

РАЦИОНАЛЬНЫЕ СРОКИ ПРЕКРАЩЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Смоляк С.А., д.э.н.

Центральный экономико-математический институт РАН

Реализация проектов в нефтегазовом секторе предполагает не только разработку соответствующих месторождений, но и их последующую ликвидацию. Особую важность этот этап имеет применительно к месторождениям, разрабатываемым на основе соглашений о разделе продукции (СРП). В настоящей статье с использованием экономико-математических методов рассматриваются некоторые проблемы оптимизации момента прекращения разработки месторождения и даются предложения по совершенствованию налоговой системы, обеспечивающие, по возможности, наилучшее согласование интересов инвестора и общества. Выдвигаемые положения иллюстрируются сквозным условным примером, построенным на информации о конкретных месторождениях.

1. НЕОБХОДИМОСТЬ ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ

Необходимость ликвидировать объекты, созданные при разработке месторождений, вытекает из требований международных соглашений и российского законодательства. Приведем ряд таких требований.

Закон РФ «О соглашениях о разделе продукции» (ст.7, п.2) требует, чтобы в заключаемых соглашениях предусматривались обязательства инвестора по «ликвидации всех сооружений, установок и иного имущества по завершении работ по соглашению».

Закон РФ «О недрах» содержит требование полной или частичной ликвидации объектов обустройства месторождений по истечении срока действия лицензии или при досрочном прекращении пользования недрами (ст.26).

Проблема ликвидации морских месторождений была, видимо, впервые затронута в Женевской конвенции 1958 г. по континентальному шельфу. В ней, в частности, говорится: «Любое брошенное или неиспользуемое сооружение должно быть полностью убрано» (ст.5.5). В Конвенции ООН по морскому праву, подписанной в 1982 г. в Монтего-Бей, Ямайка, указывается: «Любые покинутые или более не используемые установки или сооружения, должны быть убраны в целях обеспечения безопасности судоходства с учетом любых общепринятых международных стандартов, установленных в этой связи компетентной международной организацией. При удалении таких установок или сооружений должным образом учитываются интересы рыболовства, защиты морской среды, права и обязанности других государств». Функции упомянутой здесь «компетентной международной организации» сейчас выполняют Международная морская организация и Комитет по безопасности моря, которыми установлены инструкции и стандарты по удалению морских сооружений и конструкций. В частности, полностью удалены должны быть конструкции, стоящие на глубине менее 100 м.

Более жесткие правила ликвидации установлены Конвенцией Осло по сбрасыванию 1982 г.: громоздкие остатки должны оставаться на глубинах свыше 2000 м. на расстоянии не менее 150 миль от берега.

Выполнение указанных требований представляет серьезную техническую проблему и требует значительных затрат. Соответствующие нормативные требования установлены Инструкцией о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недр, утвержденной Постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 2 июня 1999 г. № 33. Рассмотрим лишь некоторые виды ликвидационных работ.

Ликвидация скважин включает два вида работ: удаление той части объектов, которая расположена над поверхностью земли (над морским дном), и бетонирование подземной части скважин.

Ликвидация нефтепроводов в принципе возможна двумя способами: они могут быть либо полностью удалены (такая работа сопоставима по стоимости с сооружением нового нефтепровода), либо промыты водяной струей с целью удаления остатков нефти и оставлены на месте с заглушенными концами.

Ликвидация зданий и наземных сооружений несколько проще в техническом отношении, однако в этом случае должны выполняться и работы по рекультивации земельных участков, которые могут потребовать длительного времени.

Особую техническую сложность представляет ликвидация бетонных платформ, используемых при разработке морских месторождений и имеющих огромные размеры и массу. Здесь необходимо, прежде всего, отсечь ее верхнюю часть (до глубины 75-100 метров). Это требует большого числа обрезавших и подъемных операций, в которых используются мощные и дорогостоящие грузоподъемные баржи. После этого верхнее строение платформы можно либо отбуксировать, чтобы сбросить в глубокие воды, либо разрезать на куски. При достаточно большой глубине моря возможен и вариант опрокидывания платформы с использованием направленных взрывов. Этот вариант более дешевый, но и более рискованный (при неправильном опрокидывании потребуются дополнительные работы по расчистке). Специалисты считают, что технологии, позволяющей безопасно и эффективно убрать бетонные платформы целиком, в настоящее время нет.

Стоимость ликвидационных работ может быть достаточно велика, как в абсолютном, так и в относительном выражении. На суше — это десятки и сотни миллионов долларов, на море — сотни миллионов и даже миллиарды долларов. Строго говоря, для оценки ликвидационных расходов необходимо разработать план работ по ликвидации месторождения и составить соответствующую смету (это, кстати, предусматривается и условиями некоторых соглашений о разделе продукции). Выполнялись ли такие работы когда-нибудь в полном объеме, нам неизвестно. Поэтому оценки ликвидационных затрат в разных источниках носят ориентировочный характер и сильно различаются. Об этом свидетельствует и то, что затраты на ликвидацию одной платформы в Северном море оценивались разными авторами в пределах от 15 до 300 млн. долларов.

Для относительной оценки стоимость ликвидационных работ сопоставляется либо с общим объемом капитальных вложений в месторождение, либо только с вложениями в объекты обустройства (т.е. без затрат на бурение скважин). Разумеется, при таких сопостав-

лениях все стоимостные показатели выражаются в ценах одного и того же уровня (например, в одних и тех же сметных ценах). Имеющиеся относительные оценки ликвидационных затрат также сильно расходятся. Так, для месторождений на суше они колеблются от 5-10% затрат на обустройство месторождения (без расходов на бурение скважин) до 10% общего объема капитальных вложений, для морских месторождений — от 10-15% затрат на обустройство месторождения до 30% общего объема капитальных вложений (последняя цифра приводилась в материалах одной крупной нефтяной корпорации, однако она вызывает у нас большие сомнения). По нашему мнению, ближе к истине меньшие из приведенных цифр.

2. ОБЩЕСТВЕННО ЭФФЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В этом разделе мы рассматриваем проект разработки нефтяного месторождения с точки зрения общества и ищем вариант его разработки, обеспечивающий наибольший общественный эффект проекта (“общественно эффективный вариант”). Основным показателем общественной эффективности здесь является общественный чистый дисконтированный доход или интегральный эффект (Φ_s) — дисконтированная сумма разностей оценок производимой продукции (добываемой нефти) и затрачиваемых ресурсов. Разумеется, такие оценки должны выражаться в определенных (общественных, теневых) ценах и к тому же — в реальном исчислении. К сожалению, пока в России методика установления таких общественных цен еще не сформировалась. Поэтому мы будем условно принимать, что общественные цены на товары и услуги совпадают с мировыми (либо пропорциональны им), по которым инвестор их приобретает и реализует нефть. Общественную оценку трудовых ресурсов при этом представляется разумным принять на уровне суммы заработной платы (которая в нефтяном секторе достаточно высока) и единого социального налога. Для проектов, реализуемых на основе СРП, такое допущение не слишком далеко от реальности.

Важно также, что как мировые, так и общественные цены на любые виды ресурсов с течением времени могут меняться. Для учета этого обстоятельства денежные поступления и расходы по проекту необходимо дефлировать — делить на средний индекс изменения цен (индекс общей инфляции) по сравнению с базисным годом. Далее для упрощения мы будем считать инфляцию однородной (цены на все товары и услуги ежегодно растут с одним и тем же темпом). При этом дефлированные цены будут просто совпадать с ценами базисного года.

Наконец, нам будет удобно рассматривать процесс разработки месторождения в непрерывном времени (измеряя время в годах или долях года). Для дисконтирования при этом мы будем использовать непрерывную норму дисконта. В этом случае общественный эффект разработки месторождения может быть определен по формуле [1, 2]:

$$\Phi_s = \int_0^T [pQ(t) - Z(t)]e^{-rt} dt - Le^{-rT}, \quad (1)$$

где

r — норма дисконта;

p — цена 1 тонны нефти;

T — момент прекращения разработки месторождения;

$Q(t)$ — интенсивность добычи нефти в момент t , тыс. тонн в год;

$Z(t)$ — интенсивность затрат (капитальных и текущих) в момент t ;

L — затраты на ликвидацию месторождения (все стоимостные показатели при этом выражены в дефлированных ценах, совпадающих с ценами на базовый момент 0). Мы предполагаем, что эти затраты позволяют выполнить требования общества по удалению последствий разработки месторождения в части безопасности, экологии и т.п. В случае, если ликвидационные работы осуществляются несколько лет, под L понимается общая сумма затрат, дисконтированная к моменту прекращения разработки.

Далее нас будет интересовать только проблема определения оптимального с общественной точки зрения момента (T) прекращения разработки месторождения. Этому моменту отвечает и объем извлекаемых запасов — та доля балансовых запасов, извлечение которой обеспечивает наибольшую общественную эффективность. Заметим, кстати, что объемы извлекаемых и балансовых запасов и их отношение (коэффициент извлечения нефти, КИН) утверждаются Госкомитетом по запасам полезных ископаемых Минприроды РФ (ГКЗ) на основе рассмотрения технико-экономических обоснований ряда вариантов разработки каждого месторождения. Настоящая статья во многом базируется на результатах подобных рассмотрений.

При установлении оптимального срока разработки месторождения отнюдь не обязательно считать, что момент 0 отвечает началу разработки месторождения. Наоборот, нам будет удобно рассмотреть лишь “хвост” соответствующего проекта, на котором наблюдается ситуация “падающей добычи”. Выберем поэтому в качестве базового момента начало “периода падающей добычи” (обычно этот момент отстоит от начала разработки на 10-20 лет). Здесь капитальных вложений практически не производится, интенсивность добычи все время снижается, а текущие затраты включают не только снижающуюся (переменную), но и относительно постоянную часть. При этом чистый доход с течением времени уменьшается и, начиная с некоторого момента времени, становится отрицательным.

С определенной точностью такая ситуация описывается следующей экспоненциальной моделью, в которой объемы добычи снижаются в постоянном темпе, а затраты включают постоянную составляющую и условно-переменную часть, пропорциональную объемам добычи:

$$Q(t) = qe^{-\alpha t}; \quad Z(t) = u + ve^{-\alpha t}. \quad (2)$$

В такой модели объем нефти, который можно было бы извлечь за неограниченное время, составляет

$$Q_s = \int_0^{\infty} qe^{-\alpha t} dt = \alpha^{-1} q.$$

Дифференцируя по T правую часть (1) и приравнявая к нулю полученное выражение, найдем следующее необходимое условие для общественно оптимального срока разработки:

$$pQ(T) - Z(T) = -rL. \quad (3)$$

Поэтому в последнюю единицу времени, когда разрабатывается месторождение, стоимость добытой нефти должна быть меньше затрат по добыче на величину эффекта от откладывания ликвидационных затрат на ту же малую единицу времени. Тем самым, в последнем году разработки чистый доход должен быть отрицательным. Это явно не отвечает требованиям действующего нормативного документа [3], в соответствии с которым рациональный срок разработки заканчивается при достижении нулевого чистого дохода.

Для модели (2) условие (3) примет вид:

$$pqe^{-\alpha T} - u - ve^{-\alpha T} = -rL.$$

Решением этого уравнения будет:

$$T = \alpha^{-1} \ln \frac{pq - v}{u - rL}, \tag{4}$$

если $u > rL$, и $T = \infty$ в противном случае.

“Оптимальный” же срок разработки без учета ликвидационных расходов определится по формуле (4), но уже при $L=0$.

Объем извлеченных за период запасов при этом составит:

$$Q_r = \int_0^T qe^{-\alpha t} dt = \alpha^{-1} q \left[1 - \frac{u - rL}{pq - v} \right] = Q_b \left[1 - \frac{u - rL}{pq - v} \right]. \tag{5}$$

В качестве примера рассмотрим Абалденское месторождение, разрабатываемое по проекту Сахалин-12, для которого:

- $p=0,2$;
- $q=9\,400$ тыс. т./год;
- $\alpha = 0,14$;
- $u=120$;
- $v=470$;
- $L=850$,

так что $Q_b=67\,143$ тыс. т. Примем, кроме того, $r=0,08$. Тогда $u > rL$ и при $L=0$ мы получим: $T_s=17,6$, $Q_r=61\,429$ тыс. т., а при $L=850$ — $T_s=23,6$, $Q_r=64\,667$ тыс. т. Как видим, влияние ликвидационных затрат оказалось здесь весьма существенным и позволило увеличить добычу нефти более чем на 5%.

Случай $u \leq rL$ представляет особый интерес и его возможность не в самих СРП, ни в законодательстве об СРП не предусмотрена. Действительно, здесь оказывается выгоднее продолжать добычу, неся небольшие убытки, чем отказаться от продолжения добычи и понести значительные дополнительные затраты. Такой вариант, кстати, как нельзя лучше подходит для ГКЗ, ибо в этом случае достигается наибольший (технологически возможный) коэффициент извлечения нефти (КИН). Скорее всего, он отвечает и реальной ситуации на некоторых существующих месторождениях (добыча из них убыточна, но ликвидировать их обойдется еще дороже).

3. КОММЕРЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ОТСУТСТВИИ ЛИКВИДАЦИОННОГО ФОНДА

Рассмотрим теперь тот же проект с точки зрения инвестора. При этом примем, что, завершив разработку месторождения, инвестор финансирует и работы по его ликвидации (например, из доходов от разработки других месторождений). Альтернативный вариант, более подходящий для СРП и предусматривающий со-

здание специального ликвидационного фонда, будет рассмотрен в следующем разделе.

Критерием выбора лучшего варианта для инвестора также является его интегральный эффект. Однако теперь в состав затрат инвестора включаются налоги. Далее мы будем учитывать только два наиболее значимых: налог на добычу полезных ископаемых и налог на прибыль (единый социальный налог, как отмечено выше, уже учтен и в расчетах общественной эффективности).

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) исчисляется по установленной ставке m от стоимости добытых ископаемых. В настоящее время для нефти $m=0,165$.

Базой для исчисления налога на прибыль является разность между выручкой от реализации продукции и произведенными текущими затратами, куда входит и НДПИ. Таким образом, при исчислении налога на прибыль капитальные затраты учитываются только через амортизацию. Для нефтяных проектов на этапе “падающей добычи” размеры амортизации невелики и мы будем ими пренебрегать. Поэтому в рассматриваемой модели налоговой базой будет величина

$$H(t) = pQ(t) - mpQ(t) - Z(t) = (1 - m)pQ(t) - Z(t).$$

В экспоненциальной модели

$$H(t) = ke^{-\alpha t} - u,$$

где

$$k = (1 - m)pq - v.$$

Эти обозначения будут часто встречаться и в дальнейшем.

Если обозначить ставку налога на прибыль через n (сейчас $n=0,24$), то размер налога на прибыль будет равен $nH(t)$, а интенсивность чистых доходов инвестора в момент t составит $(1 - n)H(t)$. Казалось бы, чистый дисконтированный доход (интегральный коммерческий эффект) инвестора будет равен

$$\Phi_c = \int_0^T (1 - n)H(t)e^{-\alpha t} dt - Le^{-\alpha T}.$$

Однако это не так! Напомним, что в данной ситуации инвестор, помимо разработки данного месторождения, ведет и другую коммерческую деятельность (например, разрабатывает другие месторождения), за счет которой и финансирует ликвидационные расходы. При этом целью ликвидационных расходов является возмещение ущерба, нанесенного окружающей среде в ходе строительства и эксплуатации объектов нефтедобычи. Но тогда, в соответствии с п.1 статьи 261 главы 25 Налогового Кодекса РФ, ликвидационные затраты будут рассматриваться как затраты на освоение природных ресурсов, уменьшающие базу для исчисления налога на прибыль. Это означает, что при осуществлении указанных затрат L на ту же сумму будет уменьшена указанная налоговая база, вследствие чего налог на прибыль уменьшится на величину nL , где n — ставка налога на прибыль. Таким образом, общая сумма расходов, которую придется произвести инвестору, окажется равной $(1 - n)L$, а выражение для интегрального эффекта инвестора примет вид:

$$\Phi_c = (1 - n) \left\{ \int_0^T H(t)e^{-\alpha t} dt - Le^{-\alpha T} \right\}. \tag{6}$$

Условие для коммерчески оптимального срока разработки найдем, приравняв к нулю производную левой части (6) по T :

$$H(T) = -rL. \quad (7)$$

Условие (7) имеет тот же смысл, что и (3): инвестору выгоднее иметь убытки от эксплуатации месторождения, пока они ут превышают эффекта от более позднего осуществления ликвидационных затрат.

Для приведенной выше экспоненциальной модели это уравнение примет вид:

$$ke^{-\alpha T} - u = -rL,$$

так что

$$T = \alpha^{-1} \ln \frac{k}{u - rL}, \quad Q_r = Q_b \left(1 - \frac{u - rL}{k} \right), \quad (8)$$

если $u > rL$, и $T = \infty$ в противном случае.

Сравнение (8) и (4) показывает, что НДСП уменьшает коммерчески рациональный срок разработки месторождения, тогда как налог на прибыль на него не влияет. Так, для Абалденского месторождения имеем:

при $L=0$ — $T=15,8$, $Q_r=59\,817$ тыс. т.,

при $L=850$ — $T=21,8$, $Q_r=63\,968$ тыс. т.

В случае, если месторождение разрабатывается не на условиях СРП, а добываемая нефть экспортируется, инвестор должен выплачивать также и таможенную пошлину. В построенной модели резкие скачки цены нефти отсутствуют, и здесь вполне допустимо считать, что экспортная пошлина составляет определенный процент от этой цены, так же, как и НДСП. В таком случае уплата пошлины просто увеличивает ставку m в модели, что, как показано выше, ведет к снижению коммерчески эффективного срока разработки и КИН. Так, если ставка таможенных пошлин — 5%, а НДСП начисляется на выручку от продажи за вычетом таможенной пошлины, то совокупная ставка НДСП и пошлины будет составлять $5 + 0,165 \times 95 = 20,675\%$ от цены продукции ($m=0,20675$). В этом случае для Абалденского месторождения получаем: при $L=0$ — $T=15,3$, $Q_r=59\,254$ тыс. т., а при $L=850$ — $T=21,3$, $Q_r=63\,724$ тыс. т.

Как видим, ликвидационные затраты сильнее влияют на коммерческий эффект, чем на общественный, и необходимость их осуществления позволяет в обоих вариантах увеличить добычу нефти на 7%. В то же время влияние таможенных пошлин слабое, хотя показатели с ними немного хуже.

В новой редакции Федерального Закона о СРП, помимо рассмотренной выше, предусмотрена еще и схема "прямого раздела". При этой схеме никаких налогов инвестор не уплачивает, а вся продукция делится между ним и государством в установленной СРП пропорции. Рассмотрим этот механизм подробнее, обозначив долю государства в добытой нефти через g .

Здесь интенсивность чистых доходов инвестора в момент t составит:

$$pQ(t) - gpQ(t) - Z(t) = (1 - g)pQ(t) - Z(t),$$

поэтому доля государства (g) влияет на оптимальный срок разработки месторождения так же, как в изложенной выше модели влияла ставка НДСП. Положение осложняется тем, что величина g намного больше ставки НДСП (во всяком случае, не меньше 30%). Это значит, что использование схемы прямого раздела существенно снижает как рациональные сроки разработки месторождения, так и объемы извлекаемой

нефти. Так, для Абалденского месторождения при $g=0,5$ получаем: при $L=0$ — $T=12,1$, $Q_r=54\,744$ тыс. т., а при $L=850$ — $T=18,1$, $Q_r=61\,689$ тыс. т. По нашему мнению, использовать такую схему в заключаемых СРП недопустимо.

4. КОММЕРЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛИКВИДАЦИОННОГО ФОНДА

Если к моменту завершения разработки месторождения компания-недропользователь не ликвидируется, то действующее законодательство позволяет реализовать изложенный выше механизм, т.е. заставить эту компанию ликвидировать месторождение. Для этого есть соответствующие отраслевые нормативы, определяющие порядок и процедуры ликвидации объектов, а также Кодекс об административных правонарушениях, позволяющий пресекать нарушение этих нормативов. На практике, однако, они не помогают. Так, значительная доля добываемой в стране нефти приходилась в свое время на Самотлорское месторождение, а сейчас, когда необходимо проводить ликвидационные работы (стоимостью в сотни миллионов долларов), у его владельцев нет на это средств.

Казалось бы, заставить инвестора провести ликвидационные работы можно, предусмотрев соответствующие условия в СРП. Однако здесь в последние годы применяют такую схему [4]. Для освоения конкретного месторождения консорциум крупных нефтяных корпораций, заключивший СРП, создает самостоятельную специальную компанию — оператора, регистрируя ее где-нибудь в офшорной зоне (так, созданная для освоения Абалденского месторождения фирма "Шельфэкс" была зарегистрирована на островах Кука). Учредительные документы при этом оформляются так, что учредители не несут никакой ответственности по обязательствам созданной компании, рискуя лишь первоначальными взносами в уставной фонд. Созданная фирма выполняет функции инвестора, финансирует затраты на разработку месторождения и получает доходы в соответствии с СРП. Однако вся получаемая прибыль уходит учредителям. Поэтому к концу разработки созданная фирма становится убыточной и информирует государство о прекращении своей деятельности и об отсутствии возможности осуществить ликвидационные затраты. Все проблемы ликвидации объектов ложатся при этом на государство.

В такой ситуации СРП должно предусматривать, что в течение периода разработки месторождения фирма-инвестор производит отчисления в специально создаваемый ликвидационный фонд с тем, чтобы к концу разработки в нем накопилась сумма, достаточная для финансирования работ по ликвидации месторождения. При этом подразумевается, что средства фонда вкладываются в определенный финансовый инструмент (надежные ценные бумаги или депозиты), доход по которому капитализируется, пополняя фонд.

Рассмотрим несколько возможных механизмов формирования ликвидационного фонда, учитывая при этом и инфляцию. Размер ликвидационных затрат проектировщики определяют, составляя соответствующие сметы. Естественно, что такие сметы составляются в ценах, действующих на момент расчета, или в некоторых неизменных ценах (скажем, в сметных це-

нах 1991 года). На этом основании будем считать известным размер ликвидационных затрат L в ценах на базисный момент времени 0 (реальных ценах).

Напомним теперь некоторые особенности СРП. Взаиморасчеты по СРП ведутся "в натуральном выражении". Из добываемой нефти государству передаются роялти — некоторый процент от этой нефти. Такой платеж аналогичен НДС, поэтому ставку роялти мы также будем обозначать через m . Однако ставка роялти не совпадает со ставкой НДС, и в примере расчета мы принимаем $m=0,1$.

Оставшаяся нефть (нефть для реализации) делится на расходную и прибыльную нефть. Стоимость расходной нефти используется для возмещения понесенных инвестором затрат (включая и инвестиции, и отчисления в ликвидационный фонд¹). Однако СРП устанавливает предельную долю расходной нефти (например, 80% от нефти для реализации). Поэтому возмещение тех затрат инвестора, которые не покрываются стоимостью расходной нефти в данном году, переносится на следующий год и т.д. Анализ показывает, что такие "переносы" прекращаются через несколько лет после осуществления основных инвестиций, т.е. в период относительно стабильных объемов добычи. Поскольку наше исследование относится к более позднему периоду падающей добычи, "переносы" затрат не будут учитываться.

Из прибыльной нефти, в свою очередь, выделяются доля инвестора (h) и доля государства ($1-h$). Эти доли (точнее, правило их определения) могут меняться во времени, однако к началу периода падающей добычи они стабилизируются. В примере расчета мы принимаем $h=0,85$. Прибыльная нефть инвестора одновременно является базой для исчисления налога на прибыль по ставке, предусмотренной СРП или действующим налоговым законодательством (в зависимости от того, какая из ставок меньше). Ставку налога на прибыль мы, как и раньше, обозначаем через n . Кроме возмещаемых, инвестор осуществляет еще и некоторые невозмещаемые затраты (бонусы, взносы в региональные фонды и др.), однако их величина незначительна и мы не будем их учитывать.

В условиях СРП влияние инфляции необходимо учитывать более детально. Пусть $I(t)$ — индекс изменения цен на товары и услуги в момент t по сравнению с базисным моментом времени 0 (индекс общей инфляции, дефлятор). В частности, затраты, которые придется осуществить при ликвидации месторождения в момент T , в ценах на этот момент времени (номинальных) составят $L(I(T))$. Кроме того, индекс изменения цен за период (t', t'') будет, очевидно, равен $I(t'')/I(t')$. Темп прироста цен за малый отрезок времени $(t, t+\Delta)$ при этом будет равен

$$\frac{I(t+\Delta) - I(t)}{I(t)\Delta} \approx \frac{I'(t)}{I(t)} = \frac{d \ln I(t)}{dt} = i(t).$$

Эту величину можно трактовать как "мгновенный" темп инфляции.

Рассмотрим теперь сумму 1, вложенную в начальный момент 0 в указанный выше надежный финансо-

¹ Как Налоговый Кодекс РФ, так и уже заключенные СРП предусматривают, что отчисления в ликвидационный фонд уменьшают базу для исчисления налога на прибыль. К тому же обычно считается, что сам ликвидационный фонд является собственностью государства (см. по этому поводу ниже), так что вложения в него для инвестора действительно являются расходами.

вый инструмент. Предположим, что получаемые при этом доходы капитализируются (т.е. вкладываются в тот же инструмент, увеличивая первоначальную сумму). Пусть $R(t)$ — капитал, образовавшийся указанным способом к моменту t . Тогда за период (t', t'') он, очевидно, вырастет в $R(t'')/R(t')$ раз. В частности, любая сумма, вложенная в момент t в финансовый инструмент, увеличится к моменту ликвидации месторождения в $R(T)/R(t)$ раз. Кроме того, темп прироста капитала в момент t ("мгновенная" номинальная доходность финансового инструмента) составит:

$$\frac{R'(t)}{R(t)} = \frac{d \ln R(t)}{dt} = \rho(t).$$

Выясним теперь динамику накопления капитала с помощью данного финансового инструмента, оценивая капитал в реальном, а не номинальном выражении. Пусть в момент t средства, вложенные в финансовый инструмент, составляли K денежных единиц в реальном исчислении, т.е. в ценах на момент 0. В номинальном выражении эти же средства составят, очевидно, $KI(t)$. В более поздний момент s , если никаких дополнительных вложений не производить, объем средств увеличится в $R(s)/R(t)$ раз и составит $KI(t)R(s)/R(t)$. Однако за это время вырастут и цены. Поэтому к полученной сумме следует применить более высокий дефлятор $I(s)$. В результате найдем, что за рассматриваемый период сумма K увеличится до

$$K \frac{I(t) R(s)}{I(s) R(t)}, \text{ т.е. в } \frac{I(t) R(s)}{I(s) R(t)}$$

раз. Обозначим через $D(t)$ отношение $R(t)/I(t)$, имеющее смысл индекса реального роста капитала, вложенного в финансовый инструмент. Тогда индекс роста капитала за время от t до s составит $D(s)/D(t)$. В частности, соответствующий темп прироста в момент t ("мгновенная" реальная доходность финансового инструмента) составит

$$\begin{aligned} \frac{D(t+\Delta) - D(t)}{D(t)\Delta} &\approx \frac{D'(t)}{D(t)} = \frac{d \ln D(t)}{dt} = \\ &= \frac{R'(t)}{R(t)} - \frac{I'(t)}{I(t)} = \rho(t) - i(t), \end{aligned}$$

т.е. будет равен разности между номинальной доходностью финансового инструмента и темпом инфляции. В нашей экспоненциальной модели будем считать эту величину постоянной и равной π . В этом случае $D(t) = e^{-\pi t}$. В примере расчета будем принимать $\pi = 0,03$.

Механизм формирования ликвидационного фонда должен однозначно определять моменты начала и окончания отчислений и размеры отчислений в соответствующем периоде. Рассмотрим некоторые такие механизмы и выясним, к каким результатам они приводят.

Механизм 1. Момент начала отчислений (θ) фиксируется, отчисления производятся по фиксированной ставке λ от объема добываемой нефти (ставка при этом подбирается так, чтобы обеспечить накопление необходимой суммы к моменту ликвидации). Такой механизм примерно соответствует букве действующего нормативного документа [5] (на самом деле он требует производить отчисления в фонд с момента начала промышленной эксплуатации месторождения, однако в некоторых уже заключенных соглашениях начало отчислений отнесено на более поздний срок;

поэтому в данной статье это требование учитываться не будет).

Определим теперь интенсивность доходов и расходов инвестора в момент времени t . При $t < \theta$ отчисления в фонд не производятся. В этом случае базой для налога на прибыль является прибыльная нефть инвестора — доля h от разности между выручкой от продаж за вычетом роялти и произведенными (возмещаемыми) затратами. Поэтому с учетом налога на прибыль интенсивность чистых доходов инвестора составит $h(1-n)H(t)$.

При $t \geq \theta$ к расходам добавятся ликвидационные отчисления, так что интенсивность чистых доходов инвестора составит $h(1-n)[H(t)-\lambda Q(t)]$. Легко видеть, что инвестор будет разрабатывать месторождение только до тех пор, пока выражение в квадратных скобках будет положительно. Поэтому момент прекращения разработки (T) определится из уравнения:

$$H(T)-\lambda Q(T)=0. \tag{9}$$

В схеме прямого раздела продукции интенсивность чистых доходов инвестора несколько иная: $(1-g)pQ(t)-Z(t)$ до начала отчислений и $(1-g)pQ(t)-Z(t)-\lambda Q(t)$ — после их начала. Однако оптимальный момент прекращения разработки будет описываться тем же уравнением (9), если при определении $H(T)$ заменить ставку НДС (m) на долю инвестора в добываемой нефти (g).

В нашей экспоненциальной модели уравнение (9) примет вид: $(k-\lambda q)e^{-\alpha T}-u=0$, где, как и раньше, $k=(1-m)pq-v$. Поэтому

$$T = \alpha^{-1} \ln \frac{k - \lambda q}{u}. \tag{10}$$

Теперь из (5) можно получить соответствующее значение объема извлекаемой нефти (Q_r):

$$Q_r = \int_0^T q e^{-\alpha t} dt = \alpha^{-1} q [1 - e^{-\alpha T}] = Q_b \left[1 - \frac{u}{k - \lambda q} \right].$$

Используя формулу, аналогичную (6), определим и интегральный коммерческий эффект инвестора от разработки месторождения при рассматриваемом механизме:

$$\begin{aligned} \Phi_c &= h(1-n) \left\{ \int_0^T H(t) e^{-\alpha t} dt - \int_0^T \lambda Q(t) e^{-\alpha t} dt \right\} = \\ &= h(1-n) \left\{ \int_0^T (k e^{-\alpha t} - u) e^{-\alpha t} dt - \int_0^T \lambda q e^{-(\alpha+r)t} dt \right\} = \\ &= h(1-n) \left\{ k \frac{1 - e^{-(\alpha+r)T}}{\alpha+r} - u \frac{1 - e^{-\alpha T}}{\alpha} - \lambda q \frac{e^{-(\alpha+r)\theta} - e^{-(\alpha+r)T}}{\alpha+r} \right\} \end{aligned} \tag{11}$$

Заметим далее, что сумма $\lambda Q(t)dt$ (в реальном исчислении), вложенная в момент t в финансовый инструмент, к моменту ликвидации месторождения (T) увеличится в $D(T)/D(t)$ раз. Поэтому общий размер средств в ликвидационном фонде в реальном исчислении к этому моменту составит $\int_0^T \lambda Q(t) \frac{D(T)}{D(t)} dt$. Приравняв это к реальной стоимости ликвидационных затрат, получаем:

$$\lambda = L \left\{ D(T) \int_0^T \frac{Q(t)}{D(t)} dt \right\}^{-1}. \tag{12}$$

В частности, для экспоненциальной модели

$$\lambda = \frac{(\pi + \alpha)L}{q e^{\pi T} [e^{-(\pi+\alpha)\theta} - e^{-(\pi+\alpha)T}]}. \tag{13}$$

Если сопоставить (10) и (8), можно увидеть, что при любом λ оптимальный срок разработки месторождения будет меньше, чем без СРП при $L=0$. Таким образом, данный механизм формирования ликвидационного фонда стимулирует недопустимо низкие сроки разработки и КИН.

Об эффективности (точнее — неэффективности) создания ликвидационного фонда можно судить, сравнив затраты инвестора в двух вариантах: когда он производит отчисления в ликвидационный фонд и когда он расходует средства на проведение ликвидационных работ после завершения разработки месторождения. Назовем отношение дисконтированной к моменту ликвидации T суммы ликвидационных отчислений ($L\lambda$) к ликвидационным затратам (L) степенью неэффективности ликвидационного фонда и будем обозначать его через ψ . В данном случае:

$$\psi = \frac{L\lambda}{L} = \frac{1}{L} \int_0^T \lambda Q(t) e^{r(t-T)} dt = \int_0^T Q(t) e^{r(t-T)} dt \int_0^T Q(t) \frac{D(T)}{D(t)} dt.$$

В условиях экспоненциальной модели

$$\psi = \int_0^T e^{(r+\alpha)(T-t)} dt \int_0^T e^{(\pi+\alpha)(T-t)} dt = \frac{e^{(r+\alpha)(T-\theta)} - 1}{e^{(\pi+\alpha)(T-\theta)} - 1} \cdot \frac{\pi + \alpha}{r + \alpha}.$$

Систему уравнений (10) и (13) можно записать иначе, выразив λ через T , а θ — через T и λ :

$$\lambda = q^{-1} (k - u e^{\alpha T}), \quad \theta = - \frac{1}{\pi + \alpha} \ln \left[e^{-(\pi+\alpha)T} + \frac{(\pi + \alpha)L}{\lambda q e^{\pi T}} \right].$$

Полученные зависимости $\lambda(T)$ и $\theta(T)$ для Абалденского месторождения представлены на рис. 1-3.

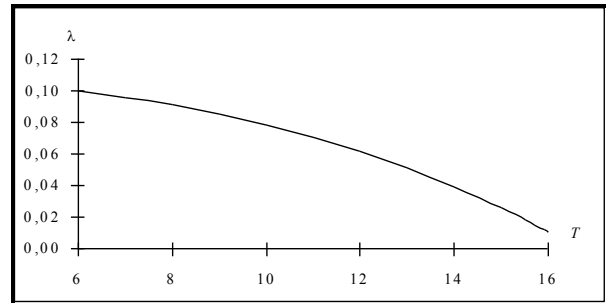


Рис. 1. Зависимость ставки отчислений в ликвидационный фонд от срока ликвидации месторождения

Если начать производить отчисления в момент 0 (что согласуется с нормативным документом [5]), срок разработки месторождения составит примерно 16 лет, объем извлекаемых запасов — 59 989 тыс. т., интегральный эффект инвестора — 2 510, степень неэффективности ликвидационного фонда — 1,79. В то же время более выгодным для инвестора будет начать отчисления в фонд позднее (примерно через 5,2 года) и завершить разработку через 14,7 лет. Объем извлекаемых запасов при этом будет меньше — 58 568 тыс. т., зато интегральный эффект инвестора — больше (2 547). При этом степень неэффективности ликвидационного фонда составит 1,36.

Уменьшение вдвое ставки НДС мало изменит полученные результаты — рациональный (при $\theta=0$) срок

разработки увеличится до 16,6 года. В то же время, если бы в СРП была использована схема прямого раздела и в конце разработки доля инвестора составляла 70% добытой нефти ($g=0,3$), ему было бы выгодно разрабатывать месторождение только в течение только 13 лет. Объем извлекаемых запасов сократился бы при этом до 56 194 тыс. т. Это еще раз подтверждает нецелесообразность использования данной схемы.

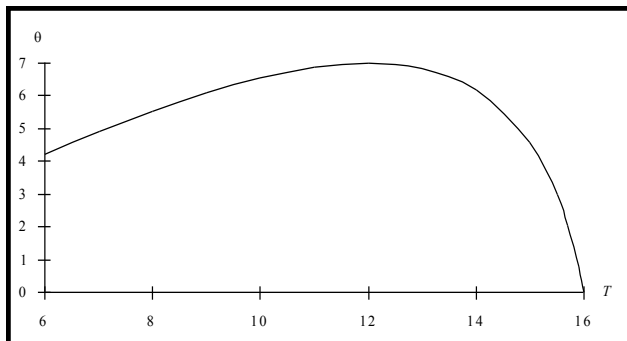


Рис. 2. Зависимость момента начала отчислений в ликвидационный фонд от срока ликвидации месторождения

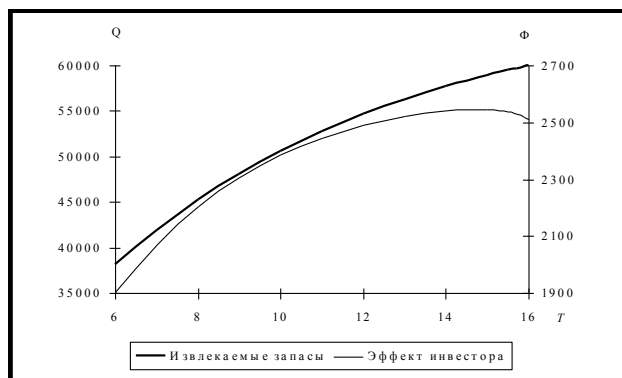


Рис. 3. Зависимость объема извлекаемых запасов и интегрального эффекта инвестора от срока ликвидации месторождения

Низкую эффективность ликвидационного фонда и невысокие объемы извлекаемых запасов, безусловно, снижают ценность данного механизма. В то же время несомненным его достоинством является достаточно тесная увязка с графиком разработки месторождения и объемом извлекаемых запасов. Однако в процессе разработки этот график может корректироваться, а объемы извлекаемых запасов — уточняться. В [4] описан предложенный И.Б. Басовичем способ "адаптации" данного механизма к изменяющимся в ходе разработки месторождения ценам товаров и услуг, технологии добычи и оценкам размеров ликвидационных затрат. Изложим его применительно к использованию реальных (дефлированных) цен. В каждый момент времени с учетом имеющейся новой информации необходимо вначале определить, какая часть ликвидационных затрат еще не покрыта ранее произведенными отчислениями (с учетом того, что они уже дали определенный доход к данному моменту и будут давать дополнительные доходы до конца разработки). Для установления "текущей" ставки отчислений λ эту часть относят к

суммарному "дисконтированному" (к моменту ликвидации) объему добычи за оставшийся период, причем в качестве ставки дисконтирования выступает ставка реального процента по финансовому инструменту. В стабильных условиях это полностью согласуется с формулой (12).

Рассмотрим теперь более подробно динамику ликвидационных отчислений, отвечающих данному механизму. Для этого заметим, что источником таких отчислений может быть только выручка от продаж за вычетом НДС и "обязательных" капитальных и текущих затрат — этот показатель имеет смысл прибыли до осуществления ликвидационных отчислений и уплаты налога на прибыль, и мы назовем его "предварительной прибылью" ("окончательная" прибыль, т.е. "прибыльная продукция" по терминологии СРП, равна предварительной за вычетом ликвидационных отчислений). Выясним поэтому, какую долю составляет ликвидационные отчисления $\lambda Q(t)$ в предварительной прибыли $H(t)$. Динамика этой доли для Абалденского месторождения при $\theta=0$ показана на рис.4.

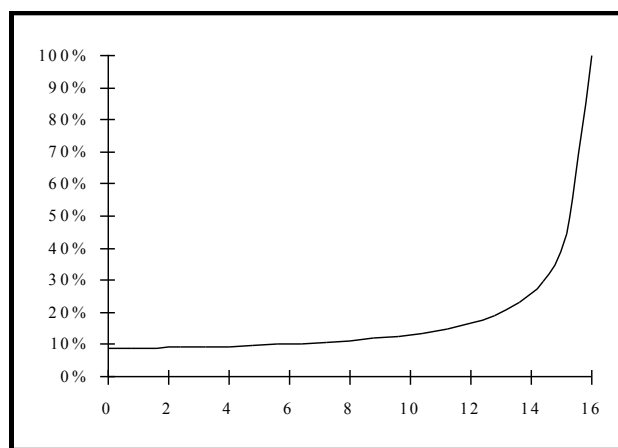


Рис.4. Доля ликвидационных отчислений в предварительной прибыли по годам разработки месторождения

Из рисунка видно, что ликвидационные отчисления составляют в первые годы разработки около 10% предварительной прибыли, однако начиная с 13-го года их доля быстро увеличивается до 100%. Таким образом, все большая и большая часть предварительной прибыли начинает уходить на формирование ликвидационного фонда.

В этой связи возникает естественное желание исправить механизм формирования ликвидационного фонда так, чтобы доля ликвидационных отчислений в предварительной прибыли была стабильной.

Механизм 2. Примем теперь, что ликвидационные отчисления начинают производиться начиная с момента θ , а их интенсивность в момент t составляет долю λ от предварительной прибыли, т.е. равна $\lambda H(t)$. В этом случае до момента θ интенсивность чистых доходов инвестора составит, как и раньше, $h(1-n)H(t)$, а после этого момента будет равна $h(1-n)(1-\lambda)H(t)$.

Как и раньше, инвестору будет выгодно разрабатывать месторождение до тех пор, пока предварительная прибыль будет неотрицательна. Таким образом, рациональный срок ликвидации (T) определится из уравнения:

$$H(T)=0. \tag{14}$$

Важно, что теперь этот срок (а, стало быть, и объем извлекаемых запасов) не зависит ни от момента начала ликвидационных отчислений, ни от их ставки.

Основное уравнение для определения λ теперь принимает вид:

$$\int_0^T \lambda H(t) \frac{D(T)}{D(t)} dt = L,$$

откуда

$$\lambda = L \left\{ D(T) \int_0^T \frac{H(t)}{D(t)} dt \right\}^{-1}. \tag{15}$$

Соответствующие значения объема извлекаемых запасов и интегрального эффекта инвестора при этом определяются формулами:

$$Q_r = \int_0^T Q(t) dt,$$

$$\Phi_c = (1-n)h \left\{ \int_0^T H(t) e^{-rt} dt - \lambda \int_0^T H(t) e^{-rt} dt \right\}.$$

Тогда степень неэффективности ликвидационного фонда составит:

$$\psi = \frac{1}{L} \int_0^T \lambda H(t) e^{r(T-t)} dt = \frac{\int_0^T H(t) e^{r(T-t)} dt}{\int_0^T \frac{H(t) D(T)}{D(t)} dt}. \tag{16}$$

Для экспоненциальной модели при прежнем обозначении $k=(1-m)q-v$ эти формулы дают:

$$T = \alpha^{-1} \ln \frac{k}{u},$$

$$Q_r = \alpha^{-1} q (1 - e^{-\alpha T}) = \alpha^{-1} q \left(1 - \frac{u}{k} \right),$$

$$\frac{\Phi_c}{h(1-n)} = k \frac{1 - \lambda e^{-(\alpha+r)T} - (1-\lambda) e^{-(\alpha+r)T}}{\alpha+r} - u \frac{1 - \lambda e^{-rT} - (1-\lambda) e^{-rT}}{r},$$

$$\psi = e^{(r-\alpha)T} \frac{\left[k \frac{e^{-(\alpha+r)T} - e^{-(\alpha+r)T}}{\alpha+r} - u \frac{e^{-rT} - e^{-rT}}{r} \right]}{\left[k \frac{e^{-(\alpha+\pi)T} - e^{-(\alpha+\pi)T}}{\alpha+\pi} - u \frac{e^{-\pi T} - e^{-\pi T}}{\pi} \right]}.$$

В частности, для Абалденского месторождения: $T=16,58$ года, $Q_r= 60\,549$ тыс. т. Соответствующие зависимости представлены на рис.5-6.

Как видно из рис. 6, при более позднем начале формирования ликвидационного фонда эффект инвестора выше. В то же время доля предварительной прибыли, отчисляемой в ликвидационный фонд, быстро растет с ростом θ (и становится более 100% при $\theta>9$, что, разумеется, недопустимо). Какое именно значение θ будет достаточно приемлемым для инвестора, должно решаться в ходе заключения соглашения, однако уровень 50% (отвечающий $\theta=6,7$) представляется нам достаточно приемлемым (хотя бы для того, чтобы у инвестора был стимул совершенствовать технологию добычи, получая за счет этого дополнительную прибыль). Обратим внимание, что уже при $\theta=4$ эффект инвестора становится больше, чем наибольший возможный при механизме 1 ($2\,549 > 2\,547$). При $\theta=6,7$ он

будет еще выше (2 574). Степень неэффективности ликвидационного фонда при этом будет сравнительно низкой — 1,44. Существенно, что это достигается без снижения объема извлекаемых запасов, только за счет совершенствования организационно-экономического механизма реализации проекта.

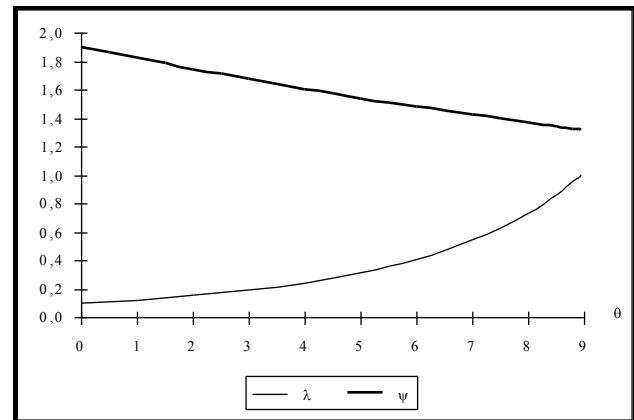


Рис.5. Зависимость ставки ликвидационных отчислений и степени неэффективности ликвидационного фонда от момента начала отчислений (θ)

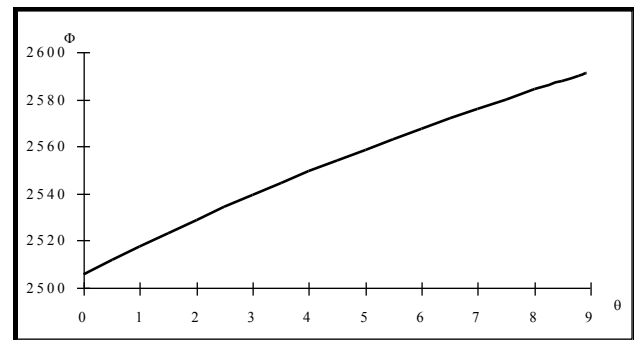


Рис.6. Зависимость интегрального эффекта инвестора от момента начала отчислений (θ)

Сопоставляя уравнения (7) и (14) для оптимальных моментов прекращения разработки месторождения, можно увидеть, что механизм 2 не обеспечивает продолжения разработки после того, как предварительная прибыль от добычи стала отрицательной (если бы ликвидацию месторождения осуществлял инвестор, как это принято при выводе уравнения (7), продолжение разработки стимулировалось бы откладыванием больших ликвидационных затрат). Для того чтобы сблизить оптимальные для инвестора и общества сроки разработки, в последние годы инвестору необходимо дать какие-то дотации. Размер этих дотаций не слишком велик (порядка произведения нормы дисконта на полную сумму ликвидационных затрат), однако требовать, чтобы их источником был государственный бюджет, по-видимому, сейчас нереально. Однако можно указать два других достаточно реальных таких источника.

О первом из них сейчас много говорят в печати. Речь идет о снижении ставки НДС при добыче нефти из малорентабельных месторождений, в том числе и на этапе «падающей добычи». Применительно к СРП здесь вполне реально предусмотреть полное или ча-

стичное снижение ставки роялти в последние годы разработки. Может показаться, что сейчас не слишком уместно поднимать этот вопрос — ведь речь идет о платежах, которые будут иметь место не в ближайшие годы, а через 15-30 и более лет. Однако СРП — это соглашение достаточно высокого уровня и “просто так” его никто менять не будет, даже через 20 лет. К тому же на базе СРП инвесторы проводят необходимые геологические исследования и технико-экономические обоснования размеров извлекаемых запасов. А эти запасы должны утверждаться российскими властями уже сегодня. Поэтому от того, будет ли в СРП предусмотрено снижение роялти в последние годы разработки или нет, зависят и размеры утверждаемых запасов и, как следствие, доходы государства за весь период разработки месторождения.

Однако снижение роялти повлияет на объем извлекаемых запасов не очень сильно, о чем можно судить по показателям Абалденского месторождения. Если, начиная примерно с 13-го года, снизить ставку роялти вдвое, рациональный срок разработки увеличится до с 16,58 до 17,11 года, а извлекаемые запасы — с 60 549 до 61 020 тыс. т. Обеспечить целесообразность разработки до “общественно необходимого” срока 23,6 года таким способом не удастся. Это связано еще и с тем, что “общественно необходимый” срок зависит от размера ликвидационных затрат и не зависит от ставки роялти, тогда как мы пытаемся к нему приблизиться, регулируя именно ставку роялти.

Таким образом, необходимый источник “субсидий” следует связать с самим ликвидационным фондом, а не с налоговой системой. Но как функционировать этот фонд? Поступающие в него средства должны тут же вкладываться в определенные финансовые инструменты, например, в ценные бумаги или депозиты. Такие инструменты дают определенные доходы (дивиденды, проценты). Спрашивается, кто является их собственником? Если считать, что весь созданный фонд является собственностью государства, то оно же будет и собственником дивидендов и процентов (что, по сути, предполагалось в механизме 2). Однако более правильным будет считать, что до момента ликвидации фонд формируется и управляется совместно государством и инвестором. В то же время средства в этот фонд вкладывает только инвестор. Поэтому логично принять, что дивиденды или проценты являются доходом инвестора. Это приведет нас к новому механизму.

Механизм 3. Как и в механизме 2, инвестор производит ликвидационные отчисления в определенном проценте λ от предварительной прибыли, однако доходы от вложенных средств здесь признаются как доходы инвестора. Казалось бы, для инвестора ничего не изменилось: пока средства в фонде не накопились до нужного размера, ему все равно придется использовать дивиденды или проценты для пополнения фонда, а если он захочет использовать их “вне проекта” — уплатить налог с этой прибыли. Однако, как мы увидим, разница есть.

Рассмотрим некоторый малый отрезок времени $(t, t+dt)$ и относящиеся к нему денежные потоки инвестора в номинальном выражении (т.е. в ценах, относящихся к этому отрезку времени).

Пусть $F(t)$ — размер ликвидационного фонда в реальном исчислении в момент t . В номинальном выра-

жении этот фонд в момент t составит $F(t)I(t)$. Вложенные в финансовый инструмент, эти средства к моменту $t+dt$ вырастут до уровня

$$\frac{R(t+dt)}{R(t)} F(t)I(t).$$

Таким образом, за период $(t, t+dt)$ будет получен доход

$$[R(t+dt)/R(t) - 1]F(t)I(t) = r(t)F(t)I(t)dt,$$

где

$r(t)$ — номинальная доходность финансового инструмента в момент t . Часть этого дохода

$$[I(t+dt) - I(t)]F(t) = i(t)F(t)I(t)dt$$

получена за счет инфляции и ее следует оставлять в фонде (если ее начать изымать, то размер ликвидационного фонда в реальном исчислении начнет уменьшаться). Другая часть — $\pi(t)F(t)I(t)dt$ — отражает реальную (неинфляционную) доходность финансового инструмента. Будем считать, что эта часть (реальные проценты) изымается из фонда и включается в доходы инвестора по проекту, увеличивая стоимость прибыльной продукции². Тогда прибыльная продукция по проекту (в реальном выражении), исчисленная с учетом указанных доходов, но без учета ликвидационных отчислений, т.е. “предварительная прибыль” по нашей терминологии, составит

$$(1-m)rQ(t)dt - Z(t)dt + \pi(t)F(t)I(t)dt = [H(t) + \pi(t)F(t)]dt.$$

Поэтому ликвидационные отчисления (они могут оказаться и меньше дохода от финансового инструмента) в реальном выражении составят

$$\lambda[H(t) + \pi(t)F(t)]dt.$$

С учетом этого “окончательная” прибыльная продукция составит

$$(1-\lambda)[H(t) + \pi(t)F(t)]dt.$$

Инвестор получает при этом долю h от прибыльной продукции, которая к тому же облагается налогом по ставке n . Поэтому интенсивность реальных чистых доходов инвестора будет равна:

$$h(1-n)(1-\lambda)[H(t) + \pi(t)F(t)].$$

В момент завершения разработки месторождения (T) эта величина, очевидно, должна обратиться в 0, а реальный размер накопленного ликвидационного фонда должен составить L . Поэтому $F(T)=L$ и

$$H(T) + \pi(T)L = 0. \tag{17}$$

Заметим теперь, что, начиная с момента θ , в период $(t, t+dt)$ ликвидационный фонд растет за счет двух источников: инфляционного дохода $i(t)F(t)I(t)dt$ и ликвидационных отчислений. При этом первый источник лишь поддерживает реальный размер фонда, а увеличивает его только второй. Поэтому

$$dF(t) = \lambda[H(t) + \pi(t)F(t)]dt,$$

так что

$$F'(t) = \lambda[H(t) + \pi(t)F(t)], \tag{18}$$

$$F(\theta)=0, F(T)=L.$$

Интегральный эффект инвестора при этом определится как интеграл от интенсивности чистых доходов:

² Поскольку прибыльная продукция облагается налогом, то тем же налогом облагаются и реальные проценты. Это значит, что в конечном счете они делятся между инвестором и государством и их нельзя считать собственностью только одного инвестора.

$$\begin{aligned} \frac{\Phi_c}{h(1-n)} &= \\ &= \int_0^{\theta} H(t)e^{-nt} dt + \\ &+ (1-\lambda) \int_0^T [H(t) + \pi(t)F(t)]e^{-nt} dt. \end{aligned} \quad (20)$$

Для получения аналитических выражений используем экспоненциальную модель, считая реальную доходность финансового инструмента π постоянной (в примере — $\pi=0,03$).

Уравнение (17) для рационального срока разработки месторождения (T) при прежнем обозначении

$$k=(1-m)pg-v$$

здесь примет вид:

$$ke^{-\alpha T} - u + L\pi = 0,$$

так что

$$T = \alpha^{-1} \ln \frac{k}{u - \pi L},$$

$$Q_r = \alpha^{-1} q(1 - e^{-\alpha T}) = \alpha^{-1} q \left(1 - \frac{u - \pi L}{k} \right). \quad (21)$$

Динамика формирования ликвидационного фонда здесь описывается уравнением (18):

$$F'(t) = \lambda(ke^{-\alpha t} - u) + \lambda\pi F(t).$$

Решением этого уравнения с начальным условием $F(0)=0$ будет:

$$F(t) = \frac{\lambda k}{\lambda\pi + \alpha} e^{-\alpha t} [e^{(\lambda\pi + \alpha)(t-\theta)} - 1] - \frac{u}{\pi} [e^{\lambda\pi(t-\theta)} - 1].$$

Для определения λ , таким образом, получаем уравнение:

$$\frac{\lambda k}{\lambda\pi + \alpha} e^{-\alpha T} [e^{(\lambda\pi + \alpha)(T-\theta)} - 1] - \frac{u}{\pi} [e^{\lambda\pi(T-\theta)} - 1] = L. \quad (22)$$

При этом интегральный эффект инвестора в соответствии с формулой (20) будет описываться выражением:

$$\begin{aligned} \frac{\Phi_c}{h(1-n)} &= \int_0^{\theta} H(t)e^{-nt} dt + (1-\lambda) \int_0^T [H(t) + \pi(t)F(t)]e^{-nt} dt = \\ &= \int_0^{\theta} (ke^{-\alpha t} - u)e^{-nt} dt + (1-\lambda) \int_0^T (ke^{-\alpha t} - u)e^{-nt} dt + \\ &+ (1-\lambda) \pi \int_0^T \left\{ \frac{\lambda k}{\lambda\pi + \alpha} e^{-\alpha t} [e^{(\lambda\pi + \alpha)(t-\theta)} - 1] - \frac{u}{\pi} [e^{\lambda\pi(t-\theta)} - 1] \right\} e^{-nt} dt = \\ &= k \frac{1 - \lambda e^{-(r+\alpha)\theta} - (1-\lambda)e^{-(r+\alpha)T}}{r + \alpha} - u \frac{1 - \lambda e^{-r\theta} - (1-\lambda)e^{-rT}}{r} + \\ &+ \frac{\pi\lambda(1-\lambda)k}{\pi\lambda + \alpha} e^{-(r+\alpha)\theta} \left[\frac{1 - e^{-(r-\pi\lambda)(T-\theta)}}{r - \pi\lambda} - \frac{1 - e^{-(r+\alpha)(T-\theta)}}{r + \alpha} \right] - \\ &- (1-\lambda)u e^{-r\theta} \left[\frac{1 - e^{-(r-\pi\lambda)(T-\theta)}}{r - \pi\lambda} - \frac{1 - e^{-r(T-\theta)}}{r} \right]. \end{aligned} \quad (23)$$

Оценивать неэффективность ликвидационного фонда в данном случае затруднительно. Дело в том, что инвестор не только несет расходы, осуществляя ликвидационные отчисления, но и получает часть доходов от использования фонда. К тому же эти доходы и расходы по-разному влияют на чистые доходы инвестора (например, полученные проценты увеличивают

налогооблагаемую прибыль). Несмотря на это, рассмотрим сальдо ликвидационных платежей — разность между ликвидационными отчислениями и поступающими из ликвидационного фонда доходами. Суммарное за период отчислений дисконтированное (к концу разработки) сальдо составит:

$$L_n = \int_0^T \{ \lambda[H(t) + \pi(t)F(t)] - \pi(t)F(t) \} e^{r(T-t)} dt.$$

Сопоставляя его с общей суммой ликвидационных затрат, найдем степень неэффективности ликвидационного фонда:

$$\psi = \frac{1}{L} \int_0^T [\lambda H(t) - (1-\lambda)\pi(t)F(t)] e^{r(T-t)} dt.$$

В экспоненциальной модели это выражение примет вид:

$$\begin{aligned} \psi &= \frac{1}{L} \int_0^T \left\{ \lambda(ke^{-\alpha t} - u) - (1-\lambda)e^{\lambda\pi(t-\theta)} \left[\frac{\lambda\pi k}{\lambda\pi + \alpha} e^{-\alpha\theta} - u \right] \right\} e^{r(T-t)} dt = \\ &+ \frac{(1-\lambda)\lambda\pi k}{\lambda\pi + \alpha} e^{-\alpha t} - (1-\lambda)u \left\} e^{r(T-t)} dt = \\ &= \frac{\lambda k(\alpha + \pi)}{L(\alpha + \lambda\pi)} e^{-\alpha\theta} \frac{e^{r(T-\theta)} - e^{-\alpha(T-\theta)}}{r + \alpha} - \frac{u}{L} \frac{e^{r(T-\theta)} - 1}{r} + \\ &+ \frac{1-\lambda}{L} \left(u - \frac{\lambda k\pi}{\alpha + \lambda\pi} e^{-\alpha\theta} \right) \frac{e^{r(T-\theta)} - e^{\lambda\pi(T-\theta)}}{r - \lambda\pi}. \end{aligned}$$

Для Абалденского месторождения из (21) находим $T=18,3$ года, $Q_r=61\ 951$ тыс. т. Зависимости Φ_c , λ и ψ от момента начала отчислений θ показаны на рис. 7-8.

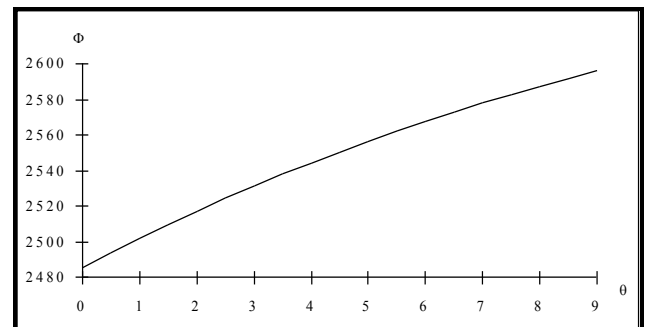


Рис.7. Зависимость интегрального эффекта инвестора от момента начала отчислений

Как и при механизме 2, при более позднем начале формирования ликвидационного фонда эффект инвестора выше. В то же время при этом выше и доля предварительной прибыли (λ), отчисляемой в ликвидационный фонд. Ограничению $\lambda=0,5$ отвечает $\theta=6,35$ года, при этом эффект инвестора будет почти таким же, как и в механизме 2 — 2 571. Однако срок разработки и объем извлекаемых запасов теперь больше. Степень неэффективности ликвидационного фонда здесь равна 1,64 — несколько больше, чем при использовании механизма 2. Однако здесь важно, что в последние годы поступающие из ликвидационного фонда доходы превышают отчисления в фонд, т.е. часть этого фонда используется как источник финансирования проекта, за счет чего, собственно говоря, и продлевается рациональный (“рентабельный”) срок разработки месторождения.

Как и в механизме 2, снижение вдвое ставки роялти увеличит рациональный срок разработки незначительно (примерно на 0,5 года).

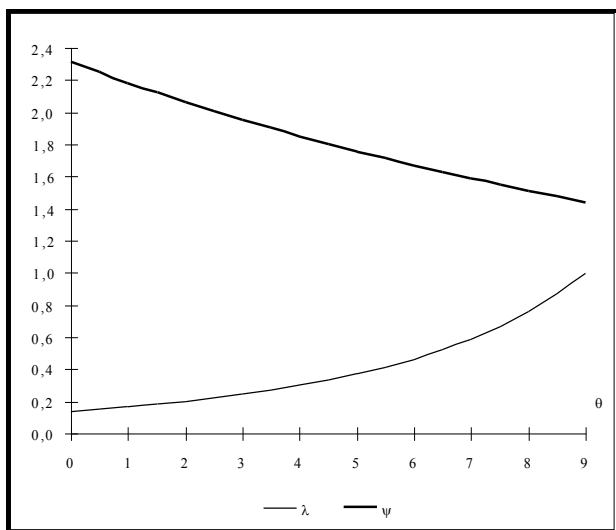


Рис.8. Зависимость ставки ликвидационных отчислений (λ) и степени неэффективности ликвидационного фонда (ψ) от момента начала отчислений

5. О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БОЛЕЕ РАННЕГО ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ

В общем случае месторождение включает отдельные эксплуатационные объекты (пласты или залежи), каждый из которых разрабатывается самостоятельно (хотя иногда осуществляется перевод скважин с одного объекта на другой). Поэтому возможны ситуации, когда какую-то "часть" месторождения (например, какой-то "куст" скважин) можно ликвидировать, продолжая работу на остальных "частях". Выясним, целесообразно ли это.

Постановка задачи здесь следующая. При фиксированном механизме формирования ликвидационного фонда (или при отсутствии такого фонда) сравниваются два варианта разработки месторождения — базовый и предлагаемый. При базовом все ликвидационные работы производятся после прекращения разработки, при предлагаемом — в некоторый, более ранний, момент s выполняется небольшая часть этих работ — будем называть ее частичной ликвидацией и обозначать ее стоимость через ΔL . При сравнении вариантов будем также учитывать, что изменение графика выполнения ликвидационных работ может повлиять на оптимальный срок разработки месторождения. Поэтому указанные сроки по вариантам будем обозначать через T и $T+\Delta T$.

Сравним варианты вначале по показателям общественной эффективности. Для базового варианта общественный эффект (Φ_{s1}) дается формулой (1):

$$\Phi_{s1} = \int_0^T [pQ(t) - Z(t)]e^{-rt} dt - Le^{-rT}$$

Для предлагаемого варианта формула аналогична:

$$\Phi_{s2} = \int_0^{T+\Delta T} [pQ(t) - Z(t)]e^{-rt} dt - \Delta Le^{-rs} - (L - \Delta L)e^{-r(T+\Delta T)}$$

Поскольку срок разработки $T+\Delta T$ здесь предполагается оптимальным, то от замены его на T итоговая величина в этой формуле изменится на малую второго порядка. Но тогда с точностью до малых второго порядка мы будем иметь:

$$\begin{aligned} \Phi_{s2} &= \int_0^T [pQ(t) - Z(t)]e^{-rt} dt - \Delta Le^{-rs} - (L - \Delta L)e^{-rT} = \\ &= \Phi_{s1} - \Delta L(e^{-rs} - e^{-rT}) \end{aligned}$$

Выражение в скобке здесь положительно, стало быть, перенос части ликвидационных затрат на более ранний срок с точки зрения общества неэффективен.

Выясним, сохраняется ли этот вывод, если сравнивать варианты с точки зрения инвестора, а не общества.

Если ликвидационный фонд не образуется, а ликвидационные работы выполняет инвестор (п.3), расчетные формулы аналогичны приведенным выше, так что здесь вывод будет прежним. Рассмотрим поэтому ситуацию п.4, предусматривающую формирование ликвидационного фонда с помощью того или иного механизма.

Механизм 1. Оптимальный срок разработки, интенсивность ликвидационных отчислений и интегральный эффект инвестора в базовом варианте задаются формулами (9), (12) и (11):

$$H(T) - \lambda Q(T) = 0, \tag{24}$$

$$\lambda = L \left\{ D(T) \int_0^T \frac{Q(t)}{D(t)} dt \right\}^{-1}, \tag{25}$$

$$\frac{\Phi_{c1}}{h(1-n)} = \int_0^T H(t)e^{-nt} dt - \int_0^T \lambda Q(t)e^{-nt} dt$$

В предлагаемом варианте эти формулы несколько изменяются:

$$H(T+\Delta T) - (\lambda - \Delta \lambda)Q(T+\Delta T) = 0, \tag{26}$$

$$\lambda - \Delta \lambda = (L - \Delta L) \left\{ D(T+\Delta T) \int_0^{T+\Delta T} \frac{Q(t)}{D(t)} dt \right\}^{-1}, \tag{27}$$

$$\frac{\Phi_{c2}}{h(1-n)} = \int_0^{T+\Delta T} H(t)e^{-nt} dt - \int_0^{T+\Delta T} (\lambda - \Delta \lambda)Q(t)e^{-nt} dt - \Delta Le^{-rs}$$

Учитывая оптимальность срока T в базовом варианте, отсюда с точностью до малых второго порядка получаем соотношение для изменения интегрального эффекта инвестора ($\Delta \Phi$) при переходе от базового варианта 1 к предлагаемому:

$$\frac{\Delta \Phi_c}{h(1-n)} = \Delta \lambda \int_0^T Q(t)e^{-nt} dt - \Delta Le^{-rs} \tag{28}$$

Чтобы установить знак этой величины, определим $\Delta \lambda$ и ΔT . Сопоставив (26) и (24), найдем:

$$Q(T)\Delta \lambda + [H(T) - \lambda Q(T)]\Delta T = 0,$$

откуда

$$\Delta T = - \frac{Q(T)\Delta \lambda}{H'(T) - \lambda Q'(T)} \tag{29}$$

Заметим теперь, что интенсивность чистых доходов инвестора в данном случае равна $H(t) - \lambda Q(t)$. С течением времени эта величина убывает и к концу разработки, как видно из (9), снижается до нуля. Поэтому ее производная, стоящая в знаменателе формулы (29), отрицательна, а стало быть, ΔT и $\Delta \lambda$ — одного знака.

Второе соотношение между $\Delta\lambda$ и ΔT найдем, сопоставляя (27) и (25):

$$\lambda - \Delta\lambda = \frac{L - \Delta L}{L/\lambda + Q(T)\Delta T},$$

откуда

$$\Delta\lambda = \frac{\lambda\Delta L}{L} + \frac{\lambda^2 Q(T)\Delta T}{L}.$$

Подставив сюда (29), получим:

$$\Delta\lambda = \frac{\lambda\Delta L}{L + \frac{\lambda^2 Q^2(T)}{H'(T) - \lambda Q'(T)}},$$

так что в силу (28) имеем:

$$\frac{\Delta\Phi_c}{h(1-n)} = \left\{ \frac{\lambda \int_0^T Q(t)e^{-nt} dt}{L + \frac{\lambda^2 Q^2(T)}{H'(T) - \lambda Q'(T)}} - e^{-rs} \right\} \Delta L.$$

Более раннее выполнение ликвидационных работ будет выгодно, только когда выражение в фигурной скобке положительно. В экспоненциальной модели это условие может быть записано в виде:

$$e^{rs} > \left[\frac{L}{\lambda q} - \frac{\lambda q}{\alpha(k - \lambda q)e^{\alpha T}} \right] \frac{r + \alpha}{e^{-(r+\alpha)\theta} - e^{-(r+\alpha)T}}.$$

Для Абалденского месторождения при $T=14,7$ и $\theta=5,22$ это неравенство будет выполняться при $s > 9,7$. Это значит, что механизм 1 может стимулировать инвестора осуществлять ликвидационные затраты тогда, когда это становится технически возможно, а не в конце разработки. Поэтому использовать данный механизм можно только, ограничив свободу инвестора в части более раннего осуществления ликвидационных работ.

Механизм 2 исследуем с тех же позиций. Здесь момент прекращения добычи определяется из соотношения (14): $H(T)=0$, и одинаков в обоих вариантах. Изменение ставки ликвидационных отчислений в предлагаемом варианте описывается соотношением (15):

$$\lambda - \Delta\lambda = (L - \Delta L) \left\{ D(T) \int_0^T \frac{H(t)}{D(t)} dt \right\}^{-1},$$

откуда легко выводится, что

$$\Delta\lambda = \frac{\lambda\Delta L}{L}.$$

Далее, легко видеть, что

$$\frac{\Phi_{c2}}{(1-n)h} = \int_0^T H(t)e^{-nt} dt - (\lambda - \Delta\lambda) \int_0^T H(t)e^{-nt} dt - \Delta L e^{-rs}.$$

Поэтому

$$\begin{aligned} \frac{\Delta\Phi_c}{(1-n)h} &= \Delta\lambda \int_0^T H(t)e^{-nt} dt - \Delta L e^{-rs} = \\ &= \Delta L \left\{ \frac{\lambda}{L} \int_0^T H(t)e^{-nt} dt - e^{-rs} \right\}. \end{aligned}$$

Используя (16), это выражение можно упростить, связав входящий сюда интеграл со степенью неэффективности ликвидационного фонда:

$$\Delta\Phi_c = (1-n)h \{ \psi e^{-rt} - e^{-rs} \} \Delta L.$$

При $t - s < \frac{\ln \psi}{r}$ это выражение становится положи-

тельным. Поэтому и данный механизм может стимулировать инвестора к невыгодным для общества решениям. В то же время область, в которой такие ситуации возможны, здесь существенно уже, чем в механизме 1. Так, для Абалденского месторождения при $T=16,58$, $\theta=6,7$ будет $\psi=1,44$ и $s > 12,0$.

Аналогичное исследование механизма 3 (оно приводит к значительно более сложным формулам, которые мы опускаем) показывает, что здесь также возможны ситуации, когда инвестору становится выгодным преждевременное выполнение ликвидационных работ. Однако это будет только в довольно узком диапазоне изменения s , а получаемый инвестором выигрыш будет весьма малым. Поэтому данный механизм представляется наиболее предпочтительным из рассмотренных.

Литература

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК РФ по стр-ву, архит. и жил. политике. М.: ОАО "НПО Изд-во "Экономика", 2000.
2. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика. М.: Дело, 2001.
3. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений / РД 153-39-007-96. Утв. Минтопэнерго России от 23 сентября 1996 г.
4. Богданчикова С.М., Перчик А.И. Соглашения о разделе продукции. Теория, практика, перспективы. М.: Нефть и газ, 1999.
5. Положение о формировании и использовании ликвидационного фонда при реализации соглашения о разделе продукции. Утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 8 июля 1999 г. №741.

Смоляк Сергей Абрамович