом платежей при пользовании недрами являются платежи за право на добычу минерального сырья. Впервые роялти были установлены По-

становлением Правительства РФ от 9 июля 1992г. и составили для нефти 8% от стоимости добытой продукции. Затем уровень платежей за право на добычу нефти и конденсата был установлен в размере 6-16% от стоимости добытого минерального сырья. Некоторая размытость интервала (10%) порождает дополнительную неопределенность.

"Инструкция о порядке и сроках внесения в бюджет платы за право на пользование недрами" также не вносит полной ясности в порядок определения этой величины. В ней говорится, что "конкретные размеры регулярных платежей определяются по каждому месторождению с учетом вида полезного ископаемого, количества и качества запасов, природно-географических, горно-технических условий, состояния и периода разработки месторождения, оценки риска пользователей недр и рентабельности разработки месторождения". Важно отметить, что оценка риска также влияет на ставку платежей.

Акцизный сбор. Впервые акцизный сбор на нефть, включая газовый конденсат, был введен Постановлением Правительства РФ от 17 сентября 1992г. и до установления дифференцированных ставок для различных предприятий составлял 18% от стоимости реализуемой нефти. Дифференцированный акцизный сбор по нефти и газу, добываемым из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками, был введен с 1 ноября 1992г. Постановлением Правительства РФ от 1 ноября 1992г. "Об акцизном сборе на нефть, добываемую на территории РФ" и составлял в среднем около 18% от стоимости реализуемой нефти при разбросе от 0% до 30% для различных предприятий.

После отмены отчислений от продаж нефти в фонд ценового регулирования в июле 1993г. была увеличена ставка акцизов в среднем на 30%. Ставки акцизов стали в среднем составлять около 24% при разбросе для отдельных предприятий от 0% до 42%.

С 1 мая 1994г., в соответствии с Постановлением Правительства РФ №320 "Об акцизе на нефть, добываемую на территории Российской Федерации" от 14 апреля 1994г., изменен порядок расчета акциза - установлена ставка акциза на 1 тонну реализуемой нефти, включая газовый конденсат. Она составила в среднем 14750 руб./г с разбросом для отдельных предприятий от 0 до 36 т.р./т. Причем пре-

дусматривалась ежемесячная индексация этой ставки, исходя из изменения курса рубля к доллару США за предыдущий месяц.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ №304 с 1 апреля 1995 г. средневзвешенная ставка акциза на реализуемую нефть была повышена до 39200 руб./т (максимальная ставка 50000 руб./т). Важной особенностью этого Постановления является то, что изменение ставки акциза было поставлено в зависимость не только от валютного курса, но и изменения ставки экспортной пошлины: ставка акциза увеличивается на 3400 рублей при снижении вывозной таможенной пошлины на нефть на каждый 1 ЭКЮ. Необходимо отметить, что эта зависимость очень жесткая для нефтяных предприятий, поскольку акцизом облагается вся реализуемая нефть: как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

Экспортные пошлины. Большое влияние на доход, получаемый от добычи нефти, оказывает ее экспорт (особенно в условиях неплатежей, когда экспорт становится основным источником получения "живых" денег). В этой сфере также наблюдается очень высокая степень неопределенности (о флуктуациях мировых цен на нефть говорилось выше) - изменяются ставки экспортных пошлин, пересматриваются принципы лицензирования внешнеэкономической деятельности, порядок использования заработанной валюты.

### *1.2. Влияние экономических нормативов на адаптивность нефтяных проектов*

Рассматривая проекты в нефтяной промышленности, целесообразно оценивать эффективность и риски с точки зрения как минимум двух сторон, вовлеченных в этот процесс - инвестора и государства. В качестве инвестора может выступать несколько различных фирм, каждая из которых характеризуется своим отношением к риску и адаптации. При действующей системе налогообложения в России доходы государства (без разделения на различные бюджеты и внебюджетные фонды) складываются из множества налогов и обязательных платежей (федеральных, региональных, местных - всего около 50), среди которых наиболее важными для оценки нефтяных проектов яв-

ляются: платежи на воспроизводство минерально-сырьевой базы, роялти, экспортная пошлина, акциз, налог на прибыль, имущественный налог.

Некоторые проекты могут быть эффективными в агрегированном виде, т.е. с точки зрения общих расходов и доходов, но не привлекательными для инвестора из-за чрезмерного налогообложения и/или высокой степени принимаемого риска. Поэтому важно создать для инвестора такую экономическую среду (в частности, нормативно-правовую базу), которая была бы адаптивна к меняющимся условиям реализации проектов.

Существующая налоговая система в России (хотя правильнее ее назвать совокупностью различных налогов, платежей, сборов) строится в основном на налогообложении доходов, а не прибыли, при значительной доле "фиксированных" (например, "потонных") платежей, т.е. имеющих фиксированную абсолютную (в денежном выражении) величину на единицу объема производства в натуральном выражении.

Эта система не отражает современные подходы, присущие мировому нефтяному бизнесу, в рамках которых, например, ставка роялти часто ставится в зависимость от одного или нескольких параметров. Такой механизм позволил бы достаточно дифференцированно изымать различную рентную составляющую в зависимости от конкретных условий реализации проектов.

Выше изменчивость экономических нормативов была рассмотрена как один из основных факторов риска в переходный период. С другой стороны, существующая в настоящее время в России система налогообложения в нефтяной промышленности создает некоторые предпосылки для адаптивности проектов к меняющимся условиям их реализации.

Связь экспортной пошлины (выплачиваемой в рублях) с курсом доллара (через курс ЭКЮ) позволяет в некоторой степени адаптировать доходы, получаемые инвестором и государством, к изменению валютного курса, а также инфляционным процессам (при условии, что темп роста курса доллара по отношению к рублю и темп инфляции внутри страны положительно коррелированы). Система, основанная на привязке ставки экспортной пошлины к мировой цене на нефть (см.

результаты расчетов в параграфе 2.2), представляется с финансовой точки зрения более адаптивной, гибкой. Например, в Казахстане экспортная пошлина рассчитывается в процентах (25%) к таможенной стоимости экспортируемой продукции, создавая положительную корреляцию между ценой нефти и экспортной пошлиной.

Отчисления на ВМСБ зависят от стоимости реализуемой нефти, поэтому они положительно коррелированы с объемом добычи и ценой нефти: с ростом цены и/или добычи абсолютная величина этих отчислений увеличивается. В целях повышения адаптивности нефтяных проектов к неопределенности, связанной с сырьевой базой, на наш взгляд, была бы целесообразна связь между ставкой отчислений на ВМСБ и подтверждаемостью запасов или фактическим уровнем добычи.

Конкретные размеры платежей за право на добычу нефти (роялти) по каждому месторождению определяются с учетом количества и качества запасов, природно-географических, горно-технических условий, оценки риска пользователя недр и рентабельности разработки. Следует отметить, что большинство этих условий меняется в процессе освоения месторождения или реальные параметры отличаются от ожидаемых в начале разработки. Поэтому представляется целесообразным связать ставки роялти с некоторой динамической характеристикой разработки месторождения или изменением параметров по отношению к ожидаемым значениям, таким, например, как изменение величины реальных капитальных затрат по отношению к их прогнозируемому уровню.

Сначала акцизный сбор был введен по нефти и газу, добываемым из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками, и связан со стоимостью реализуемой товарной продукции, а затем (с июня 1994г.) к изменению курса доллара. Таким образом, акцизные платежи стали адаптироваться к валютному курсу, одной из причин изменений которого являются инфляционные процессы.

На наш взгляд, ставку акциза целесообразно устанавливать в зависимости от технико-экономических характеристик конкретного месторождения, причем с учетом их изменения в процессе разработки

месторождения, например, связать ставку акциза с изменением горно-геологических условий разработки месторождения: подтверждаемостью запасов или уровнем добычи за определенный период времени.

Зависимость ставки экспортной пошлины и акциза от курса доллара, темпа инфляции отражает особенности переходного периода. В случае значительного снижения темпа инфляции и стабилизации валютного курса эти нормативы целесообразно связать с другими экономическими параметрами, такими, например, как цены мирового рынка на нефть, технико-экономические характеристики освоения месторождений. Оценка таких направлений повышения адаптивности нефтяных проектов будет проведена в разделе 2.

Таким образом, механизмы адаптации, заложенные в существующей налоговой системе, представляются недостаточными в условиях переходного периода, что предопределяет необходимость разработки способов повышения адаптивности и методического аппарата, позволяющего оценивать эффективность этих способов.

## **2. Адаптивность проектов в нефтяной промышленности в современных условиях**

### *2.1. Основные положения методики оценки риска и адаптивности нефтяных проектов*

Методика оценки инвестиционных проектов. В условиях плановой экономики широкое распространение получили методы оценки эффективности капитальных вложений (срок окупаемости, рентабельность), которые не в полной мере учитывают продолжительность реализации проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в различные моменты времени. Учет этого факта особенно важен для оценки проектов, связанных с долгосрочным вложением капитала, что характерно для нефтяного сектора. Из-за своей простоты и иллюстративности эти методы могут быть использованы и в современных условиях, но преимущественно только для быстрой оценки проектов на предварительных (начальных) стадиях их анализа.

Особенности переходного периода обуславливают существенную корректировку этих, а также разработку и использование новых методик, связанную прежде всего с более полным учетом факторов времени, риска и адаптации. В мировой практике для оценки проектов наибольшее распространение получили расчеты показателей чистой текущей стоимости (ЧТС), внутренней нормы рентабельности (ВНР) и срока окупаемости [7].

Экономический смысл показателя чистой текущей стоимости можно представить как результат, получаемый немедленно после принятия решения об осуществлении данного проекта, так как при ее расчете учитывается воздействие фактора времени.

Если значение ЧТС больше нуля, то считается, что целесообразно инвестировать денежные средства в проект, а если ЧТС меньше нуля, то это, напротив, свидетельствует о неэффективности вложения средств. Очевидно, из двух вариантов осуществления проекта выбирается тот, у которого показатель ЧТС будет выше.

Одним из основных факторов, определяющих величину ЧТС, является масштаб деятельности, проявляющийся в объемах инвестиций, производства или продаж. Отсюда вытекает ограничение на применение показателя ЧТС для сопоставления различных по масштабу проектов: большое значение ЧТС не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений, поскольку возможны ситуации, когда ЧТС проекта, связанного с крупными инвестициями, больше, чем ЧТС проекта, инвестиции которого не велики, но относительная эффективность значительно меньше.

В таких случаях рекомендуется использовать показатель внутренней нормы рентабельности (ВНР). ВНР, характеризуя относительную эффективность проекта, показывает, какой уровень дохода на вложенный капитал будет иметь место в среднем за год, причем предполагается полная капитализация полученных чистых доходов.

С другой стороны, ВНР можно рассматривать как ставку дисконтирования, при которой сумма дисконтированных притоков денежных средств равна сумме дисконтированных оттоков.

Показатель ВНР, в свою очередь, не учитывает масштаба проектов (в отличие от ЧТС). К другим его недостаткам можно отнести:

его неоднозначность, поскольку для одного и того же чистого денежного потока (ЧДП), определяемого как разность между притоком и оттоком денежных средств, может быть рассчитано несколько ВНР; использование единой ставки реинвестирования, входящей в формулу расчета ВНР. Последний недостаток можно некоторым образом "сгладить", рассчитывая модифицированный ВНР. Суть этого подхода состоит в том, что чистые денежные потоки дисконтируются не по ставке ВНР, а по реальной ставке реинвестирования.

Также важным критериальным показателем является срок окупаемости капитальных затрат. Независимо от того, рассчитывается ли он с учетом фактора времени или без него, остается существенный недостаток - не учитываются денежные потоки, возникающие после того как вложения в проект окупались. Два одинаковых по срокам окупаемости проекта могут существенно отличаться между собой, например, по ВНР и ЧТС.

В проведенных расчетах в качестве основного показателя эффективности инвестиционных проектов в нефтяной промышленности была принята ЧТС. Это объясняется особенностями формирования чистых денежных потоков сторон, участвующих в реализации проектов - государства и инвестора, и, прежде всего, тем, что в расчетах в явном виде отсутствуют затраты государства, т.е. предполагается, что все расходы по проекту принимает на себя инвестор.

#### Методика оценки риска и адаптивности нефтяных проектов.

На основе финансово-экономических моделей инвестиционных проектов может быть использовано несколько способов учета и анализа риска: вероятностный анализ; расчет критических точек; анализ чувствительности. Более продуктивными, хотя и более трудоемкими, являются методики, использующие метод Монте-Карло [14, 15].

Этот метод представляет собой способ решения задач с помощью случайных выборок: составляется алгоритм для осуществления одного случайного испытания; затем это испытание многократно повторяется, причем каждый опыт не зависит от всех остальных, и результаты всех опытов усредняются (отсюда другое название - метод статистических испытаний).

Мы исходим из гипотезы, что все варьируемые основные параметры модели имеют теоретическое распределение. Выбор равномерного (очень "неопределенного") распределения обусловлен высокой степенью изменчивости условий реализации проектов в переходный период, а также особенностями нефтяных месторождений.

В целом методика анализа адаптивности и риска нефтяных проектов на основе финансовой модели проекта и метода Монте-Карло включает следующие этапы.

1. Построение имитационной финансовой модели нефтяного проекта.
2. Выбор ключевых рисков переменных для нефтяного проекта и распределений для этих переменных (на основе анализа основных факторов риска и чувствительности).
3. Дополнение финансовой модели условиями, отражающими неопределенность ключевых переменных.
4. Генерация случайных ситуаций и пересчет финансовой модели.
5. Анализ результатов проведенных расчетов на основе показателей риска и адаптивности.
6. Выработка рекомендаций.

Применение этой методики позволяет выработать большое количество вариантов, которые последовательны со статистической точки зрения. Повторяя этот процесс многократно, можно довольно точно оценить распределение значений критериального показателя (например, ЧТС).

Поскольку выбирается значение входных переменных из соответствующих распределений вероятностей, каждый полученный результат отражает возможное в будущем положение дел. Каждая из этих комбинаций может осуществиться, причем с одинаковой вероятностью. В действительности реализуется вариант, сходный лишь с одним из этих результатов, но мы не можем предсказать, с каким именно. Благодаря рассматриваемому подходу используется важный инструмент анализа ситуаций: если многие из этих одинаково вероятных результатов оказываются неприемлемыми, необходимо отказаться от инвестиций. И наоборот, если большое количество этих результатов

являются благоприятными, то можно пойти на риск для достижения одного из них.

Показатели риска и адаптивности. Для оценки адаптивности могут быть применены показатели, характеризующие риск. При этом, чем меньше показатель риска, связанного с реализацией проекта, тем выше адаптивность проекта по отношению к рассматриваемым факторам риска.

В процессе анализа адаптивности необходимо различать возможности и интересы конкретного инвестора и государства, поэтому для оценки проекта с их позиций нужно иметь единый показатель эффективности, с помощью которого можно было бы проводить оценку риска для указанных участников проекта. В качестве такого показателя предлагается использовать чистую текущую стоимость (ЧТС), что связано с особенностями формирования денежных потоков сторон, участвующих в проекте.

При использовании метода статистических испытаний к показателям, которые могут быть применены при анализе риска и адаптивности нефтяных проектов, могут быть отнесены: среднее квадратическое отклонение (СКО) и коэффициент вариации; вероятность неэффективности проекта (неудачи - проект не достигнет заданного уровня эффективности); коэффициент риска; относительный разброс.

В качестве количественной оценки риска может быть использовано среднее квадратическое отклонение (СКО) критериального показателя, характеризующее его разброс. Использование СКО в качестве оценки риска может быть проиллюстрировано на примере инвестиций в ценные бумаги. Чем больше разброс ежегодной чистой прибыли относительно среднего значения, тем выше и риск - вероятность того, что инвестор при необходимости продать свои акции окажется в неблагоприятных условиях падения цен. Например, акции наиболее рискованных венчурных фирм характеризуются максимальной прибыльностью и риском. Доходы же по государственным облигациям близки к ежегодному среднему уровню инфляции: доходов в этом случае практически нет, а есть лишь гарантия сохранения денег и возврата их по первоначальной стоимости.

При сравнении проектов с различным уровнем критериальных показателей для сторон, участвующих в реализации проекта (например, математическое ожидание ЧТС государства обычно значительно больше ЧТС инвестора), целесообразно использовать коэффициент вариации:

$$\text{ВАР} (X) = \text{СКО} (X) / M (X), \quad \text{где}$$

ВАР - коэффициент вариации,

СКО - среднеквадратическое отклонение,

M - математическое ожидание,

X - вектор, компонентами которого являются  $X_i$  - значения критериального показателя, полученные при i-ой реализации модели.

Также характеристикой риска является вероятность такой ситуации, в которой критериальный показатель не достигает наперед заданного критического (порогового) уровня

$$(X^1) - P_0: P_0 = P (X < X^1), \quad \text{где}$$

P - символ вероятности.

Этот показатель особенно важен для инвестора, поскольку ЧТС государства при реализации проектов практически всегда положительна. "P<sub>0</sub>" при использовании метода Монте-Карло может быть рассчитана как сумма вероятностей всех тех ситуаций, в которых не достигается заданного уровня показателем эффективности.

Под коэффициентом риска (КР) понимается отношение модуля математического ожидания возможных убытков ( $M (X_-)$ ) к сумме модулей математических ожиданий убытков ( $M (X_-)$ ) и прибылей ( $M (X_+)$ ):

$$\text{КР} (X) = M (X_-) / \{M (X_+) + M (X_-)\}.$$

Преимуществом этого показателя является то, что он учитывает как разброс (дисперсию), так и отклонения критериального показателя ниже заданного (предельного) уровня.

При оценке риска может быть также использован показатель относительного разброса (ОР), рассчитываемый как отношение разности между максимальным (MAX) и минимальным (MIN) значением к математическому ожиданию критериального показателя:

$$\text{ОР} (X) = (\text{MAX} (X) - \text{MIN} (X)) / M (X).$$

Недостаток показателя абсолютного разброса, связанный с игнорированием всех значений, кроме минимального и максимального, несколько сглаживается при использовании показателя относительного разброса.

Рассмотренные выше показатели являются важным инструментом при выработке рекомендаций для повышения адаптивности существующей системы налогообложения, гибкости контрактов о разделе продукции.

Предложенная методика оценки риска и адаптивности нефтяных проектов позволяет получить не единственный результат реализации проекта, а целый спектр возможных ситуаций, что особенно важно при оценке инвестиций с высокой степенью неопределенности (со многими возможными результатами), поскольку вероятность того, что будет реализована какая-то одна единственная ситуация (какой-то один конкретный экономический результат) невелика.

## *2.2. Направления повышения адаптивности нефтяных проектов в рамках существующей налоговой системы*

Анализ направлений повышения адаптивности проектов в нефтедобыче в рамках существующей налоговой системы был проведен для конкретного месторождения, расположенного в Нижневартовском районе Тюменской области. Извлекаемые запасы месторождения более 13 млн.т. Согласно проекту разработки, максимальный уровень добычи приходится на шестой год. Оно расположено вблизи развитых инфраструктур и относится к группе месторождений с отсутствием аномалий в физико-химических составах нефти.

Для анализа направлений повышения адаптивности проектов, реализуемых в условиях существующей системы налогообложения, с учетом возможностей информационного обеспечения при построении финансовой модели приняты следующие гипотезы.

- Предполагается, что на открытом месторождении оценены извлекаемые запасы трех категорий - В, С1 и С2 - с вероятностями их подтверждения 85%, 55%, 25%, соответственно.

- Ежегодные эксплуатационные затраты оцениваются на основе динамики удельных затрат на тонну нефти.
- Базовые внутренние цены на сырую нефть для всего расчетного периода принимаются постоянными (кроме сценариев, где цена нефти - случайная величина). "Реальные" цены для каждого года расчетного периода определяются на основе базовой с учетом индекса инфляции.
- Предполагается, что базовые ставки отчислений на ВМСБ, платежей за пользование недрами, экспортной пошлины, акциза, а также налогов на прибыль и имущественного устанавливаются в соответствии с нормами и правилами существующей системы налогообложения. Этот налоговый режим будет распространяться на весь расчетный период.
- Предполагается, что срок амортизации основных фондов равен 15 годам, причем они полностью амортизируются за период реализации проекта. В расчетах используется единая усредненная норма амортизации на полное восстановление основных фондов, равная 6.7% (1/15). Срок реализации проекта - 20 лет.
- Оборотный капитал формируется на основе усредненных нормативов. Нормируемая часть оборотного капитала складывается из запаса ресурсов (четырехнедельного, т.е. норматив = 7.7% от величины переменной составляющей текущих затрат) и запаса продукции (двухнедельного, т.е. норматив = 3.85% от стоимости продаж).
- Чистый денежный поток государства складывается из отчислений на ВМСБ, роялти, экспортной пошлины, акциза, налога на прибыль, имущественного налога и прочих налогов и платежей.
- Чистый денежный поток инвестора представляет собой сумму прибыли и амортизации за вычетом капитальных затрат и налогов.

Описанные выше основные гипотезы финансовой модели несколько упрощают реальную действительность, но тем не менее позволяют достаточно корректно отразить процесс освоения месторождения и вполне отвечают задачам исследования.

Анализ проведенных расчетов. Одной из основных задач проводимых расчетов является оценка влияния дополнительных зависимо-

стей между экономическими нормативами и фактическими условиями разработки месторождения на адаптивность нефтяного проекта с позиций его участников: инвестора и государства.

Анализ чувствительности, проведенный на основе имитационной модели, показал, что важнейшими (ключевыми) переменными модели на "входе" проекта являются: подтверждаемость запасов, цены на нефть, а также капитальные и текущие затраты.

Здесь и ниже предполагается, что такие факторы риска, как неопределенность темпов НТП; изменчивость цен на закупаемое оборудование, а также сырье, материалы, электроэнергию; общеэкономические нормативы (прежде всего инфляция, валютный курс, ставка процента) находят свое отражение в неопределенности текущих и капитальных затрат. Что касается геологического риска, то рассматривается только неопределенность, связанная с подтверждаемостью запасов, поскольку предполагается, что месторождение уже открыто и его запасы оценены по соответствующим категориям.

Рассматривается четыре сценария, в которых варьируются: подтверждаемость запасов, цены на нефть, капитальные и текущие затраты (по отдельности: сценарии 1, 2 и 3, соответственно), а также все эти параметры вместе (сценарий 4). Предполагается, что все "входные" параметры распределены равномерно, с математическими ожиданиями, равными базовым значениям. Цены и капитальные затраты изменяются в диапазоне от -25% до +25% по отношению к базовым значениям, а подтверждаемость запасов по всем категориям изменяется в интервале от -10 до +10 процентных пунктов.

Рассматривается пять вариантов реализации проекта в рамках действующей налоговой системы и ее модификациях.

Вариант 1. Соответствует существующей системе налогообложения.

В вариантах 2-5 дополнительно к условиям варианта 1 вводятся следующие зависимости:

Вариант 2. Зависимость между ставкой платежей на ВМСБ и подтверждаемостью запасов: чем выше подтверждаемость запасов, тем выше и ставка этих платежей.

Вариант 3. Зависимость между ставкой экспортной пошлины и уровнем мировой цены на нефть: с ростом цены на нефть увеличивается ставка пошлины.

Вариант 4. Зависимость между ставкой роялти и изменением уровня капитальных затрат: увеличение инвестиций ведет к уменьшению ставки роялти.

Вариант 5. Учитываются все зависимости из вариантов 2-4.

Генерация случайных ситуаций проводится с использованием встроенной в пакет "Quattro-pro" процедуры реализации случайной величины, равномерно распределенной в интервале. Для каждого варианта проводится 300 просчетов (реализаций имитационной модели).

Необходимо отметить, что степень смещения риска к инвестору или государству зависит от значения коэффициентов, характеризующих тесноту зависимости фактических условий и нормативов: чем выше этот коэффициент, тем в большей степени риск будет смещен к правительству и, наоборот, чем он меньше, тем в большей степени риск смещается к инвестору. При существующей системе все поправочные коэффициенты равны нулю, поэтому риск в большей степени смещен к инвестору (см. результаты расчетов по варианту 1 во всех сценариях).

*Сценарий 1. Изменяется только подтверждаемость запасов.*

Введение дополнительной зависимости одного из элементов затрат инвестора - отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы - с подтверждаемостью запасов позволяет сместить риск от инвестора к государству: в первом варианте соотношение ВАР - .14 и .05, а во втором - .01 и .07, соответственно, для инвестора и государства (см. таблицу 2.1). В первом варианте риск смещен в сторону инвестора, а во втором варианте - к государству.

Таким образом, зависимость между ставкой отчислений на ВМСБ и подтверждаемостью запасов позволяет повысить адаптивность проекта к неопределенности, связанной с оценкой запасов.

*Сценарий 2. Изменяется только цена на нефть.*

В этом сценарии снижение риска для инвестора наблюдается в 3 и 5 вариантах, поскольку в них ставка экспортной пошлины связана

с мировой ценой нефти. Следует отметить, что в этом случае происходит значительное сокращение риска для инвестора (его коэффициент вариации уменьшается с .62 до .38), но тем не менее риск государства остается меньше.

Необходимо отметить, что во всех вариантах, в которых нет корреляции между ценой и ставкой экспортной пошлины - 1, 2 и 4 варианты - вероятность отрицательной ЧТС ( $P_0$ ) для инвестора больше нуля (7-9%). Коэффициент риска в этих случаях - на уровне .02-.03. Таким образом, связь ставки экспортной пошлины с ценой нефти позволяет повысить адаптивность проекта к изменению мировых цен на нефть, избежать ситуаций, в которых инвестор будет не заинтересован в реализации проекта.

*Сценарий 3. Изменяется только величина капитальных затрат.*

В 4-ом и 5-ом вариантах заложена зависимость между изменением величины капитальных затрат по сравнению с ожидаемым уровнем и ставкой роялти. В них происходит относительное смещение риска от инвестора к государству. Необходимо отметить, что при существующей системе налогообложения государство практически не подвержено риску, связанному с ростом капитальных затрат (см. варианты 1, 2 и 3), осуществляемых инвестором: показатель риска равен 0.02 - минимальное значение во всех вариантах и сценариях. Более тесная связь ставки роялти и изменений капитальных затрат может сместить риск в сторону государства (варианты 4 и 5). Относительный разброс ЧТС для инвестора и государства различаются в вариантах 1, 2, 3 почти в 100 раз, а в вариантах 4 и 5 относительно выравниваются и составляют 9% и 12%, соответственно.

Таким образом, действующая налоговая система с позиций инвестора не адаптивна по отношению к изменениям капитальных затрат. Использование зависимости между изменением капитальных затрат и ставкой роялти позволяет повысить ее адаптивность.

*Сценарий 4. Изменяются все "входные" параметры одновременно.*

В этом сценарии во всех вариантах риск смещен к инвестору. В меньшей степени риск смещен к инвестору в 5 варианте, поскольку

в нем задействованы все рассмотренные выше механизмы, а в максимальной степени риск смещен к инвестору в варианте существующей системы налогообложения. Использование всех рассмотренных зависимостей одновременно позволяет повысить адаптивность проекта по отношению к изменению условий его реализации.

Таким образом, для повышения адаптивности проектов, в рамках действующей системы налогообложения, представляется целесообразным использовать дополнительные зависимости, такие, например, как между ставкой платежей на воспроизводство минерально-сырьевой базы и подтверждаемостью запасов, экспортной пошлиной и ценой нефти, ставкой роялти и изменчивостью уровня капитальных затрат. Создание и развитие механизмов адаптации экономических нормативов к меняющимся условиям разработки месторождений и реализации продукции может существенно повысить адаптивность проектов к изменению условий их реализации, привлечь инвестиции в нефтяную промышленность.

### **3. Анализ риска и адаптивности нефтяных контрактов**

#### *3.1. Характеристика нефтяных контрактов*

Как отмечалось выше, система налогообложения в целом в экономике России, и в нефтяной промышленности в частности, подвержена частым изменениям. Такое положение дел не способствует привлечению потенциальных инвесторов к участию в долгосрочных проектах. Одним из способов снижения связанного с этим риска является переход к широко распространенной в мире практике заключения нефтяных контрактов. Важным шагом в этом направлении стало принятие закона "О соглашениях о разделе продукции".

Необходимо отметить, что важнейшим требованием к контрактам является их финансовая адаптивность (гибкость) к меняющимся условиям реализации проекта. К причинам поиска финансовой гибкости контрактов может быть отнесено желание правительства получать большую долю доходов в высокорентабельных проектах, а также невозможность применения высокой общей доли правительства

(роялти, налоги, доля продукции и др.) в проектах, связанных с высоким риском, большими издержками или слабым геологическим потенциалом (небольшими запасами).

Часто в контрактах, недостаточно проработанных с позиций их адаптивности, один из участников, будучи недовольным фактическим ходом реализации проекта, требует пересмотра условий соглашения, что может привести к возникновению дополнительных препятствий для осуществления намеченной программы разведки и/или разработки.

Ожидание будущих проблем также усложняет и затягивает первоначальные переговоры, поскольку каждая сторона попытается защитить свои интересы от возможного ухудшения своего положения в будущем.

В настоящее время в мировой практике во многие соглашения закладываются механизмы адаптации к различным факторам, влияющим на прибыльность [11, 13]: роялти и/или доля государства в прибыльной нефти зависят от ежедневного или накопленного уровня добычи, отражая связь между величиной запасов и прибыльностью проекта. Например, в Норвегии принята "скользящая" шкала роялти (8-16%) в зависимости от уровня среднесуточной добычи; ускоренное списание капитальных затрат, уменьшающее долю государства до того времени, пока проект станет прибыльным, что создает тесную зависимость между прибыльностью, с одной стороны, величиной и динамикой возмещения затрат, с другой; изменения государственной доли или компенсационной нефти в зависимости от таких факторов, как расположение месторождения (шельф, расстояние до магистрального нефтепровода), глубина, обводненность, содержание нефти и попутного газа; например, в Египте раздел нефти: 85% и 15% - на суше и 70% и 30% - на шельфе в пользу государства.

В мировой практике используется довольно много разновидностей контрактов между правительством принимающего государства и инвестором (контрактором) для реализации нефтяных проектов. Очень часто они приобретают смешанный характер, и неоднократные попытки выработать универсальную форму для нефтяного контракта не увенчались успехом.

Контракты с некоторой степенью условности можно разделить на сервисные контракты (в том числе с риском и без риска), контракты типа "потонная ставка" и контракты о разделе продукции.

Сервисные контракты. В чисто сервисных контрактах обычно фиксируются платежи за услуги. Однако в случаях разведки и разработки нефтяных месторождений, в которых сфера деятельности и масштаб требуемых инвестиций известны не в полной мере во время переговоров, "сервисный контракт" включает условия, которые обеспечивают подрядчику заранее оговоренную норму прибыли на его общие инвестиции (т.е. издержки плюс "контракт").

Для подрядчика в этом случае основным риском является нежелание и/или неспособность правительства платить за выполненные работы. Геологический риск (будет ли открыта коммерческая залежь) полностью принимает на себя правительство. Финансирование проекта инвестором завершается по окончании контрактного периода. Правительство же будет решать финансовые проблемы и после окончания контракта независимо от доходов, получаемых от реализации проекта. Сервисные контракты с риском могут быть двух видов: с риском, не распределяемым и распределяемым между сторонами [2]. В контрактах с не распределяемым риском на подрядчика возлагается весь геологический риск. Инвестор также обеспечивает все капитальные вложения, необходимые для разведки и разработки месторождения. Если в установленные соглашением сроки коммерческие запасы нефти не обнаружены, контракт расторгается без возмещения подрядчику израсходованных им средств. При обнаружении промышленных запасов расходы подрядчика возмещаются государством в течение согласованного сторонами периода после начала эксплуатации месторождения, причем с оплатой не только некоторой нормы прибыли на инвестированный капитал, но и вознаграждения за риск.

Открытое месторождение инвестор обычно обустроивает, а также может и сам разрабатывать. В качестве вознаграждения за риск подрядчик может получать преимущественное право на закупку в течение определенного времени у государства части добываемой на данном месторождении нефти по ценам ниже рыночных. Компенсационные выплаты подрядчику зависят от уровня добычи, поэтому этот

тип контрактов применяется, как правило, в случаях с большой вероятностью обнаружения крупных месторождений нефти.

Контракты на предоставление услуг с распределяемым риском заключаются обычно государствами не только с надежно обоснованными перспективами нефтеносности, но и с устойчивым финансовым положением, позволяющим им взять на себя часть геологического риска. Но в большинстве случаев правительство, заключая такие контракты, предпочитает определенным финансовым преимуществам перспективу немедленного переложения риска крупных инвестиций в геологоразведку на инвестора.

В современных условиях использование сервисных контрактов с распределяемым риском в России осложнено неустойчивым финансовым положением, а полное переложение риска поисково-разведочных работ на инвестора может привести к крупным компенсационным выплатам, значительно уменьшающим доходы государства.

Контракты "плата за тонну". В этом типе контрактов правительство платит инвестору заранее определенную сумму за тонну добытой нефти в качестве прибыли и возмещения инвестиций и текущих затрат. В этом случае происходит смещение риска разведки и разработки к подрядчику. Инвестору, чтобы получить минимальную норму прибыли, необходимо достигнуть определенного (критического) объема производства. Однако, в отличие от чисто сервисного контракта, его прибыльность не фиксирована и может быть увеличена, если, например, объем производства будет выше, чем этот критический уровень, или если издержки окажутся ниже прогнозируемых.

Повысить адаптивность контракта можно, если платежи рассчитываются по скользящей шкале (переменный контракт), где уровень платы за тонну может меняться в зависимости от объема добытой нефти (за определенный период, например, год или квартал). Наиболее распространен случай, когда ставка платежа уменьшается при увеличении объема добытой нефти.

Контрактор несет риск издержек, но не нефтяных цен, поскольку этот тип контрактов базируется на физическом объеме производства. Правительство полностью несет риск нефтяных цен, поскольку

ку оно реализует произведенную продукцию. Контракт будет более адаптивным, если доли сторон связаны с ценой нефти, например, в случае падения цен на нефть потонная плата инвестору уменьшается.

Контракты о разделе продукции. Согласно контракту о разделе продукции, инвестор получает долю добытой нефти (или ее денежный эквивалент) на возмещение его капитальных и текущих затрат. Таким образом, инвестор берет на себя все риски издержек и пропорциональную долю геологического и ценового риска. В обычных контрактах инвестор получает свою долю в форме части добытой нефти, которую он затем может сам перерабатывать или продавать. Иногда государство платит подрядчику денежную сумму, эквивалентную его доли нефти, рассчитанную по рыночным ценам. Пропорции раздела прибыльной нефти между подрядчиком и государством могут быть постоянными и переменными - зависящими, например, от уровня добычи.

Каждый тип контрактов предусматривает различные подходы к распределению доходов и рисков между правительством и подрядчиком при различных результатах разведки и разработки, определяемых в первую очередь величиной открытых запасов, капитальными и текущими издержками, нефтяными ценами.

**Таблица 3.1**

**Степень смещения риска к инвестору (по типам контрактов)**

*Рисковые Сервисные Раздел продукции "Плата за тонну"*

параметры	без	с	дис-	посто-	пере-	посто-	пере-
	риска	ком	ян.	ян.	мен.	ян.	мен.
Запасы	1	4	3	2	4	3	
Издержки	1	2	4	3	5	4	
Цены на нефть	1	2	3	2	0	1	

Степень смещения риска к подрядчику может быть оценена в баллах: риск полностью смещен к государству - 0, к инвестору - 5 (таблица 3.1).

Таким образом, рассматриваемые типы контрактов в разной степени смещают риски запасов, издержек и цен к инвестору и государству.

### *3.2. Особенности контрактов о разделе продукции*

Более подробное рассмотрение в работе проблем риска и адаптации для договоров о разделе продукции связано со следующим: легализовано признание предпочтительного характера именно этого типа соглашений в сфере недропользования; эти договора вступают в противоречие по большому числу вопросов с действующим в России законодательством (прежде всего по вопросам налогообложения); на основе таких договоров построены все новые нефтяные проекты, отличные от схемы совместных предприятий, предложенные к реализации в России; подразумевает совместное участие российских и иностранных фирм, что создает предпосылки для более эффективного освоения западной техники, технологии, ноу-хау, возможности напрямую приобщиться к более высокой производственной культуре.

Отсутствие в России законодательства, регулирующего различные формы нефтяных контрактов, в т.ч. наиболее популярную в мире - соглашения о разделе продукции, является весьма серьезным сдерживающим фактором для потенциальных инвесторов - как отечественных, так и иностранных.

Еще до выхода закона "О соглашениях о разделе продукции" ряд нефтяных проектов готовился на условиях раздела продукции. В качестве примеров можно привести подготовку соглашения с фирмой "Тексако" в Тимано-Печорском регионе, контракт с французской фирмой "Эльф-Акитен" на разведку, разработку и эксплуатацию месторождений нефти и газа в Волгоградской и Саратовской областях.

В июне 1994г. подписано соглашение между РФ и компанией Sakhalin Energy Investment Co. об освоении Пильтун-Астохского и Лунского нефтегазовых месторождений (проект "Сахалин-2" с участием Marathon Oil, McDermot, Mitsui, Mitsubishi, Shell). Одним из наиболее сложных элементов переговоров и подготовки этого соглашения стала законодательная сторона обеспечения проекта. Дальнейшее про-

движение этого и других подобных проектов, по которым в настоящее время ведутся переговоры, требует разработки целого комплекса нормативных документов, среди которых необходимо отметить: типовое соглашение о разделе продукции; положение о порядке заключения и исполнения соглашений о разделе продукции; положение о федеральных органах управления, представляющих интересы государства в соглашениях о разделе продукции; инструкция об учете капитальных и текущих затрат при реализации соглашений о разделе продукции; методические рекомендации по формированию условий соглашений о разделе продукции.

Необходимо отметить, что использование договоров о разделе продукции вносит существенные изменения в рисковый профиль реализуемых проектов - уменьшается их подверженность изменениям экономических нормативов: ставок акцизов, платежей на ВМСБ, экспортной пошлины (которые обычно не применяются в таких контрактах).

Соглашения о разделе продукции за почти тридцатилетний период их применения (первый такой контракт был подписан в Индонезии в 1966г.) претерпели ряд существенных изменений. В настоящее время в мире можно насчитать десятки их модификаций. В качестве основных отличительных особенностей этих соглашений можно назвать следующие [1, 3, 9]: такие соглашения могут как предусматривать, так и не предусматривать выплату роялти; величина компенсационной нефти может быть постоянной и переменной в период действия соглашения. При постоянной величине излишняя доля на конечной стадии реализации проекта может рассматриваться либо как прибыльная нефть и распределяться, либо полностью передаваться в пользу государства; величина прибыльной нефти может распределяться между сторонами соглашения либо пропорционально уровням добычи (по уровню достижения оговоренной величины суточного дебита, годовой добычи или накопленной с начала проекта), либо пропорционально заранее установленному соотношению, при этом в качестве критерия эффективности используются различные показатели, в частности показатель накопленной внутренней нормы прибыли; при расчетах пропорций деления добытой продукции на компенсационную и при-

быльную используются различные подходы к стоимостной оценке добытой нефти: постоянные цены, текущие цены мирового рынка, фактические цены реализации. Установленная в соглашении шкала деления добытой продукции является постоянной на весь период либо предусматривается определенный механизм ее изменений в зависимости от различных факторов (реальных цен, уровней добычи, дебитов).

Обычно нефтяные контракты содержат большое количество условий - права собственности на имущество и информацию, период поисков и разведки и добычи нефти, возврат площадей, обязательства по поискам и разведке, возмещение затрат, распределение прибыльной продукции, система платежей. Одним из ключевых элементов соглашений о разделе продукции с экономической точки зрения является установление пропорции раздела сырья. Такая шкала должна обеспечить возможность: инвестору - вернуть вложенные средства в приемлемые сроки и получить в последующем прибыль, оправдывающую такие вложения с учетом стоимости капитала и риска, а государству - получить всю прибыль, превышающую этот минимально оправданный уровень, в том числе сверхприбыль рентного характера, определяющуюся естественной продуктивностью и другими природно-технологическими характеристиками месторождения. Ошибки в установлении такой шкалы, случавшиеся в мировой практике, неизбежно приводят либо к потере инвестором интереса к вкладыванию средств в проект и, следовательно, к отсутствию каких-либо доходов для государства, либо к весьма ощутимому снижению таких доходов из-за неразумности зафиксированной в соглашениях шкалы.

Одной из наиболее широко распространенных разновидностей контрактов о разделе продукции является раздел добычи после вычета (компенсации) издержек инвестора. В таком случае раздел продукции является трехступенчатым.

При другой разновидности этих контрактов - с прямым разделом добычи - последняя делится непосредственно на долю принимающей стороны и долю инофирмы, т.е. минуя стадию выделения "компенсационной" нефти. В таком случае раздел продукции может быть двухступенчатым, когда правительство устанавливает более благоприятные для инвестора правила раздела, но вводит налог на долю

выделенной инвестору нефти, или одноступенчатым, когда правительство сразу устанавливает повышенные в свою пользу пропорции раздела, но освобождает подрядчика от уплаты налога на прибыль.

С точки зрения адаптивности, наибольший интерес представляет анализ контракта о разделе продукции, базирующегося на норме прибыли, в котором доля правительства в прибыльной нефти зависит от дисконтированного денежного потока подрядчика, действительно имеющего место при реализации проекта, являясь функцией от реальной, а не прогнозируемой прибыльности.

Обычно устанавливается несколько "пороговых" уровней для прибыльности инвестора: если этот уровень преодолевается, то доля государства в прибыльной нефти увеличивается. Первоначальный "пороговый" уровень устанавливается приблизительно на минимальном уровне прибыльности, скорректированном на инфляцию и риск. В качестве примеров использования этой системы можно привести Экваториальную Гвинею (два "пороговых" уровня для нормы прибыли - 30% и 50%) и Либерию (три "пороговых" уровня для нормы прибыли - 15%, 20% и 25%) [10, 16].

Аналогичные схемы уже используются в российских проектах, например, распределение прибыльной нефти в проекте "Сахалин-2" предполагает два пороговых уровня для прибыльности инвесторов (17.5% и 24%), которым соответствуют следующие доли российской стороны в прибыльной нефти: 10%, 50%, 70%.

### *3.3. Оценка риска и адаптивности вариантов контракта о разделе продукции*

Оценка вариантов контракта о разделе продукции проводилась на основе методики, описанной в параграфе 2.1. Для этого была построена финансовая модель реализации проекта в условиях различных вариантов контракта о разделе продукции.

Охарактеризуем особенности вариантов контракта о разделе продукции. Рассматривается 7 вариантов контракта о разделе продукции (см. Таблицу 3.2). Варианты 1-3 и 7 относятся к трехступенчатому типу, а варианты 4-6 - к одноступенчатому.

Вариант 1. Контракт, в соответствии с которым доля правительства складывается из роялти, доли в прибыльной нефти (85%) и налога на прибыль. Пропорции участников в прибыльной нефти зафиксированы на весь период разработки месторождения.

Вариант 2. То же, что и вариант 1, но доли сторон в прибыльной нефти зависят от уровня добычи: с ростом ежегодной добычи доля государства растет.

Вариант 3. То же, что и вариант 1, но доли участников в прибыльной нефти зависят от цены на нефть: с ростом цены увеличивается ставка роялти и доля государства, а доля подрядчика в прибыльной нефти, соответственно, уменьшается.

**Таблица 3.2**  
**Основные условия вариантов контракта (в %)**

Параметры контракта	Варианты контракта о разделе продукции						
	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
1. Компенсац. Нефть	40	40	40	нет	нет	нет	40
2. Роялти	10	10	7-14	нет	нет	нет	10
3. Доля государства*	85	81- 89	81- 89	61	56- 63	46- 61	0-70
4. Доля подрядчика*	15	11- 19	11- 19	39	37- 44	39- 54	30- 100
5. Налог на прибыль	35	35	35	нет	нет	нет	35

Примечание. \* Доли, соответственно, государства и инвестора в прибыльной продукции.

Вариант 4. Контракт, по которому устанавливается фиксированное распределение всей добытой нефти между сторонами (доля государства - 61%) независимо от понесенных подрядчиком суммарных затрат, причем выплата роялти и налога на прибыль не предусматривается.

Вариант 5. То же, что и вариант 4, но доли участников зависят от уровня добычи: с ростом ежегодной добычи увеличивается доля государства и, наоборот, с падением добычи растет доля подрядчика.

Вариант 6. То же, что и вариант 4, но доли участников зависят от изменений как уровня добычи, так и цены на нефть.

Вариант 7. В контракте, базирующемся на норме прибыли, предусматривается выплата роялти, налога на прибыль, погашение текущих и капитальных затрат. Распределение прибыльной нефти зависит от уровня прибыльности проекта для инвестора: если ВНР для инвестора меньше 25%, то вся прибыльная нефть передается подрядчику (доходы государства складываются только из роялти и налога на прибыль); если ВНР более 25%, то прибыльная нефть делится в пропорции 58% на 42% в пользу государства; если ВНР более 35%, то 70% оставшейся (после вычета первой доли государства) нефти передается правительству.

Анализ проведенных расчетов. Предполагается, что все основные "входные" параметры (определенные на основе анализа чувствительности) модели распределены равномерно, причем цены и затраты (текущие и капитальные) варьируются в пределах от -30% до +30% по отношению к базовым значениям, а подтверждаемость запасов всех категорий - от -15 до +15 процентных пунктов.

Отметим, что генерация случайных чисел осуществляется одновременно для всех вариантов контракта, чем обеспечивается корректность их сравнения.

Сценарии различаются набором варьируемых "входных" параметров.

Пропорции распределения прибыльной нефти во всех вариантах подобраны таким образом, чтобы величина ЧТС в базовых реализациях модели (реализациях, в которых значения варьируемых параметров равно их математическим ожиданиям) была равной (с некоторой наперед заданной точностью) как для государства, так и для подрядчика. Это необходимо для уяснения степени, в которой участники

соглашения подвержены изменчивости входных параметров в различных вариантах контракта.

Сценарий 1. Варьируется только подтверждаемость запасов.

В этом сценарии показатель риска - коэффициент вариации (ВАР) - стабилен для государства во всех вариантах контракта: он колеблется на уровне .7-.11. Для контрактора разброс ВАР значительно больше: от .18 до .43. Причем четко прослеживается различие между постоянными и переменными (со "скользящей" шкалой) вариантами контракта. Например, в трехступенчатом варианте для инвестора соотношение ВАР постоянного и переменного (в зависимости от уровня добычи) .22 и .18, а в одноступенчатом .43 и .36. Причем контракты, параметры которых зависят от цены (варианты 3 и 6), имеют точно такие же характеристики риска, как и независимые от цены (см. показатели для вариантов 1 и 3, а также 5 и 6). Показатель относительного разброса ведет себя аналогично коэффициенту вариации: для контрактора он максимален в одноступенчатых контрактах (136-160%), уменьшаясь в переменных, а минимален в 7 варианте (65.5%). Причем это больше максимального в сценарии относительного разброса ЧТС государства (в этом же варианте - 45.2%). ЧТС для государства и инвестора положительна во всех вариантах контракта при всех реализациях модели.

Таким образом, в этом сценарии контракты, параметры которых связаны с уровнем добычи, предпочтительнее для инвестора (по всем показателям риска, при относительно стабильных показателях у государства), чем контракты, не имеющие такой зависимости. Поэтому, если стороны считают, что одним из основных источников риска будет выступать неопределенность величины запасов, то целесообразно заключать контракты, параметры которых связаны с уровнем добычи. Это может снизить риск контрактора и, следовательно, минимально допустимую для него норму прибыли.

Сценарий 2. Варьируется только цена нефти.

В этом сценарии относительно стабилен коэффициент вариации (ВАР) для государства, но его разброс выше, чем в предыдущем сценарии от .11 (варианты 4 и 5) до .16 (вариант 3). Для контрактора разброс ВАР по вариантам также больше, чем в предыдущем сцена-

рии: от .25 (вариант 7) до 1.13 (варианты 4 и 5). Причем и ВАР, и относительный разброс одинаковы для участников в постоянных и переменных (зависящих только от уровня добычи) контрактах, поскольку варьируется только цена нефти.

Необходимо отметить, что варианты 4-6 характеризуются ненулевой (в отличие от сценария 1) вероятностью отрицательного значения ЧТС (.16-.20) для инвестора. При этом коэффициент риска колеблется на уровне 4-8%. Таким образом, низкие цены на нефть могут стать причиной отказа инвестора от разработки месторождения. В этом случае контракт, зависящий от цены, может значительно снизить вероятность такой ситуации, поскольку часть ценового риска смещается к государству.

Относительный разброс ЧТС в этом сценарии больше, чем в предыдущем, например, 59.5% и 117.6%, соответственно, для государства и инвестора в варианте 1 контракта.

Таким образом, более предпочтительны для контрактора варианты 5 и 7. В случае, если неопределенность касается только цены на нефть, переменный (относительно ежегодного уровня добычи) и постоянные контракты с точки зрения риска одинаковы как для инвестора, так и для государства.

Сценарий 3. Варьируются только затраты - эксплуатационные и капитальные.

Так же, как и в предыдущем сценарии, основной показатель риска практически одинаков для участников как в постоянных, так и в переменных контрактах, поскольку варьируются только затраты, а не динамика добычи и/или цена нефти.

Необходимо отметить, что одноступенчатые варианты контракта характеризуются тем, что государство не подвержено риску, связанному с изменчивостью затрат. Весь риск затрат берет на себя инвестор: для него коэффициент вариации около .84, к тому же это его максимальный уровень для всех вариантов в этом сценарии. В этом типе контрактов больше нуля (.12) вероятность отрицательной ЧТС для инвестора, коэффициент риска в этих случаях находится на уровне .06-.07.

В одноступенчатых вариантах имеются эффективные управленческие стимулы для контрактора, поскольку все риски, связанные с изменчивостью затрат как капитальных, так и текущих, несет именно он, но с другой стороны, очень велик контрактный риск - вероятность того, что при неблагоприятном стечении обстоятельств инвестор откажется от осуществления проекта.

В этом сценарии наиболее привлекателен для инвестора вариант 7: коэффициент вариации минимален среди всех вариантов - .14, причем его уровень для государства в этом варианте не значительно отличается от вариантов 1-3.

Сценарий 4. Варьируются все рассматриваемые параметры: подтверждаемость запасов, цена, затраты.

В этом сценарии четко прослеживается различие между переменными и постоянными контрактами: чем выше степень зависимости параметров контракта от цены и/или добычи нефти, тем ниже показатели риска для контрактора, при их относительной стабильности для государства. Например, в трехступенчатых контрактах ВАР для инвестора в постоянном контракте - .43, в зависящем от динамики добычи - .41, в зависящем от цены (доли в прибыльной нефти и ставки роялти) - .36. Аналогичная ситуация и для одноступенчатых контрактов.

Наиболее предпочтительным в этом сценарии для контрактора выглядит вариант 7: коэффициент вариации - .25, что почти на .15 меньше, чем в трехступенчатых вариантах, которые привлекательнее, чем одноступенчатые. Причем для государства этот показатель в варианте 7 приблизительно на том же уровне, что и в двухступенчатых контрактах (.16-. 17), и незначительно отличается от его минимального уровня в данном сценарии (.13).

В рассматриваемом сценарии во всех одноступенчатых контрактах вероятность отрицательного ЧТС для контрактора больше нуля (.8-. 12), при этом коэффициент риска составляет .02-.04.

Необходимо отметить, что прибыльность проекта определяется множеством различных факторов: извлекаемые запасы, уровень и динамика добычи, цен, текущих и капитальных затрат. Таблица 3.3 характеризует адаптацию к этим факторам доли инвестора в контракте: уровни добычи (например, ежегодной), ненадежные индикаторы

прибыльности, поскольку они практически полностью игнорируют влияние на прибыль изменений цен, уровня и динамики затрат (варианты 2 и 5); ценовые механизмы не чувствительны к изменениям запасов и уровня добычи (вариант 3); адаптация к уровню доходов (одновременно к изменению цен и добычи) игнорирует влияние как текущих, так и капитальных затрат (вариант 6); адаптация к изменению прибыльности учитывает влияние всех рассматриваемых факторов.

**Таблица 33**

**Адаптация доли инвестора к параметрам, влияющим на прибыльность проекта**

Доля инвестора зависит от:	Варианты	Адаптация доли инвестора к изменению			
		добыча	цена	издержки	инвестиции
Добыча	2 и 5	да	нет	нет	нет
Цена нефти	3	нет	да	нет	нет
Доходы	6	да	да	нет	нет
Норма прибыли	7	да	да	да	да

Количественные оценки риска во многом обусловлены условиями и предположениями, принятыми в модели, и прежде всего уровнем затрат и гипотезами о распределении "входных" переменных модели. Но тем не менее расчеты позволяют, на наш взгляд, сделать оценку смещения риска в различных вариантах контракта: для правительства с точки зрения смещения риска наиболее предпочтительными выглядят варианты одноступенчатых контрактов, но в этом случае велик контрактный риск; для контрактора наиболее предпочтительным представляется вариант, базирующийся на норме прибыли, причем во всех сценариях; даже в самом предпочтительном для инвестора варианте соглашения риск смещен в сторону контрактора; трехступенчатые контракты с точки зрения смещения риска занимают промежуточное положение между одноступенчатыми и контрактом, базирующимся

на норме прибыли, поэтому они интересны при поиске некоторого компромисса между участниками соглашения.

Если реальная прибыльность проекта окажется намного выше, чем ожидаемая (независимо от каких причин - большие запасы, рост цен на нефть, сокращение издержек), то, например, доля правительства начнет увеличиваться раньше, чем ожидалось, и будет представлять более высокую долю в общей прибыли проекта за все время его реализации, причем это будет происходить в полном соответствии с изначально оговоренным порядком распределения прибыльной нефти.

Если же, наоборот, в действительности проект будет менее прибыльным, чем ожидалось, то (независимо от причин) увеличение доли правительства будет отложено и эта доля будет представлять меньшую часть в общей прибыли за все время реализации проекта, что вновь будет происходить в соответствии с условиями соглашения. Таким образом, реализуется гибкость в схемах распределения прибыльной нефти между участниками соглашения в зависимости от всех параметров, влияющих на прибыльность проекта.

Адаптация долей сторон к прибыльности проекта способствует облегчению предварительных переговоров по контракту, его долгосрочной стабильности, эффективному управлению разведкой и разработкой. Вариант 7 в большей степени, чем другие рассматриваемые, отвечает как целям правительства, так и инвестора, причем одновременно обеспечивая как финансовую гибкость, так и достаточно эффективные управленческие стимулы для контрактора.

Таким образом, преимуществом варианта контракта, основанного на норме прибыли, является то, что он автоматически приспосабливает доли сторон ко всем фактическим параметрам, влияющим на прибыльность: цены, издержки, запасы, динамика осуществления затрат и получения доходов.

## **Заключение**

В работе проведен анализ риска и адаптивности проектов, реализуемых в нефтяном секторе России; сформулированы практические рекомендации, направленные на повышение адаптивности инве-

стиционных проектов. Основные результаты работы состоят в следующем.

1. Анализ экономических условий реализации проектов в России и особенностей нефтяного сектора показал, что осуществление нефтяных проектов сопряжено с высокой степенью риска. Особую актуальность проблемы анализа риска и адаптивности приобретают в переходный период, что обусловлено прежде всего экономическими факторами - изменчивостью внутренних и мировых цен на нефть, отраслевых и общеэкономических нормативов, способов регулирования нефтяного сектора.

Существующая в настоящее время система налогообложения в нефтяной промышленности России позволяет частично адаптироваться проектам к меняющимся условиям их реализации: в первую очередь к инфляционным процессам, изменению валютного курса. Но такой адаптации не достаточно в переходный период, характеризующийся повышенным риском.

2. Большинство проектов в нефтяной промышленности в настоящее время реализуется в условиях лицензионных соглашений, базирующихся на действующей налоговой системе. Для оценки риска и адаптивности нефтяных проектов предлагается использовать методику, основанную на финансовых моделях и методе статистических испытаний.

Анализ практических расчетов, проведенных по этой методике с использованием финансовой модели нефтяного проекта, реализуемого в рамках действующей налоговой системы, позволяет сделать следующие выводы. Для повышения адаптивности проектов, осуществляемых в рамках действующей системы налогообложения, представляется целесообразным использовать дополнительные зависимости между отраслевыми нормативами и фактическими условиями реализации проектов (например, между ставкой платежей на воспроизводство минерально-сырьевой базы и подтверждаемостью запасов, уровнем добычи; ставкой экспортной пошлины и ценой нефти; ставкой роялти и уровнем капитальных затрат). Варьируя тесноту связи между экономическими нормативами и меняющимися условиями реализации проекта, можно управлять риском, смещая его в сторону инвестора или госу-

дарства. Создание и развитие механизмов адаптации экономических нормативов к меняющимся условиям разработки месторождений и реализации продукции может существенно сократить риск, связанный с осуществлением проекта, привлечь инвестиции в нефтяную промышленность.

3. В настоящее время в России наметился переход к реализации проектов в рамках контрактов, получивших широкое распространение в мировой практике нефтяного бизнеса, прежде всего контрактов о разделе продукции.

Анализ основных условий контрактов о разделе продукции показал целесообразность использования этих соглашений в переходный период в России (особенно в ситуациях, когда часто меняются подходы к регулированию нефтяного сектора).

Практические расчеты, проведенные по методике оценки риска и адаптивности с использованием разработанной автором финансовой модели нефтяного проекта, реализуемого в условиях различных вариантов контракта о разделе продукции, позволяют сделать следующие выводы. Наиболее адаптивным из рассматриваемых является вариант контракта, в котором доли сторон в распределяемой нефти зависят от фактической нормы прибыли; в этом случае проект адаптируется к изменениям всех его основных технико-экономических параметров: подтверждаемость запасов, уровень и динамика затрат, цен, добычи. Наиболее рискованными представляются "одноступенчатые" варианты контракта, предусматривающие прямой раздел продукции без выделения нефти, идущей на компенсацию затрат и выплату налогов. Промежуточное положение с позиций риска и адаптивности занимают варианты, в которых происходит выделение компенсационной нефти, выплата налога на прибыль и роялти. Дополнительные зависимости между долями нефти инвестора и государства, с одной стороны, и фактическими условиями реализации проектов (уровни добычи и цены на нефть), с другой, позволяют повысить адаптивность проектов, снизить принимаемый инвестором риск.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Клубничкин М.* Продакшн-шеринг: необходимы налоговые перемены. // Нефть и капитал. Октябрь, 1994.
2. *Конопляник А.А.* Основные виды и условия соглашений, действующих в нефтяной промышленности капиталистических государств между ТНК и принимающими странами. // Бюллетень иностранной коммерческой информации. Приложение - №10, 1989.
3. *Конопляник А.А.* Продакшн-шеринг: рождественский подарок инвесторам сделан. Что дальше? // Нефтяное хозяйство - 3, 1994.
4. *Крюков В.А.* Нефтегазовый сектор России - есть ли свет в конце тоннеля? // Актуальные проблемы развития нефтяной промышленности Сибири. - Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1993. - 168 с.
5. *Миловидов К.Н.* Критерии и методы оценки эффективности воспроизводства запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1989. - 224 с.
6. Нефтяная промышленность Российской Федерации - 1992. // Справочник. Москва, ВНИИОЭНГ - 1993.
7. Оценка коммерческой состоятельности инвестиционных проектов. // Финансовая газета - № 49-52 за 1993г., № 1-6 за 1994г.
8. *Харбух Дж.У., Давтон Дж.Х., Дэвис Дж.К.* Применение вероятностных методов в поисково-разведочных работах на нефть. Пер. с англ. под ред. М.С.Моделевского. - М.: Недра, 1981 - 246с.
9. *Швембергер Ю.Н.* Продакшн-шеринг в России. // Минеральные ресурсы России: экономика и управление No 2, 1993. Москва, Геоинформмарк.
10. *Cameron P.* The structure of petroleum agreements. // Petroleum Investment Policies in Developing Countries. London: Graham and Trotman, 1988.
11. *Hatley A.* Basic Prerequisites for Petroleum Exploration & Development Programs. Energy Ventures Group: Houston and Utopia, Texas, 1993.
12. *Masseron J.* Petroleum economics. 1990. Editions Technip, Paris and Institut Francais du Petrole, Rueil-Malmaison.
13. Materials on Hydrocarbons Legislation Workshop. Moscow, October 1992. W Centre for Petroleum & Mineral Law & Policy, University of Dundee.

14. *Megill R.E.* An Introduction to Risk Analysis. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1984.
15. Risk Analysis. Economic Development Institute of the World Bank, 1994.
16. *Sidayano C.* The Supply of Petroleum Reserves in South-East Asia: Economic Implications of Evolving Property Rights Arrangement. Ch. 4, The Contractual Framework in Petroleum Exploration and Development in South-East Asia. Oxford University Press - 1980.