ЗАПАДНЫЕ ОЦЕНКИ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

Д-р Уильям Коннелли и д-р Джек А. Крюг

16 февраля 1993 года

УИЛЬЯМ КОННЕЛЛИ
"Пангеа Интернешнл, Инк.", Голден (штат Колорадо), США

Уильям Коннелли работает в "Пангеа" главным геологом со времени основания фирмы в 1991 году; он специализируется на Российских проектах. Во время нескольких длительных командировок в Россию он изучал и собирал информацию по нефти и газу в Тюменском, Томском, Иркутском и Тиман-Печерском регионах. Технико-экономические обоснования и базирующиеся на них соглашения были подготовлены в Голдене. До прихода в "Пангеа" Коннелли в течение 15 лет работал в компаниях "Нерко Ойл энд Гэс, Инк.", "Рок Ойл Корпорейшн", "Дэйвис Ойл Компани" и "Амоко Продакшн Компани". Степень доктора геологии он получил при университете штата Калифорния; диплом бакалавра наук о Земле - при Калифорнийском государственном университете.

ДЖЕК А. КРЮГ
"Квеста Инжиниэринг Корпорейшн", Голден (штат Колорадо), США

Джек А. Крюг много ездил по России и другим республикам СНГ, собирая данные и проводя технико-экономическое обоснование проектов в области разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Он руководил проектными исследованиями в Тиман-Печерском, Томском и Иркутском регионах, а также в республике Коми. Его опыт работы международным консультантом включает руководство проектами для датской компании "Дэниш Ойл энд Нэчурал Гэс", разработку природных ресурсов и альтернативных источников энергии для Дании; проведение исследований в области энергетической стратегии для швейцарской компании "Суисспетрол" и для правительства Австралии; дизайнерске разработки и руководство работами по бурению и заканчиванию скважин и испытанию скважин глубокого разведывательного бурения в США и Европе; а также работу в области управления фондами, экспертных консультаций и оценки приобретаемого оборудования. Крюг получил дипломы специалиста, магистра и доктора нефтепромыслового дела при Горном институте штата Колорадо.

ВВЕДЕНИЕ

Хотя интерес Западных компаний к Российским нефтегазоперерабатывающим предприятиям не снижается с 1990 года, количество вновь создаваемых деловых структур, как это ни парадоксально, сведено к минимуму. Нам представляется, что сложившуюся ситуацию можно объяснить четырьмя факторами.

Перед Западными компаниями возникают проблемы с пониманием Российской информационной базы - отчасти из-за языкового барьера, отчасти из-за того, что Российское оборудование для оценки подземных запасов нефти и газа сильно устарело, по сравнению с оборудованием, используемым сегодня на Западе. Чтобы облегчить Западным фирмам процедуру оценки ресурсов, мы опубликовали серию из пяти материалов, озаглавленную "Оценка нефтяных и газовых запасов Западной Сибири" *(Evaluation of Oil, Gas Opportunities in Western Siberia) (см. "Ойл энд гэз джорнэл" от 23.11.1992, 7.12.1992, 8.02.1993 и 22.02.1993).*

Кажущаяся или реальная нестабильность Российского правительства и рубля, а также задержки с принятием и введением в силу универсальных законов о минеральных ресурсах, лицензировании и основах финансирования и налогообложения не способствуют осуществлению Западными фирмами крупных финансовых проектов в России.

Условия сделок, согласованные с Российскими предприятиями как письменно, так и устно, время от времени меняются без видимых на то причин.

Слишком часто случается так, что Западная компания, подписавшая протокол и со дня на день ожидающая получения лицензии, вдруг обнаруживает, что протокол аннулирован, а контракт либо выставлен на конкурс, либо передан одному из Российских предприятий. Даже если компания получила право на контракт в борьбе с конкурирующими фирмами, условия предоставления ей лицензии могут быть сделаны предметом новых переговоров, что ставит под угрозу целесообразность экономической сделки как таковой.

Русские часто не понимают Западную методику и логику оценки проектов на Российской территории, и наоборот.

В данной статье рассматривается лишь последний из вышеназванных факторов: авторы делают попытку шаг за шагом провести читателя через всю процедуру оценки продукта с Западной точки зрения. Особое внимание уделяется используемым нами основным экономическим показателям и их изменению под воздействием различных структурных факторов, производственных неувязок и налогового бремени. Авторы надеются, что аналогичная статья с изложением основных принципов оценки контрактов Российской стороной будет написана одним из Российских специалистов. Они считают, что анализ ситуации с обеих точек зрения ускорит заключение сделок и повысит их эффективность.

ДАННЫЕ КАРОТАЖА И КЕРНОВОГО АНАЛИЗА

Русские каротажные диаграммы часто с трудом поддаются чтению и оцифровке, поскольку многочисленные каротажные кривые на них не имеют своих раздельных дорожек. Исследованные нами диаграммы бокового каротажа, с помощью которых производится оценка Российских скважин, сравнимы с теми, что были в ходу в Америке в 1950-е и 60-е годы. Из-за влияния границ пластов, хронически глубокого бурения и недостаточной повторяемости диаграммы бокового каротажа не обеспечивает достаточно надежной оценки истинной сопротивляемости пластов (Rt). Однако измерители удельной проводимости по индукционному каротажу поколения 6Ф1, даже без подстройки инструмента на влияние скважины, позволяют, по нашему мнению, определять величину Rt в приемлемых пределах.

Мы используем диаграмму потенциалов самопроизвольной поляризации (диаграмму ПС) вместе с диаграммой двухметрового бокового каротажа прежде всего в корреляционных целях. Кривая ПС также используется для определения объема глины при расчете водонасыщенности и для оценки брутто-мощности песчаного пласта. В точности расчетов пористости на основе относительной амплитуды кривой ПС, как это обычно делается в Сибири, мы сомневаемся.

Диаграмма микрокаротажа, дающая наиболее точные показатели пласта проницаемых пород и пористой формации, используется при построении изопахит пористости и составлении карт эффективной мощности нефтегазонасыщенных залежей. Диаграммы микрокаротажа составляются для большинства “опытных” скважин, но, к сожалению, для “промышленных” скважин они не характерны.

После данных кернового анализа пористость наиболее точно определяется при помощи диаграммы акустического каротажа. Однако и этому методу присущи внутренние недостатки: например, существует проблема неровности краев скважины, а также ее ориентировки. Определение пористости по акустическому каротажу, используемое с должной осторожностью, применимо при качественном расчете водонасыщенности.

Для определения объемов глины при расчетах водонасыщенности мы довольно успешно используем диаграммы гамма-каротажа. Такие диаграммы не градуируются в стандартных единицах Американского нефтяного института, поэтому часто оказывается необходимым переградуировать диаграммы гамма-каротажа с учетом литологических “стандартов” ствола скважины. На многих опытных скважинах гамма-каротаж проводится вкупе с нейтронным каротажем, с использованием отдельного сейсмоприемника. По нашему мнению, составление диаграмм нейтронного каротажа не обязательно.

Диаграммы подвергаются оцифровке по

зонам интереса и выпускаются в обычном для Запада трехкратном формате. Поскольку глубина скважин часто колеблется за пределами 10-метровой отметки, во все диаграммы после оцифровки вносится поправка на глубину. Учитывая несоответствие большинства Российских диаграмм современным требованиям, при оценке состояния подземных пластов необходимо уделять особое внимание керновому анализу и исследованиям на приток нефти. Данные кернового анализа используются при каротажных расчетах, градуировке диаграмм акустического каротажа и, что самое важное, при определении объемов начального содержания нефти в пласте (НСНП). Мы считаем, что важно по возможности исследовать керн на степень трещиноватости, равно как и состав окружающей скважину среды с применением метода измерения параметров на образцах керна и с учетом повторяемости керновых структур. По нашему убеждению, "специальный керновый анализ" (определение показателей "a", "m", "n", времени пробега во вмещающих породах и т. д.), а также составление петрографической характеристики керна имеют весьма существенное значение.

В Западносибирском бассейне каротажный анализ затрудняется наличием мультиминеральных песчаных пластов, несущих, помимо тонкослойных сланцево-песчаных вкраплений, также проводниковые минералы, такие как глауконит, слюда и пирит.

Наши расчеты водонасыщенности затрудняются отсутствием градуировки, поправок на характер внутренней поверхности скважины и на глубину бурения, а также тем фактом, что для измерения пористости существует лишь один приемлемый инструмент.

ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРА

Мы сосредоточим внимание на "опытных", а не "промышленных" скважинах, ибо они снабжены относительно полными пакетами информации и в основном адекватно расположены относительно структур залегания. Методика составления характеристики резервуара и оценки начального содержания нефти в пласте (НСНП) примерно одинакова для всего мира: 1) установить стратиграфические корреляты для всего месторождения и составить карты изопахит пористости; 2) составить структурные карты основных горизонтов; 3) составить карты эффективной мощности значительных нефтенасыщенных залежей; 4) рассчитать объем пор НСНП.

СТРУКТУРНЫЕ КАРТЫ И КАРТЫ ИЗОПАХИТ ПОРИС ТОСТИ

После того, как диаграммы электрического каротажа опытных скважин будут скоррелированы, строится серия восстановленных (с учетом поправок) стратиграфических сечений для всего месторождения. Карты изопахит пористости составляются на основе раседелительного анализа диаграмм микрокаротажа.

Структурные карты строятся на основе информации об "опытных" скважинах и данных сейсмических исследований. На наш взгляд, Российские сейсмоданные позволяют адекватно охарактеризовать простейшие 4-элементные замкнутые структуры. Для районов же комплексного разрывного или соляного тектонического движения сейсмический анализ менее пригоден. Мы считаем, что русские геологи умеют составлять превосходные структурные карты.

Однако Западных специалистов, привыкших к изображению скважин в координатах "х-у" или в масштабной сетке, топографические Российские карты приводят в уныние. Если бы русские составили качественные карты всех скважин месторождения в системе координат "х-у", то Западные фирмы смогли бы в более сжатые сроки и с большей достоверностью провести оценку предлагаемых проеков. Если этого делаться не будет, то нам придется пользоваться картами, которые при репродукции часто оказываются искаженными и утратившими привязку к местному рельефу. Поскольку мы составляем карты с помощью компьютерного графического оборудования системы CAD, то в случае отсутствия координат нам придется пользоваться приблизительными оценочными данными. Система координат "х-у" также необходима для имитационных компьютерных исследований, проведения которых требуют многие Западные фирмы.

КАРТЫ ЭФФЕКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ И ОЦЕНКА НСНП

Исследования на приток - лучшее средство для определения нефтеводяного, газоводяного и газонефтяного контакта. Если нефтеводяной контакт не определен, обычно приводятся данные о столбе нефти в скважине над нижним известным уровнем залегания нефти (по результатам исследований на приток) с пометкой "достоверные" резервы (А, В и С1 на рис.1). Любые потенциальные объемы залежей ниже известного нижнего уровня нефти обозначаются как "вероятные" резервы (С2). Карты эффективной мощности нефтегазонасыщенных залежей планиметрируются для подсчета общей мощности резервуара.

Жидкостные свойства резервуара определяются анализом флюидных проб на зависимость "давление-объем-температура", а также с помощью измерений, проведенных в ходе исследований на приток нефти. Мы всегда сравниваем расчетный показатель содержания нефти в общем объеме резервуара со

Таблица №2 Сопоставление русской и западной систем классификации запасов

Россия

Резервы				Ресурсы		
Разведанные			Предварительно	Ожидаемые	Прогнозируемые	
A	B	C1	C2	C3	D1	D2

USGS - Геологическое Общество США

Установленные			Неоткрытые	
Замеренные		Выведенные	Гипотетические	Рискованные
Замеренные	Освидетельствованные			

SPE - Общество Инженеров-нефтяников

Оодтвержденные			Вероятные	Возможные
PDP	PDNP	PUD		

PDP - Освоенные и произв. продукцию
PDNP - Освоенные, не произв. продукции
PUD - Подтвержд., неосвоенные

значениями, полученными с помощью коррелятов Васкеса и Беггса.

Начальное содержание нефти в пласте рассчитывается на основе общего объема резервуара по карте эффективности залежи, пористость - по данным кернового анализа, а нефтенасыщенность - по каротажным данным. Для перевода расчетов из баррелей в тонны объем нефти делится на 6,29 и умножается на показатель плотности.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПРИТОК И ОТДАЧА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

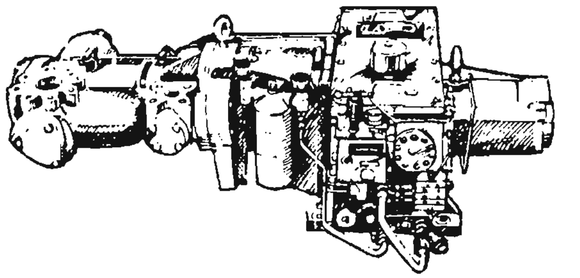
Российская практика всестороннего исследования скважин позволяет получить кое-что из той информации, что необходима для оценки мощности месторождений. Поскольку многие Западные инженеры не уделяют достаточного времени изучению результатов Российских исследований, то большая часть этой ценной информации оказывается не использованной до конца. С нашей точки зрения, эти данные бесценны: они позволяют определить проницаемость, индекс продуктивности и коэффициент повреждения формации. Основная наша претензия к Российским исследованиям на приток состоит в том, что они обычно проводятся без пакеров, что значительно продлевает время консервации скважин. В идеале тесты должны проводиться с использованием пакеров; должны регистрироваться все точки усиленного давления как во все периоды вытекания нефти, так и на протяжении всего времени ее накопления. Остановки скважины на финальном этапе исследований обычно не бывают достаточно продолжительными, чтобы спокойно рассчитать истинное давление формации. Но в целом наша методика анализа данных исследований на приток аналогична той, что используется Российскими специалистами.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТОВ ВАРИАНТЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ

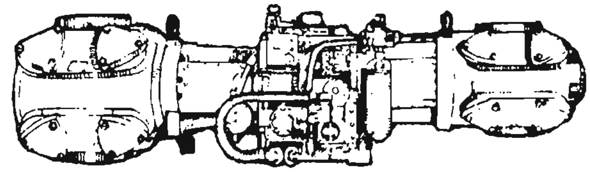
Наш опыт, прежде всего, связан с Западносибирским бассейном, где варианты добычи нефти в основном ограничены естественным истощением запасов и/или применением заводнения. Западные компании обычно оценивают риск вложения капитала в тот или иной проект с точки зрения наихудшей возможной экономической ситуации. Последняя предполагает естественное истощение запасов нефти, сопровождаемое низкими нормами выработки и низкой нефтеотдачей скважин. Факторы первичной добычи оцениваются на основе материально-балансовых расчетов.

Оценка проектов производится и с точки зрения максимально благоприятной ситуации, что предполагает повышение производительности и уровня нефтеотдачи через реализацию программ вторичной добычи нефти методом поддержания давления. При

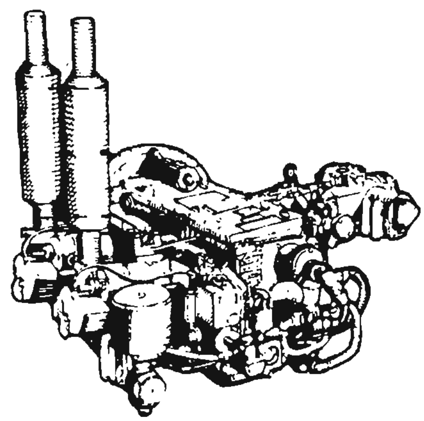
Компрессоры фирмы „АРИЭЛЬ“



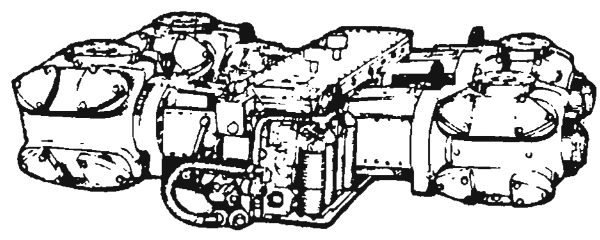
ОДНОХОДОВОЙ КОМПРЕССОР
Одноходовой прямой/обратный компрессор обеспечивает мощность до 62.5клс со скоростями до 1800об/мин. Идеален для интенсивного откачивания или низких степеней сжатия. Одна или две ступени сжатия. Подсоединяется непосредственно к мотору или к газовому двигателю.



ДВУХХОДОВОЙ КОМПРЕССОР
Двухходовой прямой/обратный компрессор обеспечивает мощность до 1800клс со скоростями до 1800 об/мин. Идеален для закачивания газов, средних газосжимающих процессов, охлаждения пропана, форсирования топлива и откачки газов. До трёх ступеней сжатия. Подсоединяется прямо к мотору или газовому двигателю.



ПОЛНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ/КОМПРЕССОР
Одноходовой прямой/обратный полный двигатель/компрессор обеспечивает мощность до 50клс и скорости до 1400об/мин. Возможно одно- или двухступенчатое сжатие. Сконструирован для интенсивного откачивания или малых газосжимающих процессов.



ЧЕТЫРЁХХОДОВОЙ КОМПРЕССОР
Четырёхходовой прямой или обратный компрессор обеспечивает мощность до 3600клс при скоростях до 1800 об/мин. Его применение включает большие газосжимающие процессы, впрыск, охлаждение пропана и т д. Обеспечивает до пяти ступеней сжатия. Подсоединяется непосредственно к мотору или к газовому двигателю.

КОРПОРАЦИЯ „АРИЭЛЬ“ ARIEL

Ариэль Корпорейшн
Ариель Брюссель
Авеню де Бетендел 87
1180 Брюссель, Бельгия
Тел. 322 343-0543

Ариель Корпорейшн
Штаб-квартира компании
35 Блэкджек Роуд
Маунт-Вернон, Огайо
43050
США
Тел. 614 397-0311
Факс 614 397-3856

использовании заводнения степень нефтеотдачи зависит от однородности и мощности пласта коллектора, объема нагнетаемой воды, расстановки скважин и коэффициентов мобильности.

Западные фирмы используют набор определенных критериев для определения минимальной мощности пласта коллектора, гарантирующей экономическую рентабельность проекта и позволяющей применять заводнения. Например, считается, что резервуары толщиной менее трех метров не будут реагировать на заводнение; это сводит их показатель нефтеотдачи в силу естественного истощения к уровню 7-10%. Резервуары же толщиной более 3 м могут эффективно заводняться, что повышает их показатель нефтеотдачи до 20-35%.

Уровень нефтеотдачи с применением заводнения оценивается сравнением с близлежащими месторождениями, где добыча нефти идет уже полным ходом, а также имитационными исследованими пласта коллектора. При проведении предварительной оценки проекта предпочтение следует отдавть методу аналогий. Важно изучить имеющийся опыт нефтедобычи и заводнения, способы нагнетения воды в скважины, учесть количество используемых для заводнения скважин, геологическую структуру и флюидные характеристики пласта коллектора; это позволит спрогнозировать производительность и общий объем нефтеотдачи аналогичных месторождений, а следовательно, оценить соответствующие показатели еще не эксплуатировавшихся залежей нефти.

Иногда Западная компания может прогнозировать значительно более низкие показатели нефтеотдачи, чем ее Российский партнер; это связано с тем , что Западные расчеты могут основываться на менее кучном расположении скважин. Чем ближе скважины друг к другу, тем выше показатель извлекаемых резервов месторождения в целом, но тем ниже объем извлекаемых резервов для каждой скважины. Таким образом, можно найти оптимальное для каждого месторождения количество скважин, способное обеспечить максимальную прибыль.

ПЛАН РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ.

Оценка производительности того или иного месторождения зависит от плана его разработки и предполагает проведение работ по бурению и заканчиванию скважин. Мы предпочитаем иметь два экстремальных плана по каждому предназначенному к разработке, но еще не дающему нефть месторождению: 1) план с указанием минимального количества скважин для нефтедобычи, основанной на естественнном убывании запасов; 2) программа вторичной добычи нефти через поддержание давления методом заводнения, предполагающая бурение оптимального количества нефтяных и нагнетательных скважин. Первый план требует меньших, по сравнению со вторым, капиталовложений, но и предполагает меньший объем нефтедобычи. “Оптимальный” план сводит к минимуму капитальные затраты, резко увеличивая дисконтированные поступления наличных средств. Бурильное расписание основано на Российских нормах времени чистого бурения, с отведением дополнительного времени на установление предполагаемых механических неисправностей и на срывы поставок.

Увеличение до максимума дисконтированных наличных поступлений в большой степени зависит от сроков начала производства и продажи нефти. Затягивание продаж снижает все экономические показатели. Обычно создание инфраструктуры отнимает меньше времени, чем бурение и заканчивание всех скважин в рамках проекта разработки месторождения. Поэтому кратчайший путь к выдаче первого промышленного объема нефти лежит через соблюдение сроков бурения и заканчивания скважин. Серьезное воздействие на расписание работ и экономические показатели оказывает и оптимизация материально-технических и других поставок.

Достоверная оценка затрат на разработку Российского нефтяного месторождения затрудняется постоянным пересмотром местных законов о налогах и пошлинах, ограничениями на импорт и инфляцией. Оценка затрат производится на базе Западных нормативов расходов капитала и времени на осуществление проектов в отдаленных регионах (напр., на Аляске или Северо-Западе Канады). Таким образом, Западная фирма изначально рассчитывает себестоимость проекта, исходя из Западных норм расходования средств. Поскольку сегодня Российские затраты стоят дешевле Западных, то внесение рублевого вклада улучшает общие экономические показатели. Таким образом, результаты анализа являются по своему характеру консервативными.

После того, как стал известен НСНП, установлены варианты и уровень нефтедобычи, оценена производительность заводненных скважин на аналогичных месторождениях и составлен план разработки залежей нефти, составляется прогноз производительности месторождения. На рис. 2 показан типичный прогноз производительности нефтяного месторождения в Западносибирском бассейне. Он демонстрирует методы подсчета ожидаемой прибыли.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Поскольку у фирм всегда имеется больше вариантов возможных капиталовложений, чем самого инвестиционного капиатала, важно использовать набор экономических показателей, позволяющих объективно сравнивать имеющиеся альтернативы. Различные варианты инвестирования капитала могут существенно различаться с точки зрения объема собственных свободных средств компании (например, в плане первоначальных затрат и отсрочки получения первой прибыли); поэтому при выборе подходящих экономических показателей следует обратить внимание на временную стоимость денег (TVM, the Time Value of Money).

Основу для TVM составляет тот факт, что для компаний всегда открыта перспектива вложения капитала с минимальным риском - например, в облигации или срочные банковские счета. Обычно Западные компании рассчитывают получить от таких минимально рискованных операций 10-процентную прибыль на инвестированный капитал. Эти 10% называютсся “учетной ставкой”; поэтому при оценке альтернатив следует сравнивать объем дисконтированных наличных поступлений в рамках того или иного проекта с предполагаемым получением 10-процентной прибыли с минимальным риском. Поскольку большинство предприятий, особенно в области нефти и газа, предполагают значительный риск, доходы от них должны быть существенно большими, чем от спокойного вложениия капитала под 10%.

При сравнительной оценке альтернативных инвестиционных проектов Западные фирмы обычно используют такие основные экономические показатели, как чистая нынешняя стоимость будущих наличных поступлений (NPV, Net Present Value Cashflow), дисконтированная прибыль на вложеннный капитал (DROI, Discounted Return-On-Investment), внутренняя норма прибыли (IROR, Internal Rate-Of-Return), а также период окупаемости (Payout). За исключением периода окупаемости, все названные показатели базируются на временной стоимости денег.

NPV рассчитывается по следующей формуле:

NPVi = FV*(1+i)n,

где FV - будущая стоимость наличных средств

i - учетная ставка

n - количество лет в будущем

Предположим, что учетная ставка равна 10%; тогда приведенное выше уравнение примет следующий вид:

$$NPV10 = FV*(1,10)n$$

Для примера сравним NPV10 суммы в 1000 долл., полученной сегодня и через два года. NPV сегодняшней суммы в 1000 долл. равна 1000 долл., тогда как полученная через два года такая же сумма будет иметь NPV всего в 826 долл.

Без учета TVM наличные поступления можно вычислить по формуле:

Наличность = Прибыль - Издержки

"Издержки" включают в себя стоимость капитала, налоги, сборы, пошлины и т.д. Для подсчета дисконтированной стоимости наличности необходимо вычислить NPV10 каждого из членов уравнения. Показатели каждого года осуществления многолетнего проекта рассчитываются в отдельной ведомости. Полученная в результате стоимость годового наличного потока приводится к стоимости "первого дня". Совокупная дисконтированная стоимость годового потока наличности и даст иам величину NPV10 проекта.

Прибыль на вложенный капитал (ROI) вычисляется как отношение прибыли к инвестированному капиталу, плюс единица:

ROI = (Прибыль/Инвест.капитал) + 1

По этому определению, не берущему в расчет TVM, для проекта, приносящего совокупный объем наличности в 1000 долл. и требующего вложения капитала в сумме 500 долл., ROI составит 3,0. Однако многие предприятия в области нефтегазодобычи требуют опережающих инвестиций, тогда как производство может не начаться в течение нескольких лет. Для обоснования задержки с получением прибыли относительно начальных капиталовложений вычисляется дисконтированная прибыль на инвестированный капитал (DROI10). DROI10 - это основанная на TVM форма ROI, где будущие наличные поступления (прибыль) и инвестированный капитал приводятся к стоимости "первого дня" осуществления проекта:

DROI10 = [(NPV10*Наличность) /(NPV10*Инвест.капитал)] + 1

Для проекта, приносящего ROI в 3,0, DROI10 может составить 1,5. Это - превосходный экономический показатель для проектов такого рода.

Внутренняя норма прибыли (IROR)-еще один широко используемый экономический показатель. Он вычисляется путем дисконтирования годовых потоков наличных поступлений по различным учетным ставкам до тех пор, пока сумма дисконтированных потоков наличности не станет равна нулю. Для подсчета IROR применяется следующее уравнение:

$$\sum_{j=0}^{L} \frac{NCF}{(1+i)j}$$

где: NCFj - чистые наличные поступления за год j

L - длительность осуществления проекта

i - IROR (в виде дроби)

IROR представлен в процентах; для нефтяных и газовых проектов ожидаемая величина IROR может варьироваться от 12 до 35%, в зависимости от степени риска. Ее легко сравнить с минимально рискованным вложением капитала под 10 процентов.

Период окупаемости - это простое понятие, не связанное с TVM. Оно обозначает количество времени (измеряемое месяцами или годами), которое проходит от начала осуществления проекта до тех пор, пока совокупный поток наличности не станет равен нулю. Следует обратить внимание на то, что ни поток наличных поступлений, ни инвестированный капитал дисконтированию не подвергаются.

\БАЗОВАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Экономические факторы, касающиеся осуществления Западносибирских проектов, суммированы в таблице 2. В ней приведены расчеты потока наличности для предназначенного к разработке месторождения; в рамках проекта предполагается пробурить 254 скважины для добычи нефти методом поддержания давления с помощью заводнения. Разработанное месторождение будет иметь 143

Таблица №2
Экономическое обоснование проекта в Западной Сибири

ЦЕНА НА НЕФТЬ 20 долл./баррель Невозрастающие цены и расходы Налог на доходы 10%

Информация о скважинах

Действующих скважин, всего 143
Нагнетательных скважин, всего 111

Цена на нефть

$/баррель 20

Капитальные затраты, млн.$

Год	Скважин пробуренных	Оборудование/ трубопровод	Дороги/ инфраструктура	Расходы на охрану среды	Всего
1	0	2,63	2,61	0,52	5,77
2	19	3,29	1,23	0,45	4,98
3	52	3,04	0,00	0,30	3,35
Последующие	183	1,32	0,00	0,13	1,45
Всего	254	10,29	3,84	1,41	15,54
Подд. оценке, %	0%	0%	0%		
Не подд. оценке, %	100%	100%	100%		
	Стоимость скваж.	Установка и оборуд.	Стоимость заканч. скваж.		
Млн. $/скваж	0,750.	0,100	0,250		
Подд. оценке, %	28%	60%	17%		
Не подд. оценке, %	72%	40%	83%		

ПРИМЕЧ. 1-й год начинается 1.01.1993 г

.Эксплуатационные расходы

Первонач. затраты, млн. $..1.00
Пост. затраты предприятия, млн. $/год............................1.50
Пост. затраты Западной стороны, млн. $/год 1.00
Возрастание затрат, $/баррель 1.75
Стоимость нагнетат. работ, $/баррель.............................0.05
Трубопроводный тариф, $/баррель 1.00

Другие данные

Выдача продукции начинается в год......................................2
Годы, в которые прибыль не облагается налогом 0

Ороцентная прибыль владения

	"Раб." процент	Остаточный процент
Западный партнер БПО	100%	50%
Западный партнер АПО	88%	50%

20 лет добычи

Капиталовложения..295 млн. долл.
на баррель ....2,47 долл.
Совокупный чистый поток капитала...........130 млн. долл.
Пропорция доходов/расходов..0,4
Окупаемость ....7,2 года
Уровень прибыли 18,3%/год

Орофиль зависимости уровня прибыли от объема производства

Учетный процент	Учетный чистый капитал	Учетный процент	Учетный чистый капитал
%/год	Млн. долл	%/год	Млн. долл
0%	130	20%	-3
5%	63	25%	-10
8%	40	30%	-14
10%	28	35%	-16
12%	19	40%	-17
15%	8	50%	-18
18%	1	100%	-15

	Калькуляция доходов						Калькуляция расходов				
	Общее количество скважин		Уровень пр-ва нефти	Общая совок. нефть	Цена на нефть	Баланс доходов Зап. фирм	10,0% Налоги на доход	Экспл. расходы	Нематериальные активы	Ежегодная амортизация	Фонды
Год	Действ. скважин	Нагнетат. скважин	(млн. барр.)	(млн. барр.)	($/барр.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)
1	0	0	0,00	0,00	20.00	0,00	0,00	3,50	5,77	0.00	0.00
2	19	0	1,52	1,52	20.00	26,60	2,66	6,68	19,94	1,98	0.00
3	45	26	5,13	6,65	20.00	89,77	8,98	16,82	44,30	7,40	1,75
4	69	54	8,52	15,17	20.00	149,10	14,91	26,41	41,67	12,81	7,60
5	99	76	10,78	25,95	20.00	188,65	18,87	32,85	41,67	16,25	11,27
6	130	98	11,90	37,85	20.00	208,32	20,83	36,08	41,74	16,35	13,31
7	143	111	10,78	48,63	20.00	188,58	18,86	33,00	20,47	13,65	14,63
8	143	111	9,51	58,14	20.00	108,01	10,80	17,84	0.00	8,23	10,15
9	143	111	8,42	66,56	20.00	84,23	8,42	13,76	0.00	2,71	8,46
10	143	111	7,53	74,09	20.00	75,27	7,53	12,53	0.00	0.00	7,87
11	143	111	6,74	80,83	20.00	67,42	6,74	11,45	0.00	0.00	7,02
12	143	111	6,04	86,87	20.00	60,39	6,04	10,49	0.00	0.00	6,26
13	143	111	5,41	92,28	20.00	54,07	5,41	9,62	0.00	0.00	5,57
14	143	111	4,90	97,18	20.00	48,97	4,90	8,92	0.00	0.00	5,01
15	143	111	4,48	101,65	20.00	44,79	4,48	8,34	0.00	0.00	4,56
16	143	111	4,12	105,78	20.00	41,21	4,12	7,85	0.00	0.00	4,17
17	143	111	3,82	109,59	20.00	38,15	3,82	7,43	0.00	0.00	3,84
18	143	111	3,56	113,15	20.00	35,60	3,56	7,08	0.00	0.00	3,56
19	143	111	3,32	116,47	20.00	33,16	3,32	6,74	0.00	0.00	3,29
20	143	111	3,08	119,55	20.00	30,83	3,08	6,42	0.00	0.00	3,04
Всего			119,55			1573	157	284	216	79	121

нефтяных и 111 нагнетательных скважин; заводнение начнется сразу после заканчивания нагнетательных скважин. Таблица 2 иллюстрирует то, как Западная компания может рассчитать экономическую целесообразность того или иного Российского проекта в области нефтедобычи. Программа разработки месторождения предполагает, что в течение первого года будут проводиться лишь работы, связанные с планированием; последующие шесть лет будут посвящены строительству инфраструктуры и бурению нефтяных и нагнетательных скважин. Разработка будет осуществляться прогрессивными методами, позволяющими получить первую нефть уже в течение второго года. По мере пуска дополнительных скважин и их подключения к трубопроводу, по которому нефть поставляется к покупателям, производительность месторождения будет возрастать. Максимум производительности (примерно в 11 млн. баррелей в год) должен быть достигнут в течение шестого года. Заводнение должно начаться с четвертого года. После достижения своего пика на шестом году эксплуатации производительность месторождения начнет постепенно снижаться.

В нижеприводимых расчетах фигурируют предположительно названные суммы издержек на бурение и заканчивание скважин, а также на их оснащение Западным оборудованием. В данном конкретном примере стоимость бурения сухих скважин оценивваеться - в 750.000 долл., работ по их заканчиванию - в 250.000 долл., а сооружений и оборудования - в 100.000 долл. Трубопроводные сооружения, центральные службы управления, строительствот дорог и ирфраструктуры обойдутся еще в 15,5 млн долл. Общие капиталовложения в проект предположительно составят 295 млн долл. За 20-летний период эксплуатации месторождение должно дать 120 млн баррелей нефти, т.е. на добычу каждого барреля будет затрачено около 2,47 долл.

			Калькуляции налогов			Калькуляции движ. капит.			
	Общее количество скважин		Прибыль, подлежащая обложению	Совокупная прибыль	Общий размер налогов	Движение чистого капитала	Совокупный поток капит.	Учетное чистое движ. капит.	Учетное движение капит. @10%
Год	Действ. скважин	Нагнетат. скважин	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)	(млн. долл.)
1	0	0	-9,27	-9,27	0,00	-9,27	-9,27	-8,84	-8,84
2	19	0	-4,66	-13,93	5,59	-14,21	-23,47	-12,31	-21,15
3	45	26	10,53	-3,40	22,54	-20,87	-44,34	-16,44	-37,59
4	69	54	45,69	42,29	47,33	-5,08	-49,42	-3,64	-41,23
5	99	76	67,74	110,04	63,37	4,37	-45,04	2,85	-38,38
6	130	98	80,01	190,05	71,80	8,00	-37,04	4,74	-33,64
7	143	111	87,97	278,01	70,44	23,05	-13,99	12,40	-21,24
8	143	111	60,99	339,01	44,07	25,16	11,16	12,31	-8,93
9	143	111	50,87	389,88	35,52	18,06	29,22	8,03	-0,90
10	143	111	47,34	437,22	32,40	14,93	44,15	6,04	5,14
11	143	111	42,20	479,42	28,96	13,25	57,40	4,87	10,01
12	143	111	37,61	517,03	25,87	11,74	69,14	3,92	13,93
13	143	111	33,48	550,51	23,09	10,39	79,53	3,16	17,09
14	143	111	30,14	580,65	20,85	9,29	88,82	2,57	19,65
15	143	111	27,41	608,06	19,02	8,39	97,21	2,11	21,76
16	143	111	25,07	633,13	17,44	7,63	104,84	1,74	23,50
17	143	111	23,07	656,20	16,10	6,97	111,81	1,45	24,95
18	143	111	21,40	677,60	14,98	6,42	118,23	1,21	26,16
19	143	111	19,81	697,41	13,91	5,90	124,13	1,01	27,17
20	143	111	18,28	715,69	12,88	5,40	129,53	0,84	28,01
Всего			716	716	586	130	130	26	28

Расчеты основаны на предположении, что Западный партнер обеспечит 100% необходимого капитала в течение всего периода окупаемости. После того, как затраты на проект окупятся, Западный и Российский партнеры станут оплачивать свою собственную долю капитальных затрат: каждому партнеру будет положена половина "рабочего" процента и прибылей. При вычислениях мы исходили из того, что лицензионные платежи составят 10%, резервный (уставной) фонд - 5%, исследовательский фонд -5%, социальный фонд - 5%, налог на прибыль и акцизный налог вместе составят 32%, а сбор за репатриацию капитала - 4,5%. При этих показателях потока наличности период окупаемости проекта составит 7,2 года, внутренняя норма прибыли (IROR) - 11,8%, а Западный партнер получит чистые наличные поступления в сумме 130 млн долл. Соответственно, дисконтированный приток наличности составит 28 млн долл. Расчеты производились без учета стоимости риска.

В типичных же случаях Западные компании учитывают риск, связанный с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений. Поправка на риск затрагивает геологические неувязки, производительность труда, затраты на капитал и срывы в производственном процессе. Если сделать поправку на риск для проекта, рассматриваемого в нашем примере, то IROR опуститься ниже 10-процентной планки, а период окупаемости значительно продлится. Детальное обсуждение факторов риска и их влияния на экономические показатели проекта выходит за рамки нашей статьи. Из вычислений видно, что при названных налогах, фондах, инвестициях и процентных ставках прибыли проект, взятый нами для примера, оказывается для Западного партнера непривлекательным.

В таблицах 3 и 4 приведены результаты дополнительных расчетов, сделанных для того же проекта с целью продемонстрировать

Влияние экспортных налогов

Квеста Инжиниринг Корпорейшн

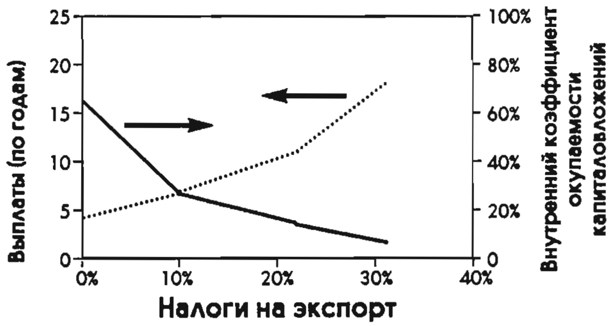


Таблица 3: Чувствительность экономики к налогам на экспорт

влияние, которое может быть оказано на экономические показатели: 1) изменениями ставки налога на экспорт и 2) различиями в процентных ставках прибыли до того, как проект окупится. В настоящее время экспортный налог составляет 21 расчетную единицу (EPU) Европейского Платежного Союза. Из таблицы 3 видно, как изменения ставки налога на экспорт могут повлиять на IROR и длительность периода окупаемости проекта. Например, если экспортный налог снизиться до 10%, то IROR возрастет до 11,8%, а период окупаемости сократится с 8,6 до 6,0 лет. После внесения в проект поправки на риск расчетный уровень IROR (31,9%) снизится до 20-25% в зависимости от факторов риска, избранных компанией в качестве критериев при расчетах. Многие Западные фирмы считают,

Влияние процентной доли доходов (до необходимых выплат)

Квеста Инжиниринг Корпорейшн

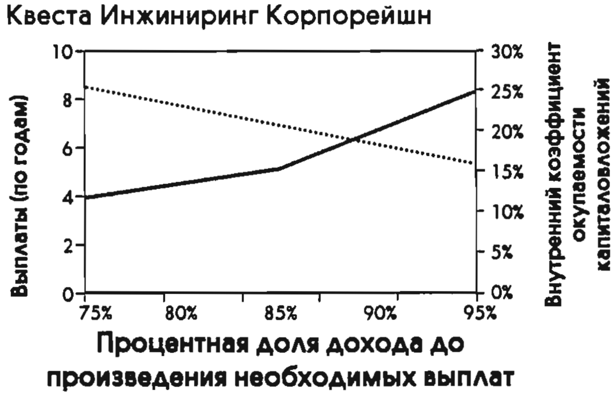


Таблица 4: Чувствительность экономики к процентной доле доходов, до произведения необходимых выплат

что при оценке проектов, скорректированных на риск, 25-процентная IROR является маргинальной. В нашем примере экономические показатели оказываются, таким образом, благоприятными; вложение капитала в проект будет целесообразным при условии срижения ставки экспортного налога.

Альтернативой снижению налога на экспорт для улучшения экономических показателей является повышение доли Западного партнера в прибылях до того, как проект окупится (см. таблицу 4). Повышая процентную ставку прибыли, Западный партнер обеспечивает себе усиление притока наличных поступлений в первые годы осуществления проекта. Эти дополнительные наличные средства сокращают длительность периода окупаемости и увеличивают IROR. Например, повысив ставку прибыли до наступления окупаемости проекта с 75 до 87,5%, Западная компания увеличивает IROR до 18,3%. Но, улучшая общие экономические показатели, эта мера все же не доводит проект до маргинальной (приблизительно 25-процентной) IROR. В нашем случае ставка прибыли в период до наступления самоокупаемости должна для Западного партнера составлять100%, чтобы величина безрисковой IROR составила 25 процентов.

Литература:

Connelly, Wm. and Krug, J.A., Evaluating oil, gas opportunities in Western Siberia - log and core data: Oil & Gas Journal, November 23,1992, pp. 97-101.

Connelly, Wm. and Krug, J.A., Evaluating oil, gas opportunities in Western Siberia C reservoir description: Oil & Gas Journal, December 7, 1992, pp. 83-85.

Krug, J.A. and Connelly, Wm., Here are consideration in evaluating Russian flow tests, reservoir performance: Oil & Gas Journal, December 28,1992, pp. 102-104.

Krug, J.A. and Connelly, Wm., Evaluating oil, gas ventures in W.Siberia: feasibility studies: Oil & Gas Journal, February 8, 1993, pp. 72-76.

Ostrander-Krug, K. and Krug, J.A., Evaluating Western Siberian oil, gas opportunities - deals: Oil & Gas Journal, February 22, 1993.

Совершенствование камеры сгорания газовой турбины с низким уровнем выбросов газообразных отходов

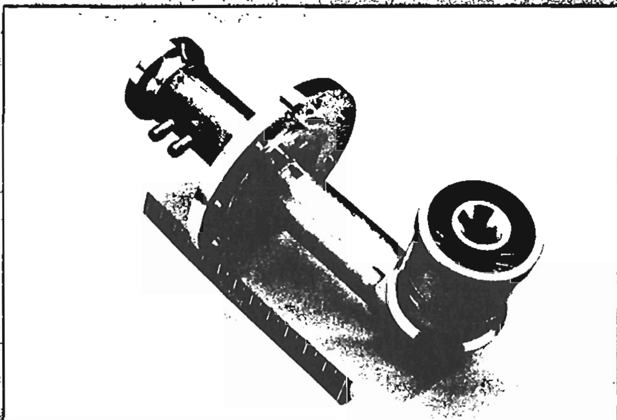


Диаграмма иллюстрирует концепцию камеры сгорания, работающей на бедной, предварительно приготовленной смеси с применением системы SoLoNox.

Примерно пять лет назад компания Солар Турбайнс начала массированные усилия по внедрению разработанной ею технологии сухого озоления с низким выбросом NO_x в производственную линейку своих газовых турбин. После проведения оценки потенциала техники сжигания с низким выбросом NO_x было решено остановиться на схеме сжигания бедной, предварительно приготовленной топливной смеси. Благодаря хорошей совместимости с разработанными Солар турбинами и способности ответить на требование снижения опасных выбросов в атмосферу, она представлялась наиболее обещающей для быстрого коммерческого внедрения. Технология сжигания бедной, предварительно приготовленной смеси была разработана компанией в предыдущие годы.

Целью этих и сегодня продолжающихся усилий было быстрое создание системы сухого озоления с низким NO_x, которая должна была стать более экономичной альтернативой впрыскиванию воды ("мокрому" сжиганию) и селективному каталитическому восстановлению (SCR). Вначале усилия разработчиков были сосредоточены на газовой турбине Солар типа "кентавр" (Centaur Type H - 5650 л. с.). Вскоре после этого начались работы по машинам Кентавр Маурус (6500 л. с.) и Кентавр Марс (14 100 л. с.). Компания существенно продвинулась вперед на этом пути, и программа создания новых систем сжигания, получившая сокращенное название SoLoNO$_x$, была расширена, включив в себя другие выпускаемые Солар турбины.

"Солар создала работоспособный коллектив, способный представить новую продукцию, затрагивающую производственные интересы всей компании, - говорит Роджер Свинтэл, менеджер программ по охране окружающей среды компании Солар. - В работу были включены все наши функциональные подразделения, чтобы обеспечить плавный переход от единственного опытного образца к массовому промышленному производству оборудования".

Технические цели, которые преследовались при создании системы сжигания бедной, предварительно приготовленной топливной смеси, включали в себя:

- Уровень выбросов (в частицах на миллион по объему - ppmv) природного газа (при 15% кислорода - O_2):

  Окись азота (NO_x) <25 ppmv (при 15% O_2);
  Окись углерода (CO) <50 ppmv (при 15% O_2)
  Несгоревший углеводород (UHC) - <50 ppmv (при 15% O_2)

- Пределы рабочей нагрузки на турбину с низким уровнем выбросов:

  80 - 100% нагрузки на блок генератора,
  50 - 100% нагрузки на насосный или компрессорный блоки.

Western Evaluation of Russian Oil & Gas Ventures

by

William Connelly, Ph.D., and Jack A. Krug, Ph.D.

February 16, 1993

Introduction

The level of interest in Russian oil and gas ventures by western companies has been high since 1990, yet the number of newly created business entities remains surprisingly low. The reasons for this appear to be four-fold.

- Western companies have difficulty understanding the Russian database, partly because of language barriers and partly because of the outmoded subsurface evaluation equipment as compared to the equipment currently being used in western countries. In an effort to assist western companies in their evaluation process, we published a five-part series titled *Evaluation of Oil, Gas Opportunities in Western Siberia* (OGJ, 11/23/92, 12/7/92, 12/28/92, 2/8/93, 2/22/93).
- Perceived or real instability of the Russian government and the ruble, and delays in establishing and enforcing uniform mineral laws, licensing procedures, and tax and fund guidelines cause western companies to be reluctant to make large financial commitments in Russia.
- Negotiated deal terms with Russian entities, both written and verbal, change from time to time for no obvious reason. Too often a western company will have a signed protocol and believe they soon will be issued a license, only to see the protocol nullified and the deal put to competitive bid or given to a Russian entity. Even after being awarded the competitive bid, terms for the license may be renegotiated, thus jeopardizing the deal's economic feasibility.
- Russians sometimes have difficulty understanding the western methodology and logic used to evaluate the Russian ventures, and vice versa.

This paper deals only with the last issue and attempts to lead the reader through the various steps of a western evaluation. Special emphasis is placed on key economic indicators we use and how these indicators are impacted by various deal structures, production delays, and tax burdens. It is envisioned by the authors that a similar paper would be written by a Russian author explaining the various steps of a Russian evaluation. A better understanding of both perspectives hopefully will lead to more efficient expedited deals.

Log and Core Data

Russian logs at times are difficult to read and digitize because the multiple log traces are not confined to specific tracts. Lateral logs we have reviewed used to evaluate Russian wells compare to laterals used in America in the 1950's and 1960's. Due to bed edge effects, chronic deep invasion, and lack of repeatability, the lateral logs cannot be used to determine true formation resistivity (Rt) with acceptable reliability. However, we find that the "6Φ1" generation induction conductivity tools measure Rt within acceptable limits even though the tools are not borehole corrected.

We use the SP log in conjunction with the 2-meter lateral log primarily for correlation purposes. The SP is also used for estimating shale volume in water saturation calculations and estimating gross sand thickness. We question the accuracy of porosity estimates based on relative SP deflection as is commonly done in Siberia.

A microlog provides the best indication of permeable and porous formation and is used to construct porosity isopach and net pay maps. Micrologs are run on most "research" wells, but unfortunately are not commonly run on "production" wells..

Second to core data, the acoustic log provides the best estimate of porosity. However the tool is an uncompensated device that has inherent problems with hole rugosity and alignment. If used carefully, the sonic porosity can be used for qualitative water saturation calculations.

We use the gamma ray log with limited success to determine shale volumes in water saturation calculations. The logs are not calibrated to a standard "API" count basis; therefore, it often is necessary to re-calibrate gamma ray logs to lithologic "standards" in the wellbore. The gamma ray is run in conjunction with a single-detector neutron on many research wells; we find no application for these neutron logs.

Logs are digitized across zones of interest and displayed in a conventional western three-tract format. Because depth shifts in excess of 10 meters are common, all logs are depth corrected after digitizing.

Because most Russian logs lack modern sophistication, core and flow test data are very important for subsurface evaluations. Core data is used for log calculations, calibration of sonic, and most importantly, for pore volume estimates of original oil-in-place (OOIP). It is important for us to inspect cores when possible to determine the extent of fracturing, the depositional environment, and the core sampling method and frequency. We find the "special core analyses" (determining "a", "m", "n", matrix travel time, etc.) and petrographic core descriptions very valuable.

In the western Siberia basin, log analyses are complicated by multi-mineralogic sands that include conductive minerals such as glauconite, micas, and pyrite, in addition to being thin-laminated shaly-sand sequences. Our saturation calculations are hampered by the lack of calibration, borehole corrections, deep invasion corrections, and by the fact there is only one useful porosity tool.

Reservoir Description

We concentrate on "research" wells rather than "production" wells because research wells include relatively complete data sets and are generally adequately located over the structures. The methodology for describing a reservoir and estimating the original oil-in-place (OOIP) is similar world-wide: 1) establish stratigraphic correlations across the field and construct porosity isopach maps; 2) construct structure maps on key horizons; 3) construct net pay maps for significant reservoirs; and 4) calculate pore volume estimates of OOIP.

Structure and Porosity Isopach Maps

After correlating electric logs from research wells, a series of restored (fault corrected) stratigraphic cross-sections are constructed across the field. Porosity isopach maps are constructed based on microlog separation. Structure maps are constructed based on "research" wells and seismic data. We find Russian seismic data adequate to define most gentle four-way closures. However in areas of complex faulting or salt tectonics, the seismic is less useful. In our experience, Russian geologists do an excellent job of constructing structure maps.

Russian base-maps are a point of frustration to westerners who are accustomed to well locations based on x-y coordinates or a grid system. If Russians could provide reliable x-y coordinates systems for all field wells, our evaluation process would be faster and more accurate. If coordinates are not provided, we must rely on the accuracy of maps which often have been distorted by reproduction and may be locally inaccurate. We always construct maps on Computer Automated Drafting (CAD) equipment, so if coordinates are not provided, we must estimate them. This x-y coordinate system is necessary for computer generated simulation studies, which many western companies require.

Net Pay Maps and OOIP Estimates

Flow tests are the best means of establishing oil-water contacts, gas-water contacts, and gas-oil contacts. If an oil-water contact is not defined, it is conventional to classify only the oil column above the lowest-known-oil (as determined by flow tests) as "proved" reserves (A, B, and C1: see Figure 1). Any potential pay below the lowest-known-oil is considered "probable" reserves (C2). The net pay maps are planimetered to determine the bulk reservoir volume.

Reservoir fluid properties are obtained from PVT analyses of fluid samples and from measurements taken during flow tests. We always compare the analytical reservoir volume factor for oil against values calculated using the Vasquez and Beggs correlations.

OOIP is calculated based on the bulk reservoir volume from net pay maps, porosity from core data, and oil saturation from log calculations. To convert from barrels of oil to metric tons, divide by 6.29 and multiply by the oil density.

Flow Tests and Reservoir Performance

The Russian practice of extensively testing wells provides some of the most important information for the evaluation of fields. Because many western engineers do not take the necessary time to understand Russian test data, much of this valuable data is not completely utilized. We find the test data invaluable and use it to determine permeability, productive index, and formation damage ratios. Our primary complaint about Russian flow tests is they are conducted without packers, thus making the wellbore storage time very long. Ideally, the tests would be run with packers and additional pressure points would be reported during all flow periods and all build-ups. Final shut-in times generally are not long enough to comfortably determine true formation pressure. Our methods for analyzing the flow test data are substantially the same as the Russian methodology.

Feasibility Studies

Drive Mechanisms and Recovery Factors

Our experience is primarily in the western Siberia basin where drive mechanisms generally are depletion and/or waterflood. It is common for western companies to run minimum case (or worst case) economics to evaluate the level of capital risk exposure in a development project. A minimum case assumes depletion drive with low production rates and low recovery factors. Primary recovery factors are estimated using material balance calculations.

Maximum case economics also are run and assume improved production rates and recovery factors through a secondary recovery pressure maintenance development program. Recovery factors for waterfloods vary depending on reservoir continuity, reservoir thickness, injection rates, well spacing, and mobility ratios.

Western companies use general guidelines for minimum pay thicknesses considered economically productive or likely to respond to waterflood. For example, reservoirs less than three meters thick may be considered unlikely to respond to water flood and therefore have depletion drive recovery factors between 7% and 10%. Similarly, reservoirs thicker than three meters may flood efficiently and have recovery factors between 20% and 35%.

Recovery factors for waterflood are estimated based on analogies with nearby mature producing fields or on reservoir simulation studies. The preferred method for preliminary studies is the analogy method. It is important for us to review production and injection histories, flood patterns, well counts, reservoir rock, and fluid characteristics in order to estimate production performance and ultimate recovery factors of analogy fields, and thereby estimate recovery factors and performance for undeveloped fields.

Sometimes a western company will anticipate significantly lower recovery factors for a field than the Russian counterpart because the western company may use a lower well density. The more closely wells are spaced, the greater the recoverable reserves for the field, but the lower the recoverable reserves for each well. Thus there is an optimum number of wells in a field which generates a maximum profit.

Development Plan and Production Forecast

Production forecast estimates for a field depends on the development plan and assumes a drilling and completion. We prefer to run two extreme case development plans for a delineated but not yet producing field: 1) A minimum number of wells which produce with a depletion drive recovery mechanism; and 2) A secondary recovery program using pressure maintenance from waterflooding and with an optimum number of production and injection wells. The first case requires less capital; however, the oil recovery is also less than the second case. The optimum case minimizes the capital expenditures while maximizing the project discounted Cashflow. The drilling schedule is based upon Russian drilling times with additional time added to anticipate mechanical breakdowns and logistical delays.

Maximizing the discounted Cashflow is strongly effected by the timing of first production and oil sales. Delays in oil sales lower all of the economic indicators. Typically construction of infrastructure requires less time than development drilling and completion of all wells in the field. Therefore, the critical path to first production is controlled by drilling and completion times. Optimizing the logistics of equipment and supply delivery has a major impact on the development schedule and the economics.

Accurately estimating costs associated with developing a Russian oil field is a difficult process because of changing tax and duty laws, import restrictions, and inflation. Costs are estimated based on western remote costs and times (e.g., Alaska and Canadian NW Territory). Thus, the western company initially evaluates the profitability of the project based on western costs. Today, Russian costs are less than western costs, so economics improve if a ruble contribution is included. Thus the results of the analysis are conservative.

Having established the OOIP, drive mechanism, recovery factor, analogy waterflood performance, and development plan, a production forecast is estimated. Figure 2 is a typical production forecast for a field in the western Siberia basin. This example production forecast illustrates how profitability is calculated.

Economic Analyses

Key Economic Indicators

Companies always have more investment opportunities than they have funds to invest, so it is important to use a set of economic indicators which objectively compare the alternative opportunities. Different opportunities can have significantly different Cashflow profiles (e.g., front-end costs and delay to first revenue), therefore suitable economic indicators must consider the time value of money (TVM).

The basis for TVM is that there always are minimal risk investments such as bonds and savings accounts available to companies. Western companies typically assume minimal risk opportunities will receive 10% interest on the investments. This 10% is termed "discount rate".

Thus, alternative business opportunities compare the project discounted Cashflow against these hypothetical minimal risk 10% investments. Since there are significant risks associated with most business ventures, especially oil and gas, the ventures need to generate yields better than the safe 10% investments.

The most common economic indicators used by western companies to evaluate and compare alternative investment opportunities are Net Present Value (NPV) Cashflow, Discounted Return-On-Investment (DROI), Internal Rate-of-Return (IROR), and Payout. Except for Payout, all of these indicators are based on the time value of money.

NPV is calculated with the following equation:

$$NPV_i = FV * (1+i)^n$$

where, FV = Future Value of Cashflow

i = discount rate

n = number of years in the future

For this discussion, we assume the discount rate is 10%, so the above equation takes the form:

$$NPV_{10} = FV * (1.10)^n$$

An example calculation compares the NPV_{10} of \$1000 received today against \$1000 received two years from today. The \$1000 received today has an NPV_{10} of \$1000, while the \$1000 received in two years has an NPV_{10} of only \$826.

A non-TVM definition of Cashflow is:

Cashflow = Revenues - Costs

"Costs" include capital costs, operating costs, taxes, fees, tariffs, etc. To calculate Discounted Cashflow, the NPV_{10} of each of the equation components are calculated. Each year of a multiple-year project is calculated separately in a spreadsheet. The resulting annual Cashflow is discounted to "day one" and is called the Discounted Cashflow. The cumulative Discounted Cashflow for the project is the NPV_{10} for the project.

Return-On-Investment (ROI) is a simple ratio of Return to Investment, plus one:

ROI = (Return / Investment) + 1

In this non-TVM definition, the ROI of a project generating $1000 cumulative Cashflow and requiring $500 Investment is 3.0. However, most oil and gas venture investments are front-end and production may not begin for several years. To account for the delay in revenues as compared to the initial capital investment, a Discounted Return-on-Investment is calculated ($DROI_{10}$). $DROI_{10}$ is a TVM form of ROI with the Cashflow (return) and the investment discounted back to "day one" of the project:

$$DROI_{10} = [(NPV_{10}\ \text{Cashflow}) / (NPV_{10}\ \text{Investment})] + 1$$

The same project generating a 3.0 ROI may generate a 1.5 $DROI_{10}$. This is an excellent economic indicator of projects.

The Internal Rate-of-Return (IROR) is a widely used economic indicator. It is calculated by discounting the annual Cashflows at various discount rates until the sum of the discounted Cashflows equals zero. The following equation is used to calculate IROR:

$$\sum_{j=0}^{L} \frac{NCF_j}{(1+i)_j} = 0$$

where, NCF_j = Net Cashflow for year j

L = life of project

i = IROR (as a fraction)

IROR is expressed as a percentage; the expected IROR for oil and gas projects ranges from 12% to 35% depending on the risks. This can be compared to the minimal risk investment of 10%.

Payout is a simple concept that does not consider the TVM. It is the amount of time (measured in months or years) that passes after project initiation until the cumulative Cashflow is zero. Note that neither the Cashflow nor the Investment are discounted.

Base Case Economics

The economics for a western Siberia project are summarized in Table 2. This is a Cashflow calculation for a field initially in a delineated stage which requires 254 additional wells to be drilled and will be placed on pressure maintenance through waterflooding. The developed field will have 143 producing wells and 111 injector wells and begin flooding as soon as the injectors are completed. Table 2 is an example of the calculations a western company may use to determine the economic feasibility of a Russian oil project. The development of the field assumes the first year is spent planning and the next six years are spent building infrastructure and drilling the producing and injection wells. The field is developed in a progression manner which allows the first oil production to begin in year two. The production rate increases as additional wells are completed and connected to the sales pipeline. A maximum production rate of approximately 11 million barrels per year is achieved in year six. Water injection is started in year four. After the oil production peaks in year six, the oil production rate exponentially declines.

Assumptions in the calculations include the cost of drilling, completing, and equipping the wells with western equipment. For this particular example, a dry-hole well cost is estimated at \$750,000, completion cost at \$250,000, and the facilities and equipment at the wellsite is \$100,000. Pipelines facilities, central treating facilities, roads and infrastructure, and environmental costs add an additional \$15.5 million. The total investment for developing the field is estimated at \$295 million. Over a 20-year production life, 120 million barrels of oil are produced. This equates to an investment of about \$2.47 per barrel of oil recovered. The calculations assume the western partner provides 100% of the capital until payout. After the project pays out, the western and Russian partners pay their proportionate share of the capital expenditures: partners each own 50% working and revenue interest in the field. The western company is capitalizing the project with loans; consequently before payout, the western partner receives 75% of the revenue interest. The calculations assume a 10% royalty, 5% reserve fund (charter), 5% research fund, 5% social fund, a combined 32% profit and excise tax, and a 4-1/2% repatriation fee. For these assumed Cashflow criteria, the payout for the project is 7.2 years, the

Internal Rate-of-Return (IROR) is 11.8%, and the project has a net Cashflow to the western partner of $130 million. This results in a discounted net Cashflow of $28 million. These economic results are not risk-adjusted.

Typically, western companies evaluate exploration and development projects on a risk-adjusted basis. Risk adjustments can take into account the uncertainty of the geology, production rates, capital costs, and production delays. If a risk-adjustment is applied to this particular example project, the IROR decreases below 10% and the payout is significantly extended. A detailed discussion of risk factors and their impact on project economics is beyond the scope of this article. As the current calculations stand with the assumed taxes, funds, investments, and revenue interests, the project is unattractive to the western investor.

Additional calculations are made for this same project to show the sensitivity of 1) export tax variations, and 2) differences in before-payout revenue interest. The results of these sensitivity calculations are shown on Figures 3 and 4. Currently the export tax is 21 European Price Units (EPU's). Figure 3 illustrates how variations in the export tax impact the IROR and the payout. As an example, if the export tax is decreased to 10%, the IROR increases from 11.8% to 31.9%, and the payout reduces from 8.6 years to 6.0 years. After applying a risk adjustment factor to the project, the 31.9% IROR decreases to 20% -25% depending upon the risk criteria being used by the company. A risk adjusted IROR of about 25% is the threshold for project approval for many western companies. For this example, these economics are favorable and the incentive is to invest in the project provided the export tax is reduced.

An alternative to decreasing the export tax in order to improve project economics is to increase the western before-payout revenue interest (Figure 4). By increasing the revenue interest, the western partner receives more Cashflow in the initial years of the project. This additional cash decreases the payout time and increases the IROR. As an example, by adjusting the revenue interest before payout from 75% to 87.5%, the IROR increases to 18.3%. While this improves the economic indicators, the project still does not meet a threshold criteria of approximately 25% IROR. For this project, revenue interest before payout must be 100% before an unrisked IROR of 25% is achieved.

References

Connelly, Wm., and Krug, J.A., Evaluating oil, gas opportunities in western Siberia -- log and core data: *Oil & Gas Journal*, November 23, 1992, pp. 97-101.

Connelly, Wm., and Krug, J.A., Evaluating oil, gas opportunities in western Siberia -- reservoir description: *Oil & Gas Journal*, December 7, 1992, pp. 83-85.

Krug, J.A. and Connelly, Wm., Here are considerations in evaluating Russian flow tests, reservoir performance: *Oil & Gas Journal*, December 28, 1992, pp. 102-104.

Krug, J.A. and Connelly, Wm., Evaluating oil, gas ventures, in W. Siberia: feasibility studies: *Oil & Gas Journal*, February 8, 1993, pp. 72-76.

Ostrander-Krug, K. and Krug, J.A., Evaluating western Siberian oil, gas opportunities -- deals: *Oil & Gas Journal*, February 22, 1993, in press.

Table 1: Comparison of Russian and Western Reserve Classification

Russia

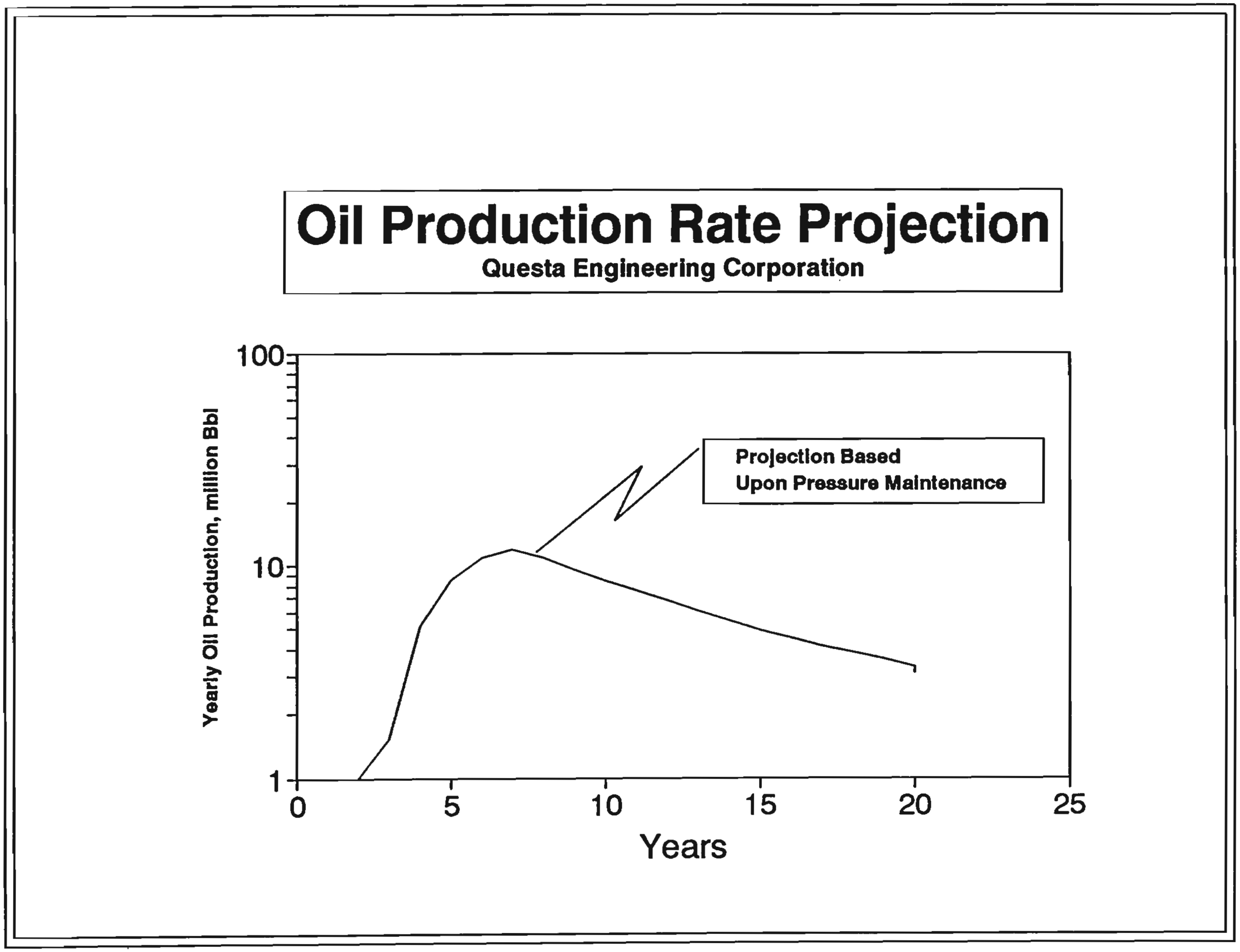
Reserves				Resources		
Explored			Preliminary	Prospective	Prognostic	
A	B	C_1	C_2	C_3	D_1	D_2

U.S.G.S.

Identified			Undiscovered	
Demonstrated		Inferred	Hypothetical	Speculative
Measured	Indicated			

S. P. E.

Proven			Probable	Possible
PDP	PDNP	PUD		



Production forecast for West Siberia example field.

Figure 2

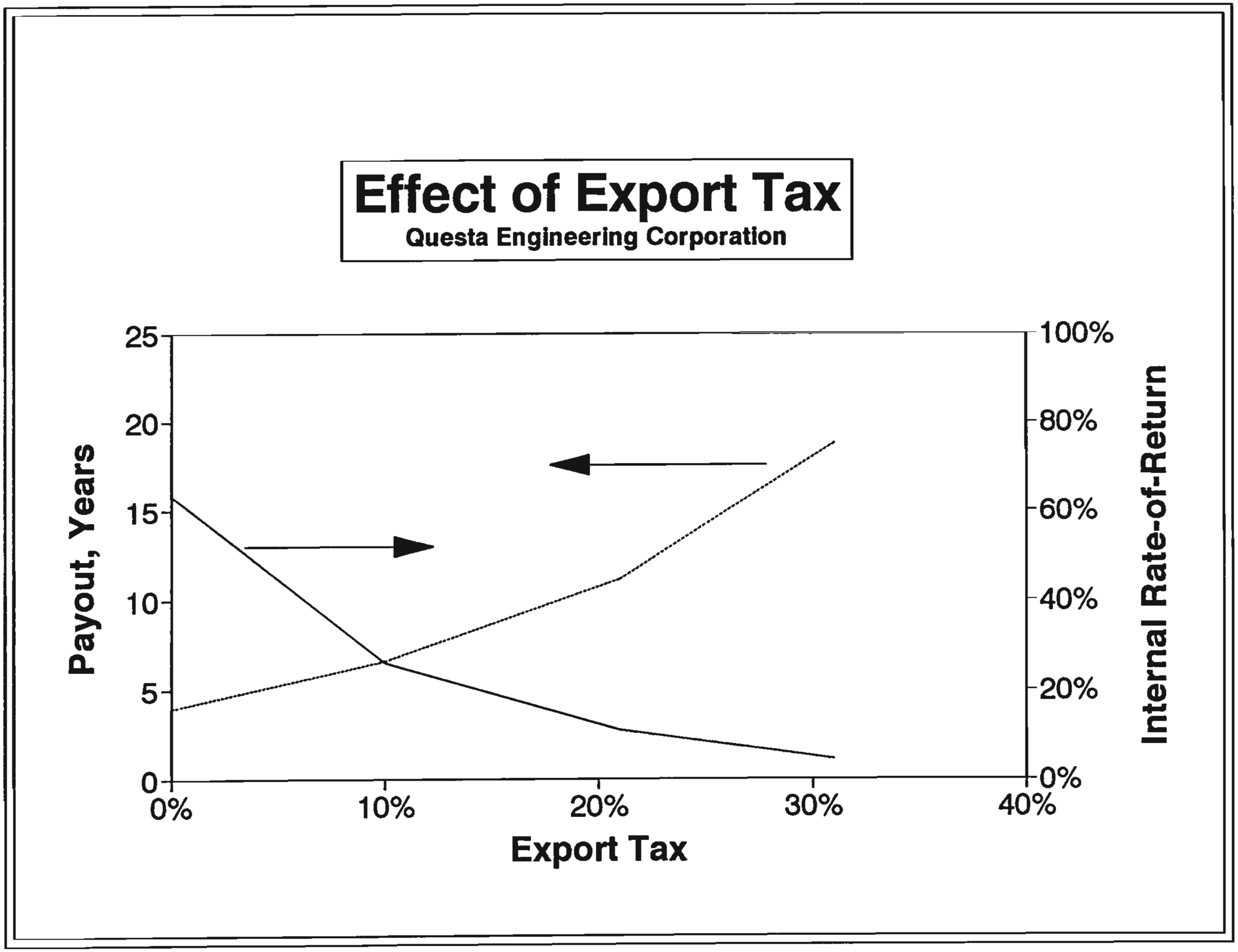


Figure 3: Sensitivity of economics to export tax.

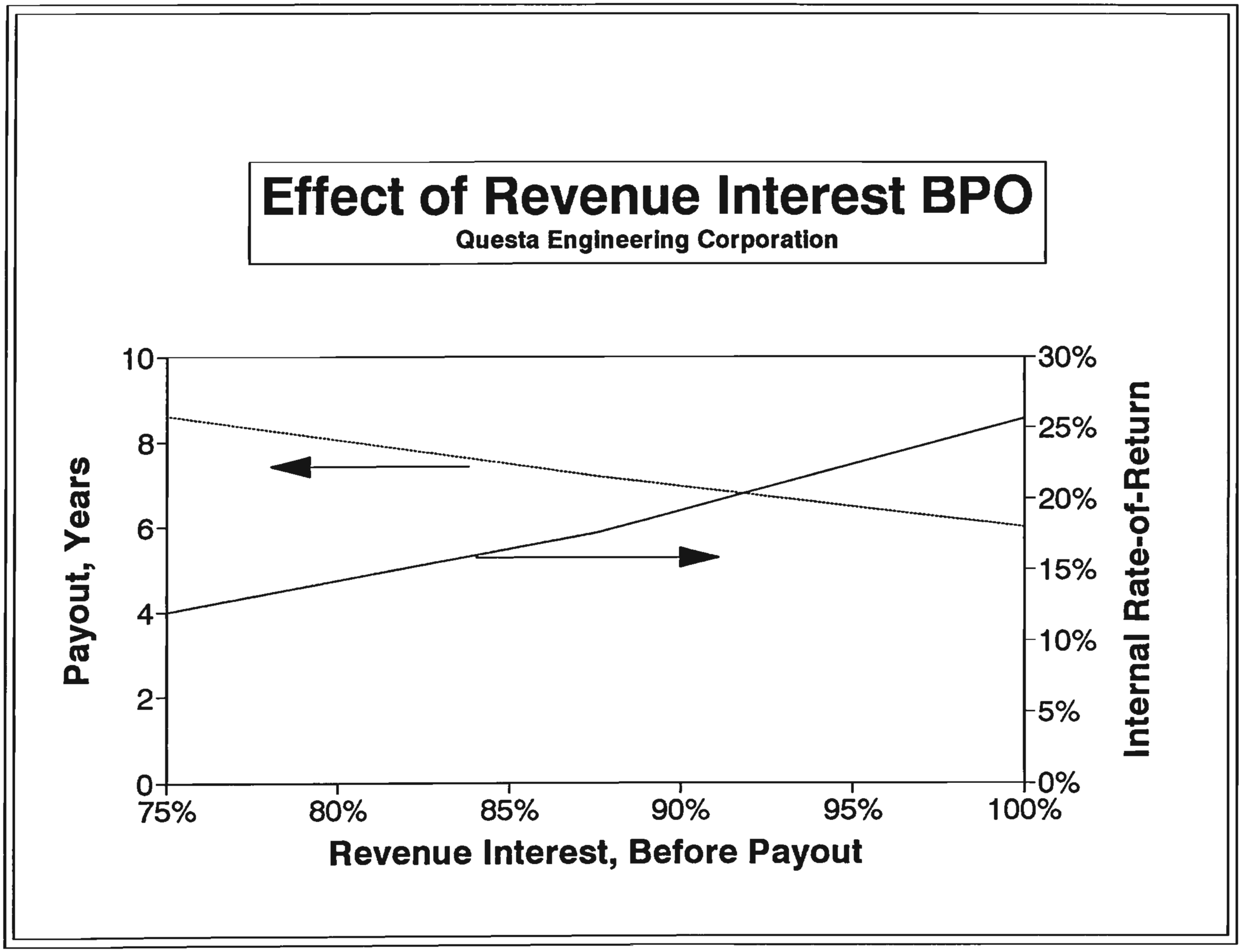


Figure 4: Sensitivity of economics to Revinue Interest Before Payout.