مجله تحقیقات اقتصادی / شماره ۷۶ / آذر و دی / صفحات ۱۸۲- ۱۵۷

مدل‌سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارایهٔ مدل بهینه‌سازی قرارداد در ایران

محمدرضا مقدم
دکترای اقتصاد انرژی mr_moghaddam@yahoo.com

محمد مزرعتی
دکترای اقتصاد mo_ mazraati@yahoo.com
تاریخ دریافت: ۸۵/۷/۲ تاریخ پذیرش: ۸۵/۱۱/۲۶

چکیده

صنعت نفت ایران برای توسعهٔ بخش‌های پائین و بالادستی، نیاز به سرمایه‌گذاری (حدود ۵۰ میلیارد دلار تا سال ۱۱۴۰۰) دارد. گرچه با قیمت‌های بالای نفت در شرایط کنونی بخشی از این منابع مالی از فروش نفت قابل تامین است، اما به هر حال استفاده از سرمایه‌گذاری خارجی به‌منظور جذب تکنولوژی و تسریع برنامه‌های سرمایه‌گذاری نیز ضروری به نظر می‌رسد. طی یک دههٔ اخیر، ایران تلاش کرده است که با معرفی قراردادهای بیع متقابل۲، بخشی از سرمایهٔ مورد نیاز و تکنولوژی مناسب را به خدمت صنعت نفت بگیرد. در این قراردادها، پرداخت‌های مربوط به سرمایه‌گذاری و سود سرمایه‌گذاری طی یک دورهٔ کوتاه، از محل فروش تولیدات آن پروژه انجام می پذیرد.

در این مقاله، جنبه‌های مختلف قرارداد بیع متقابل مورد تحلیل قرار می‌گیرد و مقایسه‌ای با شیوه مشارکت در تولید نیز انجام می‌شود. روش مدل سازی ریاضی شیوهٔ قراردادهای بیع متقابل، شرایط بهتری را برای ارایهٔ تحلیل‌های فنی و اقتصادی فراهم می‌کند. قرارداد بیع متقابل، به شیوهٔ ریاضی فرمول بندی می‌شود، تا قابلیت مقایسهٔ پذیری با دیگر شیوه‌های سرمایه‌گذاری را داشته باشد. هم‌چنین، از طریق مدل برنامه‌ریزی ریاضی، امکان بهینه سازی شرایط قراردادهای بیع متقابل، امکان پذیر می‌شود.

طبقه بندی JEL: D86.

کلید واژه: قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت در تولید، ایران، فرمول بندی قراردادهای نفتی، برنامه‌ریزی ریاضی، بهینه‌سازی در قرارداد.

۱- مطالعه اصلاح ساختار شرکت ملی نفت ایران ۱۳۸۴.

۲- به قراردادهایی که منابع سرمایه گذاری شده از محل خرید محصولات تولیدی آن پروژه بازپرداخت می‌شوند قرارداد Buy Back می‌گویند.

۱- مقدمه

شرکت ملی نفت ایران به عنوان یک شرکت عملیاتی زیر نظر وزارت نفت، توسعه و بهره‌برداری از ذخایر نفت و گاز را به عهده دارد. ایران، که دومین دارندهٔ ذخایر نفت در جهان است و ذخایر عظیم گاز را نیز در اختیار دارد، بی‌شک برای توسعهٔ فعالیت‌های بخش نفت، بی نیاز از سرمایه‌گذاری شرکت‌های بین‌المللی نفتی نیست. همکاری و تعامل شرکت‌های ملی نفت با شرکت‌های بین‌المللی برای دریافت تجارب جهانی، یک امر اجتناب ناپذیر است. آن‌چه حائز اهمیت است، نوع و شیوهٔ همکاری بین شرکت‌های ملی و تجاری بین‌المللی است. قراردادهای نفتی مورد استفاده در سطح بین‌المللی چندان متنوع نیستند. در بسیاری از کشورهای جهان، از قراردادهای مختلف مشارکت در تولید استفاده می‌شود، اگرچه اصول کلی حاکم بر آن‌ها یکسان است.

این امر دربارهٔ قراردادهای بیع متقابل نیز صادق است. گرچه اصول کلی قراردادهای بیع متقابل یکسان است، اما هر یک از آن‌ها می‌تواند با توجه به جزئیات و محتوی قرارداد از دیگری متمایز شود. در نتیجه، فهم متقابل و مذاکرات متعدد طرفین مذاکره در طول دوران سرمایه‌گذاری اخیر در صنعت نفت، قراردادهای بیع متقابل تکمیل‌تر شده است. در عین حال، هنوز چالش هایی برای دو طرف قرارداد وجود دارند، که می‌توانند به عنوان ریسک در نظر گرفته شوند. به عنوان مثال، شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار می‌تواند به‌صورت بالقوه در معرض ریسک قیمتی قرار گیرد. این شرکت، گرچه از افزایش شدید قیمت نفت بهره ای نمی برد، اما درصورت سقوط قیمت نفت به زیر قیمت مفروض و توافق شده، زیان می بیند. از آن‌جا که مقادیر هزینه‌های بانکی[1]، جبران خدمات[2] و باز پرداخت اصل سرمایه طبق یک جدول زمان‌بندی مشخص پرداخت می‌شود، در صورتی‌که قیمت‌ها به سطح خیلی پایینی کاهش یابند، بخشی از این پرداخت‌ها، به زمان دورتر موکول می‌شود. در چنین وضعیتی، سرمایه‌گذار بین‌المللی به‌دلیل دریافت دیر هنگام هزینه، فرصت زیادی را متحمل می‌شود. در صورت بروز چنین وضعیتی، می‌توان نشان داد که نرخ بازده سرمایه‌گذاری برای سرمایه‌گذار خارجی کاهش می یابد، در حالی‌که در وضعیت کلی، نرخ بازده طرح برای شرکت ملی نفت ایران تغییر چندانی ندارد.

1- Bank Charges.
2- Remuneration.

از گفته‌های شرکت‌های نفتی دربارهٔ قراردادهای بیع متقابل این طور استنباط می‌شود که شرکت‌های بین‌المللی نفتی رغبت زیادی برای قراردادهای بیع متقابل نشان نداده اند، چرا که این قراردادها، سبب شده که شرکت‌های بین‌المللی نفتی وظیفهٔ یک پیمان‌کار را به عهده بگیرند. مطابق با شرایط قرارداد، پس از توسعهٔ میدان و شروع تولید، پروژه به‌طور کامل به شرکت ملی نفت تحویل می‌شود. در چنین وضعیتی، منافع مادی شرکت بین‌المللی نفتی در سرمایه‌گذاری بلند مدت در مخزن با محدودیت مواجه می‌شوند. البته در چنین شرایطی، تولید بهینه و حداکثرسازی ضریب بازیافت مخزن در بلند مدت، موضوع اساسی و تعیین کننده در غیاب پیمان‌کار خواهد بود، که می بایستی به آن توجه جدی شود. ضمن این‌که در بلند مدت و یا حتی در طی مدت پیمان نیز، قادر نیست ذخیرهٔ نفتی میدان مورد قرارداد را در حساب ذخایر خود منظور کند، زیرا منظور کردن ذخایر هیدروکربوری تا سبب بهبود قیمت سهام این شرکت‌ها در بازارهای مالی بین‌المللی می‌شود و شرکت را در وضعیت رقابتی بهتری نسبت به رقبای تجاری قرار می‌دهد. زمانی‌که شرکت‌های بین‌المللی نفتی، در سرمایه‌گذاری از قرارداد مشارکت در تولید (PSA)[1] استفاده می‌کنند، به راحتی می‌توانند از این مزایا بهره‌مند شوند (Bindemann,1999).

دیدگاه‌های مختلفی به نفع و یا برضد قراردادهای بیع متقابل وجود دارد. از یک منظر، وجود انگیزه‌های کافی برای سرمایه‌گذاری خارجی و ریسک عملیاتی کم، این اعتقاد را به وجود آورده است، که شیوهٔ بیع متقابل روش جذابی است. از منظر مخالفان، برای طرف ایرانی، شرایط بسیار غیر عادلانه و برای طرف پیمان‌کار فاقد جذابیت کافی و به طور عمده، برای شرکت‌های تجاری نفتی می دانند.

این مقاله، در بخش دوم، به چالش‌های پیش روی شرکت ملی نفت ایران پرداخته و آخرین وضعیت قراردادهای بیع متقابل را مرور می‌کند. در بخش سوم، قرارداد بیع متقابل از شکل توصیفی، تحلیل و به شکل ریاضی مدل سازی می‌شود و برای اولین بار، تفاوت یک مدل بیع متقابل و مدل ارزیابی طرح از دید سرمایه‌گذار بین‌المللی، به شکل ریاضی تبیین می‌شود. در بخش چهارم، شبیه‌سازی قرارداد بیع متقابل انجام پذیرفته و مقایسه‌ای با قراردادهای مشارکت در تولید به عمل می‌آید. در بخش پنجم، به کمک مدل برنامه‌ریزی ریاضی، امکان دست یافتن به بهینهٔ اول در قراردادهای بیع متقابل با

1- Production Sharing Agreement.

داده‌های فرضی، ولی نزدیک به واقعیت، برای یکی از میدان های نفتی مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲- چالش‌های پیش رو و مرور نتایج پروژه‌های بیع متقابل

۲-۱- چالش‌ها

بخش انرژی ایران، نیازمند یک برنامهٔ جامع، یک‌پارچه و سازگار، بر مبنای برنامه‌ریزی استراتژیک است. در شرایط کنونی، باوجود تلاش های فراوان طی سال‌های اخیر، هم‌چنان انرژی به‌صورت غیرکارامد مصرف می‌شود که این امر، سبب رشد سریع مصرف شده و انرژی در دسترس برای صادرات را شدیدا" تحت تاثیر خود قرارداده است. در یک اقتصاد وابسته به نفت، رشد سرسام آور مصرف داخلی نفت و گاز، که به‌صورت غیر اقتصادی انجام می‌پذیرد، دارای اثرات کوتاه مدت و بلند مدت مخرب بر اقتصاد است.

در شرایط فعلی، بسیاری از میدان های نفتی ایران عمر زیادی دارند. تولید، در شرایط نیمهٔ دوم عمر میادین انجام می‌گیرد و در بسیاری از مخازن روند نزولی را آغاز کرده و یا آغاز خواهد کرد. واقعیت‌ها، نشان می‌دهند که در صورت عدم تلاش مداوم و پی‌گیر و سرمایه‌گذاری به‌موقع، هم‌زمان با هرزروی نفت و رفتار غیر بهینه با مخازن، تولید نفت نیز کاهش یافته و روند درامد ارزی نزولی می‌شود. (Groenendaal,1998,Van Groenendaal & Moghaddam, 2002). ظرفیت جاری تولید نفت ایران، حدود ۴/۲ میلیون بشکه در روز است. پیش‌بینی می‌شود که در صورت عدم سرمایه‌گذاری جدید و عدم اجرای پروژه‌های افزایش ضریب بازیافت، ظرفیت تولید روند کاهشی یابد (Shell, 2003, IIES,2003) و این، در شرایطی است که ارقام ضریب برداشت در مخازن نفتی جهان، به‌طور عمده در حال افزایش‌اند.

از آن‌جائی‌که ایران به عنوان یکی از اعضای بنیان‌گذار اوپک، تمایل داردکه در اوپک باقی مانده و هم‌چنان به عنوان یک عامل مهم در بازارهای جهانی نفت عمل کند، لازم است سهم خود در تولید اوپک را حفظ کند. حفظ سطح تولید و یا افزایش آن، از نظر داخلی نیز برای ایران اهمیت زیادی دارد. وزارت نفت ایران و شرکت ملی نفت ایران، در برنامه‌های میان‌مدت و بلند مدت خود، هدف‌های بالاتر تولیدی را منظور کرده‌اند. سطح تولید مورد انتظار و هدف گذاری شده در بلندمدت، حدود ۷ میلیون بشکهٔ نفت، به

همراه میعانات و مایعات گازی در روز، بوده است (Mirmoezi,2004) که می‌تواند سهم ۱۴ درصدی تولید ایران در اوپک را در بازارهای جهانی حفظ کند. براساس پیش بینی‌های بلند مدت انرژی، که توسط سازمان های مختلف ارایه شده است (EIA,2005,IEA,2004,OPEC,2004)، تقاضای نفت در جهان افزایش خواهد یافت و بنابراین، برای چنین سطح تولیدی، به‌طور حتم بازار خوبی وجود خواهد داشت. ایران می‌تواند سهم خود در بازارهای جهانی نفت را حفظ کند. برای رسیدن به این سطح تولید، حداقل ۵۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری برای فعالیت‌های بالادستی صنعت نفت مورد نیاز خواهد بود (میر معزی، ۱۳۸۲). این رقم شامل نیازهای سرمایه‌گذاری برای دیگر بخش های انرژی، یعنی گاز، برق وفعالیت های میان دستی نمی‌شود. سؤال مهم این است که، با توجه به شرایط خاص سیاسی ایران، براساس کدام چارچوب‌های حقوقی و قراردادی، بخش نفت قادر خواهد بود سرمایهٔ کافی از بازار مالی جهانی را جذب کند؟ آیا واقعاً قراردادهای فعلی بیع متقابل قادراند که منافع ایران را حداکثر و نیز انگیزهٔ کافی برای سرمایه‌گذاران بین الملل فراهم کنند و آن‌ها را به سرمایه‌گذاری در بخش نفت ایران ترغیب کنند؟ این تردید که قراردادهای بیع متقابل می‌توانند هم برای شرکت ملی نفت ایران و هم شرکت‌های بین‌المللی نفتی حالت غیر بهینه[1] داشته باشند، ضمن آن‌که قراردادهای بیع متقابل را در داخل دچار چالش کرده، امکان جذب سرمایه‌گذاری خارجی را نیز در بخش نفت در هاله‌ای از ابهام فرو برده است.

به هر حال، با توجه به این‌که قراردادهای بیع متقابل، کل عمر مخزن را در نظر نمی‌گیرند، در صورتی‌که طرح توسعه در فاز اول در قالب یک برنامه بلندمدت و جامع دیده نشود به دلیل فقدان مکانیزم ملزم به تعهد دیگری در غیاب به‌کارگیری پیمانکار، برداشت و تولید بهینه از مخزن با تردید مواجه می گردد و ضریب بازیافت می‌تواند وضعیت نامناسب داشته باشد. به همین دلیل، تغییر محتوی قراردادهای بیع متقابل، برای حفظ بلند مدت منافع مخزن، به طوری‌که هم انگیزهٔ سرمایه‌گذاری را بیشتر کرده و هم از بهره‌برداری زیر سطح بهینه جلوگیری کند، می‌تواند مورد توجه قرار گیرد. ذکر این نکته ضروری است، که ایران در شرایط کنونی و در وضعیت سیاسی و اقتصادی خاصی به سر می‌برد، زیرا در صورت تثبیت شرایط سیاسی در عراق و فراهم شدن فرصت‌های سرمایه‌گذاری جدید در آن کشور، ایران به طور نسبی در حاشیهٔ

1- Sub – optimal.

سرمایه‌گذاری خارجی قرار خواهد گرفت و نباید فراموش کرد که تحریم‌های اقتصادی آمریکا نیز می‌تواند این وضعیت را بغرنج تر کند. از سوی دیگر، حتی در صورت حذف تمامی ریسک‌های سیاسی فوق، ماهیت قابل بحث و غیر مدون قراردادهای بیع متقابل، می‌تواند زمینهٔ اجتناب ناپذیر فسادهای مالی و یا انحراف‌های ناخواسته[1] را فراهم کند، که این موضوع، منجر به تقابل های سیاسی داخلی و موضع گیری های بعدی سیاسی شده و امکان تداوم جذب سرمایه‌گذاری‌های نفتی را بسیار دشوار می‌کند.

بنابراین، لازم است که قراردادهای نفتی ایران با هر نامی که خوانده می‌شوند، به صورت شفاف فرموله و براساس سیستم‌هایی با مقبولیت جهانی، طراحی شده باشند، که خطرات فساد مالی در نتیجهٔ مذاکرات طولانی را به حداقل ممکن برسانند. گرچه ممکن است محتوی یک قرارداد خاص بسته شده بین دو شرکت، محرمانه باشد، اما فرمولاسیون و ساختار قراردادها بایستی شفاف و در معرض نقد محققان قرار گیرند، تا زمینهٔ بهبود و تکامل آن‌ها نیز در تضارب افکار فراهم شود.

بزرگ‌ترین چالش سیستم قراردادی و حقوقی بخش نفت ایران، این است که چارچوب های قراردادی، بهینه‌سازی توسعه و استخراج بلند مدت میدان‌های نفتی را تضمین نمی‌کند و در برخی موارد به صورت پروژه‌های جداگانه مورد توجه سیاست‌گذاران قرار گرفته است. بدون تردید، بهبود چارچوب‌های حقوقی و قراردادی، یکی از مهم‌ترین چالش‌های پیش روی صنعت نفت ایران است. در بخش پنجم، روش بهینه‌سازی یک پروژه خاص بیع متقابل مورد بحث قرار می‌گیرد.

قبل از فرموله کردن قراردادهای بیع متقابل، اطلاعات برخی از پروژه‌های بیع متقابل مورد بررسی قرار می‌گیرد، تا در یک تحلیل مقایسه‌ای چگونگی تغییر محتوی این قراردادها طی زمان مشخص شود.

۲-۲- مرور نتایج پروژه‌های بیع متقابل

اولین قرارداد به شیوهٔ بیع متقابل، بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت آمریکائی کونوکو[2]، بسته شد. این قرارداد قبل از اجرائی شدن، به دلیل تحریم برضد ایران توسط آمریکا و در زمان ریاست جمهوری کلینتون، ملغی شد. شرکت نفتی فرانسوی توتال[3]، با شرایط متفاوت، قرارداد کونوکو را امضا کرد و در عمل، ولین پروژه از این نوع را عملیاتی

1- Moral hazardous.
2- Conoco oil company.
3- Total.

کرد. با توجه به توافق دولت وقت آمریکا و فرانسه و تفاهم شیراک و کلینتون، مبنی بر چشم پوشی از تحریم شرکت‌های نفتی فعال فرانسوی در ایران، به تدریج مشارکت شرکت‌های فرانسوی و اروپائی در توسعهٔ فعالیت‌های نفتی، بیشتر شد (Katzman, 2003).

با حضور شرکت‌های نفتی متعدد و نیز بروز برخی مخالفت‌های داخلی برای ناکارامدی قراردادهای بیع متقابل، به تدریج محتوی این قراردادها بهبود یافت، به طوری‌که میزان نرخ بازدهی کل مورد انتظار برای شرکت‌های نفتی، قدری کاهش یافت. به علاوه، ریسک سقوط قیمت‌های نفتی نیز به عهدهٔ شرکت‌های سرمایه‌گذار گذارده شد. جداول ۱ و ۲ ضمیمهٔ مقاله، وضعیت پروژه‌های بیع متقابل را ارایه می‌کنند. کل سرمایه‌گذاری منظور شده برای پروژه‌های افزایش تولید نفت، برابر ۳/۵ میلیارد دلار است، که انتظار می رود سطح تولید را به میزان ۴۰۷/۶ هزار بشکه در روز و طی سال‌های ۲۰۰۵- ۱۹۹۹، افزایش دهد. همان‌گونه که جدول ۱ نشان می‌دهد توسعهٔ فازهای اول تا هشتم میدان گازی پارس جنوبی، نیازمند ۷/۲ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری و ۶/۵ میلیارد دلار پرداخت کارمزد (پاداش) و هزینه‌های بانکی است، که در مجموع مبین تعهدی معادل ۱۳/۷ میلیارد دلار برای اقتصاد کشور است. این ارقام، نشان‌دهندهٔ بازپرداخت ۸۴/۳ درصدی برای سرمایهٔ اولیهٔ به کار رفته در پروژه‌ها، براساس ارزش جاری پول است.

جدول ۱- قراردادهای بیع متقابل در میدان پارس جنوبی

شرح واحد	سرمایه‌گذاری اولیه میلیون دلار	IRR هدف گذاری شده درصد (٪)	هزینه‌های بانکی میلیون دلار	جبران خدمات (پاداش) میلیون دلار	بازپرداخت[1] روی اصل سرمایه (ROC) درصد (٪)
فاز اول	۷۳۰	---	۸۰	۱۳۰	۲۸/۸
فاز دوم و سوم	۲۰۱۲	---	۸۰۷	۱۴۰۰	۱۰۹/۷
فاز چهارم و پنجم	۱۸۹۶	۱۳/۹۴	۸۲۵۵	۱۰۷۴	۱۰۰/۲
فاز ششم و هفتم و هشتم	۲۶۵۰	۱۲	۱۰۱۰	۱۲۲۴	۸۴/۳

ماخذ: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی ، ۱۳۸۲، گزارش انرژی ایران در سال ۲۰۰۳

۳- مدل سازی قراردادهای بیع متقابل

۱-۳- قراردادهای بیع متقابل غیر مقید

قرارداد بیع متقابل، قراردادی است که در آن بازپرداخت به سرمایه‌گذار، به صورت از قبل تعیین شده انجام می‌پذیرد و در عین حال، محدودیت‌هایی برای نحوهٔ بازپرداخت پاداش (جبران خدمات) و هزینه‌های بانکی در نظر گرفته می‌شود (Wells, 2002). شروع بازپرداخت اصل، بهره و پاداش سرمایه‌گذار، بلافاصله بعد از به ثمر رسیدن طرح و تولید از آن طرح است و پرداخت‌ها براساس جداول تنظیمی توافق شده انجام می‌گیرند. برای راحتی انجام پرداخت‌ها و عدم دخالت دادن شرکت سرمایه‌گذار در امور بازاریابی محصولات تولیدی، معمولاً طی یک قرارداد تنظیمی، بازاریابی و فروش محصولات به عهدهٔ شرکت ملی نفت ایران گذارده شده و پرداخت‌های تعهد شده، از محل فروش محصولات انجام می‌گیرد. یکی از محدودیت‌های اساسی این قرارداد، این است که پرداخت‌های انجام گرفته به سرمایه‌گذار، نبایستی از درامدهایی که از توسعهٔ طرح به دست آمده‌اند، بیشتر شود. در واقع، این فلسفه وجودی این‌گونه قراردادهاست، که به‌طور عمده در بخش صنعت و برای تولیدات صنعتی مورد استفاده قرار می‌گرفتند. در

1- Return (Money of the Day) or RAPEX.

واقع پرداخت به سرمایه‌گذار، از محل تولیداتی است که عایده آن از فعالیت جدید ایجاد کرده است :

در هر قرارداد بیع متقابل نفتی ایران، موارد زیر به صراحت مشخص می‌شوند :

- توزیع سرمایهٔ اولیه (CAPEX)[1] در طول دوران توسعهٔ میدان
- پاداش (جبران خدمات سرمایه‌گذار)
- هزینه‌های بانکی
- جدول توزیع اصل سرمایه، هزینه‌های بانکی و پاداش
- محدودیت‌های مربوط به پرداخت‌ها و سایر تبصره‌های فنی

پاداش پرداختی به سرمایه‌گذار، در واقع، جبران خدمات سرمایه‌گذار برای انجام فعالیت‌های مهندسی، تجهیز و سفارش خرید تجهیزات مورد نیاز و ساخت[2] تامین مالی پروژه و انتقال تکنولوژی توافق شده است. به علاوه، هزینه‌های بانکی نیز به سرمایه‌گذار پرداخت می‌شوند. مقدار این هزینه، به نحوه چگونگی بازپرداخت اصل سرمایه و نیز نرخ‌های توافق شده بستگی دارد. از آن‌جائی‌که نرخ بازده مورد نظر سرمایه‌گذار خارجی در یک سطح مشخصی تعیین شده، جدول‌بندی سایر عوامل (بازپرداخت اصل سرمایه، هزینه‌های بانکی و پاداش) براساس مذاکره بین طرفین قرارداد انجام می‌پذیرد. به همین دلیل، جداول بازپرداخت‌ها در هر یک از پروژه‌های بیع متقابل، می‌توانند از دیگری متفاوت باشد.

برای دست‌یابی به سطح مورد انتظار نرخ بازده داخلی[3]، ارزش خالص پروژه، برابر با صفر در نظر گرفته می‌شود. در واقع، نرخ به‌دست آمده، نرخی از بهره است که هزینه‌ها و درامدهای حال شدهٔ پروژه با هم برابر شده‌اند. نرخ بهرهٔ وام قرض گرفته شده، باید تفاوت معناداری از این نرخ داشته باشد، تا پروژهٔ اقتصادی و سودآور تشخیص داده شود. مثلا" اگر نرخ بهرهٔ بانکی ۵ درصد و نرخ بازده داخلی ۱۵ درصد باشد، می‌توان نتیجه گرفت که اختلاف ۱۰ درصدی، مبین وضعیت سودآوری خوبی برای پروژه است.

$$NPV = \sum_{t=0}^{T} \frac{-A_t}{(1+r)^t} + \sum_{i=t+1}^{T} \frac{(B_i + C_i + D_i)}{(1+r)^i} = 0 \qquad (۱)$$

که At، همان هزینه‌های سرمایه‌گذاری (CAPEX) در سال t بوده و فعالیت

1- Capital Expenditure.
2- Engineering, Procurement and Construction (EPC).
3- Internal Rate of Return.

سرمایه‌گذاری T+1 دوره (سال) طول می‌کشد. در رابطهٔ (۱)، حرف B_i معرف هزینه‌های بانکی، C_i، پاداش سرمایه‌گذار و D_i، بازپرداخت اصل سرمایه است. r نیز بیان‌گر نرخ بازدهٔ داخلی پروژه (IRR) است و i، زمان پرداخت به سرمایه‌گذار خارجی است. از آن‌جا که معمولانرخ بازده مورد انتظار برای سرمایه‌گذاری خارجی، در سطح مشخصی، مثلا" ۱۴ یا ۱۵٪ در نظر گرفته می‌شود[۱]، بنابراین، با تعیین جداول توزیع سرمایه‌گذاری اولیه و نیز جدول پرداخت‌های مربوط به پاداش، هزینه‌های بانکی و اصل سرمایه (در مذاکرات بین طرفین قرارداد)، در نهایت رابطهٔ (۱) برقرار می‌شود. براورد نرخ بهره برای محاسبهٔ هزینه‌های بانکی، براساس نرخ بین بانکی لندن یا اصطلاحاً " لیبر "[۲] و با لحاظ درصدی به عنوان ریسک انجام می‌گیرد.

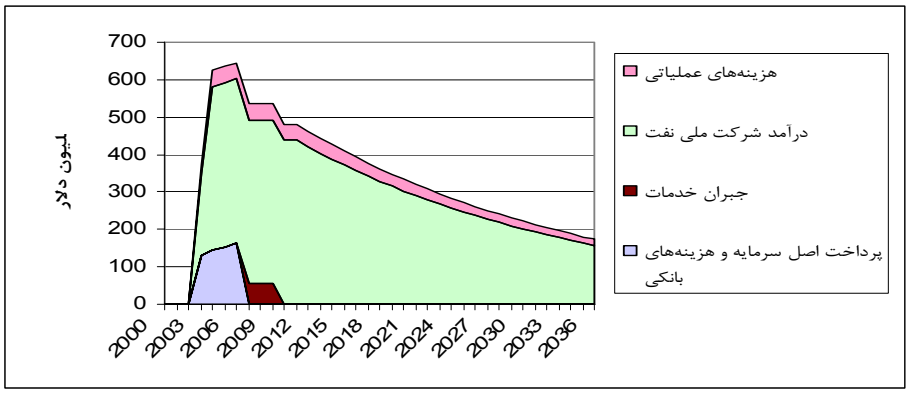
در شکل کلی و عمومی قرارداد، معمولاً محدودیتی مشاهده نمی‌شود. اما در قراردادهای اخیر، برخی محدودیت‌ها دربارهٔ نحوهٔ پرداخت زمانی‌که قیمت‌های نفت از حد خاصی پائین‌تر می‌آید، منظور شده‌اند. به‌عبارت دیگر، بازپرداخت‌ها می‌توانند برای مدتی به تعویق انداخته شوند. نامکفی بودن درامدهای ناشی از طرح، می‌تواند به‌دلیل عدم تولید مکفی از پروژه نیز باشد. به عنوان مثال، در یک پروژهٔ افزایش ضریب بازیافت یا بهره‌برداری ثانویه، ممکن است هدف پیش‌بینی شده در تولید، مطابق انتظار حاصل نباشد. در این صورت، بازپرداخت‌ها می‌توانند با تأخیر انجام گیرند، که این امر، ریسک کاهش نرخ بازده را برای سرمایه‌گذاری خارجی به همراه دارد. به علاوه، میزان هزینه‌های سرمایه‌ای (CAPEX) توافق شده نیز نبایستی افزایش یابند و در صورت بروز چنین وضعیتی، شرکت ملی نفت ایران تعهدی برای جبران آن هزینه‌ها ندارد. در صورتی‌که با صرفه‌جوئی و ابتکار شرکت سرمایه‌گذار، هزینه‌های سرمایه‌ای کاهش یابند و این کاهش کم‌تر از ۱۰ درصد باشد، به تناسب میزان کاهش، میزان پاداش پرداختی کم‌تر می‌شود. و چنان‌چه میزان کاهش بیشتر از ۱۰ درصد باشد، میزان پاداش و نیز هزینه‌های بانکی بازپرداختی به میزان درصد کاهش یافته کم‌تر می‌شود.

براساس رابطهٔ (۱)، می‌توان ادعا کرد که عمده زمان مذاکرات مالی قراردادهای بیع متقابل، صرف توافق بر سر IRR و توزیع درامدها (مقدار پول وارد شده به پروژه) طی دوره (معمولاً بین ۷ تا ۱۰ سال) پس از بهره‌برداری از پروژه می‌شود. مقدار پاداش یا

۱- مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، معاونت بررسی، امکان‌سنجی اقتصادی و مالی طرح‌ها.

2- London Interbank Bank Offered Rate (LIBOR).

جبران خدمات سرمایه‌گذار در دامنهٔ ۵۰ تا ۶۰ درصد CAPEX قرار دارد، که در طول دورهٔ توافق شده براساس مقادیر معین در هر سال پرداخت می‌شود. معمولاً بازپرداخت اصل سرمایه (CAPEX) از اولویت بالایی نسبت به هزینه‌های بانکی و اصل سرمایه برخوردار است و پرداخت‌های مربوط به پاداش و هزینه‌های بانکی در انتظار بهبود وضع درآمدی پروژه باقی می‌مانند. از ابتدای تولید پروژه، به میزان ۴۰ درصد درامد به شرکت ملی نفت ایران تعلق می‌گیرد و بقیه به پرداخت اصل سرمایه، هزینه‌های بانکی و پاداش اختصاص می‌یابند. نمودار ۱، توزیع درامد پروژه را به صورت نمایشی برای یک قرارداد بیع متقابل فرضی نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که هزینه‌های عملیاتی[1] تا پایان عمر تولید مخزن در نظر گرفته می‌شود و که شرکت ملی نفت ایران متقبل می‌شود.



نمودار ۱- توزیع درامد پروژه در یک قرارداد بیع متقابل

با پایان یافتن توسعهٔ میدان و شروع تولید، شرکت سرمایه‌گذار بین‌المللی پروژه را در اختیار شرکت ملی نفت ایران قرار می‌دهد. از زمان تحویل پروژه به شرکت ملی نفت ایران، همهٔ مسئولیت‌ها از سرمایه‌گذار خارجی سلب می‌شود. از آن‌جا که شرکت سرمایه‌گذار بین‌المللی برای مدت طولانی در پروژه حضور ندارد و نمی‌تواند از بهینه کردن تولید در طول عمر مخزن بهره ببرد، می توان ادعا کرد که هیچ تضمینی برای برقراری یک شیوهٔ بهینه برای توسعهٔ میدان وجود ندارد. به‌خصوص موقعی که یک میدان نفتی به چند بلوک مشخص تقسیم می‌شود و سپس بلوک‌های مختلف به

1-OPEX.

سرمایه‌گذاران مختلف بـه صـورت جداگانـه واگـذار مـی‌شـود، امکـان صـرفه جـویی در CAPEX کم‌تر می‌شود. در حالی که ممکن است ادغام بلوک‌ها و واگـذاری آن بـه یـک سرمایه‌گذار در یک طرح جامع، بتواند منافع اقتصادی بیـشتری را نـصیب کـشور کنـد. چنان‌چه طبق یک قرارداد بیع متقابل، تکنولوژی منتقل شود و مسیر تولید نفـت و گـاز نیز براساس اصول مهندسی مخزن و با بهترین وجه انجام گیرد، در این صورت، می‌تـوان ادعا کرد که یک قـرارداد بیـع متقابـل مـی‌توانـد حـداکثر منـافع ممکـن را در توسـعه میدان‌های نفتی ایجاد کند. این‌که آیا واقعاً چنین شرایطی می‌تواند حاصل شـود، مـورد بحث و بررسی قرار دارد.

۲-۳- قرارداد بیع متقابل مقید[1]:

قرارداد بیع متقابل مقید، قدری پیچیده تر از قراردادهای معمول بیع متقابـل اسـت. در این قرارداد، شرکت سرمایه‌گذاری خارجی در معرض ریسک قیمت قـرار دارد و ایـن موضوع، می‌تواند سبب کاهش IRR تعیین شده شود. البته احتمال وقوع چنین ریـسکی بسیار پائین است. در واقع، این ریسک را بیشتر باید ریسک مکفی بـودن درامـد پـروژه[2] نامید. در شرایطی که درامد کافی برای بازپرداخت‌ها وجود نداشـته باشـد، میـزان IRR انتظاری شرکت سرمایه‌گذار خارجی کاهش مـی‌یابـد. رابطـهٔ (۲)، جریـان نقـدی[3] یـک سرمایه‌گذاری در قیمت و مسیر تولید نفت معین و مشخص را ارایه می‌کند.

$$NPV = \sum_{t=0}^{T} \frac{-A_t + \sum_{J=1}^{J} \left(P_{jt} Q_{jt} - OC_t - T_t\right)}{(1+r)^t} \qquad (۲)$$

که در آن P_t و Q_t به ترتیب بیان‌گر قیمت و مقـدار محـصول تولیـدی (نفـت)، OC_t، هزینه‌های عملیاتی و T_t میـزان مالیـات در دورهٔ t اسـت. انـدیس j، معـرف محـصولات مختلفی (مانند نفت خام، گاز، مایعات گازی، گـوگرد و .....) اسـت کـه ممکـن اسـت در پروژه تولید شوند. در زمان T، فرض می‌شود که مخزن به مرحلهٔ نهـایی خـود رسـیده و برای احیاء تولید، نیاز به سرمایه‌گذاری مجدد و فشار افزایـی دارد. البتـه بهبـود ضـریب بازیافت و نجات مخزن، معمولاً خیلی قبل‌تر از پایان عمر مخزن انجام می‌گیـرد. زمـان بهینه مربوط به سرمایه‌گذاری برای بهبود فشار مخـزن و افـزایش طـول عمـر و ضـریب

1- Constrained Buy Back Contract.
2- Income Adequacy Risk.
3- Cash – flow.

بازیافت مخزن، یک امر کاملاً فنی بوده و با بررسی رفتار تولیدی مخزن و شرایط مخـزن و نیز شبیه‌سازی رفتار مخزن توسط مهندسان مخزن تعیین می‌شود. تعدیلات مربوط به این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها و اثرات آن بر جریان نقدی پروژه، در این مقاله مورد توجه قرار نگرفته است. میزان مالیات براساس رابطهٔ سادهٔ زیر محاسبه می‌شود:

$$T_t = \lambda\left[P_J + Q_{jt} - OC_t - D_t\right] \qquad (۳)$$

که در آن، D_t، ذخیرهٔ استهلاک و λ، نرخ ثابت مالیات است (نرخ مالیات بر سود در ایران، ۲۵ ٪ است). در قراردادهای مقید بیع متقابل، مقدار بازپرداخت، مقید به بخشی از درامدهای حاصل از پروژه است. برای مثال، اگـر در رابطـهٔ (۴)، ضـریب φ برابـر بـا ۶۰ درصد باشد، آن‌گاه $(B_t + C_t + D_t)$ در معادلهٔ (۱)، زمانی بـه سـرمایه‌گـذار بـین‌المللـی پرداخت می‌شود، که رابطهٔ زیر بین درامدهای خالص پروژه و پرداخت بـه سـرمایه‌گـذار بین المللی برقرار باشد:

$$\varphi\left[\Sigma_{J=0}^{J} P_{jt} Q_{jt} - OC_t - T_t\right] \geq \left(B_t + C_t + D_t\right) \qquad (۴)$$

چنان‌چه رابطهٔ (۴) همواره برقرار باشد، نرخ بازده IRR تـوافقی بـرای سـرمایه‌گـذار خارجی نیز تضمین خواهد شد. در غیر این‌صورت، برخی از پرداخـت‌هـای برنامـه‌ریـزی شده به تأخیر انداخته می‌شود و از آن‌جا که این تأخیری جبران نمـی‌شـود، نـرخ IRR واقعی کم‌تر از نرخ توافقی خواهـد شـد. همـان‌گونـه کـه از رابطـهٔ (۴) مـشخص اسـت، متغیرهای P_{tj} , Q_{tj} , OC_t، متغیرهای تصادفی‌انـد، کـه مـی‌تواننـد منـشأ ریـسک بـرای سرمایه‌گذاران خارجی باشند، اگرچه Q_{tj}، تا حدودی تحت کنتـرل سـرمایه‌گـذار و بهـره بردار قرار دارد، اما همیشه این چنین نیست و ممکن است در برخی موارد، مسیر تولیـد براساس تغییر رفتار مخزن، متفاوت از مسیر انتظاری باشد.

براساس رابطهٔ (۴) و دیگر جزئیات ذکر شده، نتیجه گرفته می شود که قراردادهـای بیع متقابل، سرمایه‌گذار خارجی را با ریسک‌های زیر مواجه می‌سازند:

- ریسک قیمت
- ریسک تولید، براساس مسیر انتظاری تولید
- ریسک هزینه‌های عملیاتی، پس از تحویل به شرکت ملی نفت ایران
- کاهش یا توقف تولید، به دلیل بروز حادثهٔ غیرمترقبه
- تأخیر پیش‌بینی نشده در فاز ساخت و تجهیز (در مرحلهٔ توسعه)

البته ریسک‌ها فقط متوجه کشور میزبان (شرکت ملی نفت ایران)اند، از جمله:

- نابهینگی[1] در طراحی مهندسی و مسیر تولید، توسط سرمایه‌گذار، به منظور کسب درامدهای احتمالی بیشتر برای پروژه و بازپرداخت سریع‌تر اصل، پاداش و هزینه‌های بانکی.
- تخمین بیش از حد[2] CAPEX، به منظور به دست آوردن پاداش و مخارج بانکی بیشتر، گرچه برای کنترل این امر تبصره‌ها و بندهایی توسط شرکت ملی نفت منظور می‌شوند.
- عدم یک‌پارچگی فعالیت‌های بالادستی و نیز از بالادستی تا میان دستی (مثلا" توسعهٔ میدان گازی، انتقال گاز به ساحل، فراوری گاز و مصرف در واحدهای تبدیل)

مواردی که اشاره شد، به سادگی قابل کمی سازی نیستند. از این‌رو در مدل نیز لحاظ نشده‌اند.

۴- شبیه‌سازی قراردادهای بیع متقابل

به منظور ارزیابی موارد مطرح شده در بخش ۳، قرارداد بیع متقابل برای یک میدان گازی شبیه‌سازی شده است. داده‌ها و فروض مورد استفاده در این شبیه‌سازی، از منابع مختلف جمع‌آوری شده‌اند. بسیاری از اطلاعات از منابع رسمی منتشر شده توسط وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های سرمایه‌گذار گرفته شده‌اند. به هر حال، اطلاعات هر یک از قراردادها، تبصره‌ها، فروض، محدودیت‌ها و جداول پرداخت، از دیگر قراردادها متفاوت‌اند و به همین دلیل، اطلاعات مربوط به توسعهٔ یکی از فازهای میدان گازی پارس جنوبی در نظرگرفته شده است. جدول ۲، داده‌های مربوط به توسعهٔ یک فاز میدان را در بر دارد. برای هر یک از اطلاعات، توضیحی ارایه شده، که بیان‌گر فروضی است که برای شبیه‌سازی منظور شده‌اند و ممکن است تفاوت هایی جزیی با قرارداد تنظیمی داشته باشند، اما این تفاوت، تأثیری بر تحلیل و نتایج به‌دست آمده و متدولوژی به کار رفته ندارد.

جدول ۲- داده‌های مورد استفاده در یک قرارداد بیع متقابل برای توسعه یک فاز میدان گاز پارس جنوبی

1- Sub optimality.
2- Over-estimation.

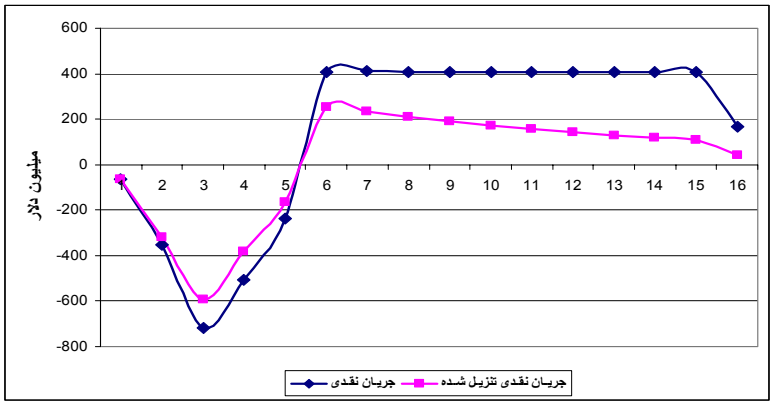
شرح / واحد	مقدار	واحد سنجش	توضیح
هزینه‌های سرمایه‌گذاری[۱] CAPEX	۱۸۸۰	میلیون دلار	از زمان شروع توزیع به صورت ۳٪ ، ۱۹٪ ، ۳۸٪ ، ۲۷٪ و ..... است.
پاداش (جبران خدمات)[۲]	۱۱۴۰	میلیون دلار	۶۰ درصد CAPEX
هزینه‌های بانکی	۱۲۴۲	میلیون دلار	LIBOR 6/5% +1%
IRR هدف گذاری شده	۱۲/۵	درصد	تولید برای ۲۰ سال ، بعد از ۱۰ سال تولید کاهش می‌یابد و ۲۵ ..... می‌رسد.
گاز تولیدی [۱]	۵۰	میلیون متر مکعب در روز	تعدیل فقط به پایین ممکن است.
تولید مایعات گازی[۱]	۸۰	هزار بشکه در روز	
تولید گوگرد[۱]	۱۴۰	۱۰۰۰ تن در سال	
قیمت گاز	۴۰٪ + ۱٪ (Brent -۱۵) =	در میلیون BTU	قیمت پایه ۱۵ دلار برای هر بشکه نفت برنت
قیمت مایعات گازی	Brent +۱ =	در هر بشکه	
قیمت گوگرد	۱۵	در هر تن	

ماخذ: وزارت نفت ایران (۱۳۸۱)- داریوش (۱۳۷۹)

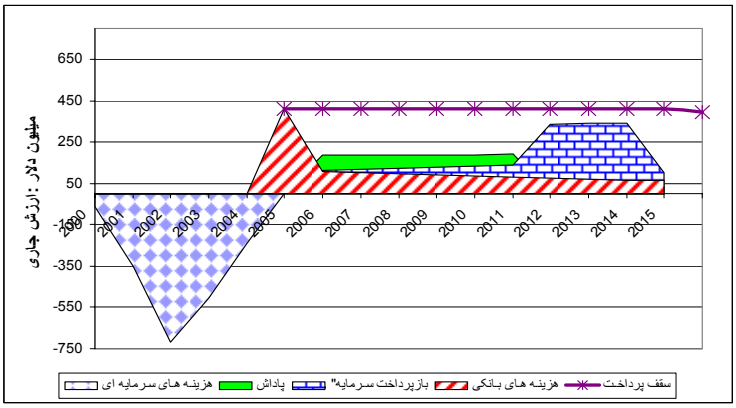
براساس رابطهٔ ۱، جدول پرداخت‌ها برای شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذاری شبیه‌سازی می‌شود. به علاوه، برای کل عمر تولیدی این پروژه نیز، محاسبات اقتصادی انجام می‌پذیرند. در واقع، در این حالت، فرض می‌شود که شرکت ملی نفت ایران، به عنوان یک شرکت عملیاتی، از سوی وزارت نفت توسعهٔ این فاز از میدان را به عهده گرفته و تا انتهای عمر تولیدی، این فاز را در اختیار دارد. در این حالت، طرح قرارداد بیع متقابل به روش عمومی و رایج، مورد ارزیابی اقتصادی قرار می‌گیرد. این شبیه‌سازی، کمک بسیاری به تحلیل‌های مقایسه‌ای می‌کند. شبیه‌سازی برای پروژه برای کل عمر تولید نیز، براساس رابطهٔ (۲) انجام می‌پذیرد.

نمودار (۲)، جریان نقدی شرکت بین‌المللی نفتی را براساس نرخ تنزیل ۱۰٪ و (براساس IRR ۱۲/۵٪)، برای این پروژه نشان می‌دهد (فرض شده است که تهیه وام از منابع بین‌المللی حدوداً ۱۰٪ هزینه دارد). نمودار (۳)، توزیع ممکن پاداش هزینه‌ای بانکی و بازپرداخت اصل سرمایه را برای شرکت بین‌المللی نفتی نشان می‌دهد. این هزینه‌ها، نبایستی بزرگ‌تر از مقداری باشند که شرکت ملی نفت ایران تعیین کرده

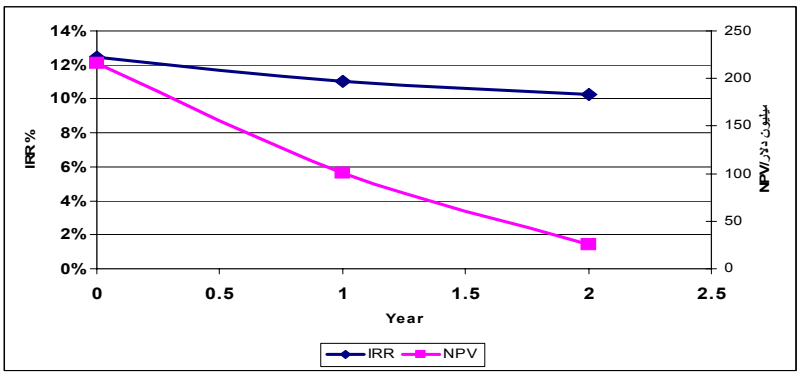
است. در رابطهٔ (۴)، این سطح محدودکننده مشخص شده است. جدول توزیع انواع پرداخت‌ها (پاداش، هزینه‌های بانکی و اصل سرمایه) نیز براساس مذاکره و توافق طرفین تنظیم می‌شود (آن‌چه در این‌جا ارایه شده است، نمونه‌ای از یک جدول توافق شده بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار است). از آن‌جا که میزان IRR معین و ثابت است، نحوهٔ پرداخت اقلام سه‌گانه به دلخواه و براساس تمایل طرفین می‌تواند به‌نحوی تنظیم شود، که نرخ IRR مورد نظر به دست آید. ممکن است، برخی شرکت‌ها ترجیح دهند که پاداش و هزینه‌های بانکی را ابتدا دریافت کنند و یا بالعکس، اصل سرمایه را زودتر دریافت کنند. این امر، بستگی به استراتژی شرکت سرمایه‌گذار بین‌المللی در تنظیم سیاست‌های پرداخت مالیات و یا برنامه‌ریزی‌های مربوط به پروژه‌های در دست اقدام دیگرش دارد. شرکت‌هایی که به نقدینگی بالا برای شروع پروژه‌های جدید نیاز دارند، ترجیح می‌دهند که ابتدا و سریع‌تر اصل سرمایهٔ خود را بازپس گیرند.



نمودار ۲- جریان نقدی و جریان نقدی تنزیل شده برای شرکت بین‌المللی، در قرارداد بیع متقابل گاز



نمودار ۳- پرداخت اصل سرمایه، پاداش و هزینه‌های بانکی به شرکت بین‌المللی، در قرارداد بیع متقابل

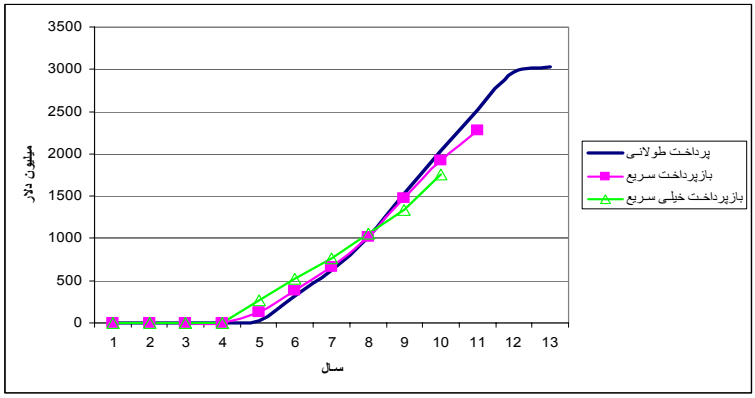


نمودار ۴- اثر تغییرات قیمت نفت بر IRR پروژه و IRR شرکت بین‌المللی، در یک قرارداد بیع متقابل گاز

در این پروژهٔ خاص، بازده مربوط به سرمایهٔ به کار رفته با پول جاری[1] بـرای شـرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار، برای یک دورهٔ ۱۰ ساله، برابر با ۱۲٪ است. ارزش حـال خـالص پروژه با نرخ تنزیل ۱۰ درصد، برابر ۲۱۶ میلیون دلار است. اثرات ریسک‌هـای قیمتـی و تأخیر در توسعه و بهره‌برداری، بر جریان نقدی شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار نیـز قابـل شبیه‌سازی است. ریسک قیمتی از رابطهٔ (۴) نشأت می‌گیرد. جایی که بازپرداخت‌ها بـه دلیل ناکافی بودن درامد پروژه برای مدتی به تعویق بیافتد، هرگونه تـأخیر پـیش بینـی نشده در مرحلهٔ توسعهٔ طرح، موجب تأخیر در کسب درامدهای طرح می‌شود. ایـن امـر، سبب می‌شود که پرداخت به شرکت سرمایه‌گذار بین‌المللی بـا تـأخیر انجـام پـذیرد. تـا زمانی‌که قیمت‌ها (نفت، گاز و دیگر فرآورده‌های جانبی) در سطح مناسـبی قـرار دارنـد، سقف تعیین شده توسط شرکت ملی نفت هیچ‌گونه اثری بـر بازپرداخـت‌هـا نـدارد. اگـر قیمت‌ها به حدی کاهش یابند که درامد طرح بـرای پرداخـت کـافی نباشـد، تـأخیر در بازپرداخت‌ها سبب کاهش IRR تعیین شدهٔ شرکت سرمایه‌گذاری بین‌المللی مـی‌شـود. حال وضعیتی را در نظر بگیرید که قیمت‌ها شدیداً افزایش یافتـه انـد. در ایـن صـورت، شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار مطابق جدول تنظیمی مورد پرداخت قرار می‌گیرد و IRR مورد توافق حاصل می‌شود. افزایش قیمت، IRR پروژه را افـزایش مـی‌دهـد. بـه‌عبـارت دیگر، رفتار IRR پروژه و IRR سرمایه‌گذار بین‌المللی به صورت غیرقرینه عمل می‌کنـد. نمودار ۴، این وضعیت را به‌خوبی نشان می‌دهد. البته احتمال بروز چنین وضعیتی بسیار پائین است.

نمودار ۵، وضعیتی را نشان می‌دهد که شرکت بین‌المللی سرمایه‌گـذار بـه هردلیلـی (محدودیت‌های گمرکی، ناهماهنگی بخش داخلی بر انجام فعالیت‌هـای واگـذار شـده و نارسایی در طراحـی مهندسـی و .....)، قـادر نباشـد طـرح را طبـق جـدول زمـان‌بنـدی پیش‌بینی شده به اتمام برساند. از آن‌جاکه در این حالت نیز جدول پرداخت بـه تعویـق می‌افتد، نرخ بازده داخلی طرح نیز برای سرمایه‌گذار بین‌المللی کـاهش یابـد. در چنـین شرایطی، ارزش حال خالص پروژه نیز برای سرمایه‌گذاری خارجی کاهش می‌یابد.

1- Return on Employed Capital (ROEC) Money of the day.



نمودار ۵- حداقل سازی باز پرداخت به سرمایه‌گذار خارجی، در قرارداد بیع متقابل نفت

۵- بهینه‌سازی نرخ بازده پروژه، با استفاده از قرارداد بیع متقابل غیر مقید[1]

در شرایطی که هدف شرکت ملی نفت ایران حداکثر سازی نرخ بازده داخلی پروژه باشد، می‌توان با در نظر گرفتن یک نرخ بازده مشخص برای سرمایه‌گذار بین‌المللی (مثلاً IRR = ٪ ۱۵/۹)، به این هدف نایل آمد. با استفاده از برنامه‌ریزی خطی، می‌توان با معرفی محدودیت‌های مورد نظر و لغو محدودیت مربوط به سقف درآمد پروژه برای بازپرداخت (λ)، زمان بازپرداخت را طوری تنظیم کرد، که حداکثر مقدار IRR برای کل پروژه حاصل شود. این هدف در شرایطی مناسب است، که شرکت ملی نفت ایران حداکثر شدن نرخ بازده داخلی طرح را در اولویت بیشتری از حصول نقدینگی بیشتر برای فعالیت‌های دیگر در نظر بگیرد. در شرایطی که قیمت‌های نفت و گاز در سطح بالایی قرار دارند، چنین هدفی می‌تواند منطقی باشد، چرا که با حداقل سازی زمان پرداخت‌ها، از پرداخت هزینه‌های بانکی بیشتر خودداری می‌شود. در واقع، زمانی‌که دولت فرصت‌های اقتصادی با سود آوری بیشتر از نرخ تنزیل مورد استفاده در پروژه نداشته باشد، لازم است که قراردادهای بیع متقابل به این صورت بهینه‌سازی شوند. برای این منظور، اطلاعات سرمایه‌گذاری یک میدان نفتی در نظر گرفته شده و بهینه‌سازی قرارداد بیع متقابل انجام می‌پذیرد.

1- Unconstrained Buy Back Contract.

اکنون با استفاده از برنامه‌ریزی چند هدفه، بهینه‌سازی قرارداد بیع متقابل، مدل‌سازی می‌شود. در این مدل، هدف مدل حداکثر کردن نرخ بازده داخلی کل پروژه و نیز حداقل کردن کل مقدار مطلق (ارزش جاری) بازپرداخت‌ها به سرمایه‌گذاری خارجی است. توابع هدف در روابط (۵) تا (۷)، به صورت ریاضی بازنویسی شده‌اند. قیود این مساله، شامل مواردی است که مختصرا" توضیح داده می‌شوند.

طبق رابطهٔ (۸)، ارزش خالص حال طرح برای کل دورهٔ بهره‌برداری و بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی، برابر صفر قرار داده شده است. در این رابطه، در واقع نرخ بازده داخلی طرح (r^n) مجهول است. طبق رابطهٔ (۹)، ارزش خالص حال سرمایه‌گذاری برای سرمایه‌گذار خارجی، برای یک مقطع معین نشان داده شده است. از آن‌جاکه نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذار خارجی معین است (مثلا" در سطح ۱۵٪)، مدل می‌تواند با تخصیص مقادیر متعدد برای B_t , C_t , D_t، مقدار حداکثر نرخ بازده کل پروژه را به دست دهد. این امر، در واقع از طریق پرداخت زودتر بازپرداخت‌ها ممکن می‌شود. طبق رابطهٔ (۱۰)، کل سرمایه‌گذاری انجام شده، برابر با کل بازپرداخت اصل سرمایه است. طبق رابطهٔ (۱۱)، مقدار بازپرداخت در هر دوره، هرگز نباید از درصدی از مجموع کل درامد خالص پروژه که شرکت ملی نفت با شرکت سرمایه‌گذار توافق می‌کند، بیشتر باشد. مقدار ϕ در سطح نزدیک به یک، تعریف می‌شود. با استفاده از این مدل، می‌توان به راحتی نرخ بازده کل طرح را به حداکثر رساند. در عین حال، به معنای پرداخت حداقل به سرمایه‌گذار خارجی بوده و در شرایطی است که سرمایه‌گذار خارجی، هم‌چنان از سطح معین نرخ بازده داخلی خود (مثلا" ۱۵ ٪) برخوردار است.

توابع هدف

$$r^N \; Max \qquad (۵)$$

$$NPV^N \; Max \qquad (۶)$$

$$TRP = \sum_{t=T+1}^{K} \left(B_t + C_t + D_t\right) \; Min \,, \; K=T_1+R \qquad (۷)$$

توابع قید

$$\sum_{t=T1+1}^{K} \frac{(B_t + C_t + D_t)}{(1+r^N)^t} = \sum_{t=T1+1}^{T} \frac{\sum_{J=1}^{J} (P_{jt} - \varphi_{jt} - OC_t)}{(1+r^N)^t}$$

$$\sum_{t=1}^{T1} \frac{(A_t)}{(1+r^I)^t} = \sum_{t=T1+1}^{K} \frac{(B_t + C_t + D_t)}{(1+r^I)^t} \qquad (۹)$$

$$\Sigma_{t=1}^{T1} A_t = \Sigma_{t=T1+1}^{K} D_t \qquad (۱۰)$$

$$(B_t + C_t + D_t) \leqslant \phi\left(\sum_{J=1}^{J} P_j + \varphi_{jt} - OC_t\right) \qquad (۱۱)$$

$$\sum_{t=T1+1}^{T1} C_t \geqslant \eta \sum_{t=1}^{K} A_t \qquad (۱۳)$$

$$B_t \geqslant 0, C_t \geqslant 0, D_t \geqslant 0, A_t \geqslant 0, P_{jt} \geqslant 0, Q_{jt} \geqslant 0, OC_t \geqslant 0, \eta, 1 \geqslant \phi \succ 0, 1 \succ \eta \succ 0$$

که در آن $T1$, TRP , NPV^N , r^N, r^I، به ترتیب نرخ بازده داخلی پروژه برای سرمایه‌گذار خارجی، نرخ بازده داخلی برای کل پروژه (برای شرکت ملی نفت ایران)، کل بازپرداخت، زمان توسعه طرح (سرمایه‌گذاری) است. در ضمن، k، شمارش‌گر دوره‌های بازپرداخت به سرمایه‌گذار بین‌المللی است و چون درصد مشخصی از سرمایهٔ اولیه را به عنوان پاداش یا جبران خدمات سرمایه‌گذار در نظر می‌گیرند، η، عددی بین صفر و یک است. مقدار پاداش و یا جبران خدمات از طریق مذاکره برای حصول، نرخ بازده معین برای سرمایه‌گذاری خارجی (r^I) تعیین می‌شود. T نیز مبین دورهٔ کل بهره‌برداری از پروژه است. جدول (۳)، بازپرداخت قرارداد بیع متقابل برای توسعهٔ یکی از میدان‌های نفتی کشور را در شرایطی که بتوان مقدار بازپرداخت‌ها را به صورت متفاوتی تخصیص داد، نشان می‌دهد. سرمایه‌گذاری مورد نیاز، ۳۵۷۹/۸ میلیون دلار است، که قرار است طی ۸ سال تأمین شود. اکنون بسته به این‌که سطح تولید چگونه تغییر داده شود و یا این‌که قید مربوط به بازپرداخت یعنی ϕ، برداشته شود، می‌توان صرفه‌جویی‌های اقتصادی زیادی را ملاحظه کرد. در شرایط بازپرداخت بر مبنای تولید اولیه، کل بازپرداخت ۶۶۱۲/۳ میلیون دلار (یعنی ۱۸۴/۷ درصد) سرمایه‌گذاری اولیه است. این در حالی است که با در نظر گرفتن ۱۰ درصد افزایش تولید نسبت به مقدار پایه، میزان بازپرداخت به سطح ۱۶۳ درصد سرمایهٔ اولیه کاهش می‌یابد. به همین ترتیب، با در نظر

گرفتن بازپرداخت براساس ۲۰ درصد افزایش تولید نسبت به برنامهٔ اولیه، میزان کل بازپرداخت تنها ۱۴۹ درصد سرمایهٔ اولیه خواهد بود، که نشان دهندهٔ پرداخت تنها ۵۰٪ بالاتر از سرمایهٔ اولیه است که بابت هزینه‌های بانکی و پاداش پرداخته می‌شود. این سناریو، می‌تواند با لغو محدودیت سقف بازپرداخت (ϕ) عملی شود. در این صورت، می‌توان حداقل پرداخت مطلق را بابت هزینه‌های بانکی و پاداش به سرمایه‌گذار خارجی پرداخت کرد. در واقع، این امر، از طریق تخصیص مجدد مبالغ بازپرداخت، عملی می‌شود. با مراجعه به نمودار (۵)، می‌توان مشاهده کرد که بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی، چگونه به حداقل می‌رسد. میزان پرداخت، به زمان های بازپرداخت مرتبط است. زمان، هزینهٔ فرصت پول را نشان می‌دهد. هرچه هزینهٔ فرصت پول در اقتصاد ایران پایین‌تر باشد، به معنای آن است که بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی بایستی سریع‌تر انجام شود. در گزینهٔ بازپرداخت سریع، ملاحظه می‌شود که کل میزان بازپرداختی، کم‌تر از ۲ میلیارد دلار است، درحالی‌که در بازپرداخت سناریوی پایه و رایج کنونی، میزان حدود ۳ میلیارد دلار خواهد بود.

۶- نتیجه‌گیری

بدون تردید، تعامل با شرکت‌های بزرگ بین‌المللی، می‌تواند منافع زیادی برای کشور میزبان داشته باشد، مشروط به این‌که، چارچوب‌های حقوقی، قانونی و مبناهای قراردادی کاملاً شفاف، هدفمند و صریح باشند. شیوه‌های قراردادی که مذاکرات طولانی به همراه دارند، نشان دهندهٔ ضعف چارچوب حقوقی و مبناهای محاسباتی و فنی قراردادهایند. قراردادهای بیع متقابل، که تا کنون نقش بسیار زیادی در رونق فعالیت‌های بالا دستی نفت ایران داشته‌اند، از این کمبود رنج می‌برده‌اند. البته، استفاده از شیوه‌هایی هم‌چون بیع متقابل، اجتناب ناپذیر است، چراکه تفسیر قانون اساسی، استفاده از دیگر شیوه‌ها را مجاز نمی‌داند. در چنین شرایطی، لازم است که سیاست‌گذاران انرژی کشور، "استراتژی بهِینهٔ دوم" را که شامل تکمیل و بروز دادن قراردادهای بیع متقابل است، دنبال کنند. مقالهٔ حاضر، گامی در جهت فرموله کردن این قراردادها است. اگرچه اصول کلی قراردادهای بیع متقابل یکسان، است اما هر یک از آن‌ها می‌تواند با توجه به جزئیات و محتوی قرارداد، از دیگری متمایز شود. در نتیجهٔ فهم متقابل و مذاکرات متعدد طرفین مذاکره در طول دوران سرمایه‌گذاری اخیر در

صنعت نفت، قراردادهای بیع متقابل کامل‌تر شده‌اند. در عین حال، هنوز چالش‌هایی برای دو طرف قرارداد وجود دارند، که به عنوان ریسک در نظر گرفته می‌شوند. شواهد نشان می‌دهند که شرکت‌های بین‌المللی نفتی، رغبت زیادی برای قراردادهای بیع متقابل نشان نداده‌اند، چرا که این قراردادها، سبب شده که شرکت‌های بین‌المللی نفتی، وظیفهٔ یک پیمان‌کار را به عهده بگیرند.

هم‌چنین در این مقاله، مطالعهٔ موردی قرارداد بیع متقابل برای یک میدان گازی، شبیه‌سازی شده است. با استفاده از برنامه‌ریزی چند هدفه، بهینه‌سازی قرارداد بیع متقابل مدل‌سازی شد و هدف مدل، حداکثر کردن نرخ بازده داخلی کل پروژه و نیز حداقل کردن کل مقدار مطلق (ارزش جاری) بازپرداخت‌ها به سرمایه‌گذاری خارجی در نظر گرفته شد. با مقایسهٔ گزینه‌های بازپرداخت سریع و بازپرداخت معمولی، مشخص شد که با افزایش هزینهٔ فرصت پول، بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی بایستی دیرتر انجام شود. هم‌چنین، هر گونه تغییر در نرخ بازدهی انتظاری برای هر یک از طرفین، نظام متفاوتی از بازپرداخت‌ها را برای قرارداد پیشنهاد می کند.

جدول ۱ ضمیمه: پروژه‌های بیع متقابل افزایش بازیافت نفت

نام میدان	شروع و پایان	شرکت سرمایه‌گذار	سرمایه‌گذاری (MM$)	نفت قابل بازیافت (MM$)	تولید تراکمی	افزایش تولید (بشکه در روز)
سروش و نوروز	1999-2003	Shell Exploration B.V.	799	1.05	24.76 MM bbl	50942
بلال	1999-2003	Elf petroleum Iran, Bow Valley Iran Ltd, AGIP Iran B.V	169	0.117	1.38 MM bbl	21334
درود	1999-2004	Total FinaElf AGIP	540	2.5	4.96 MM bbl	14434
سلمان	2000-2005	PetroIran	850	0.450	15.9 MM bbl	16649
دارخوین	2001-04(I)06(II)	AGIP Iran B.V.	548	-	-	50000(I); max 160000(II)
مسجد سلیمان	2002-2004	NESCO & Sheer Energy	70.2	-	-	20000
فروزان و اسفندیار	2003-2005	PetroIran	395.7	0.343(F) & 0.11 (E)	316 MM bbl	69000
نصرت و فرزام	2000-2003	PetroIran	160	0.259(F)	3.4 MM bbl	5278
کل	-	-	3500	-	-	407637

www.iies.netSource: Iran Energy Report 2003, IIES, 2003,

جدول ۲ ضمیمه: پروژه‌های بیع متقابل گاز تا مارس ۲۰۰۳

نام میدان	شروع و پایان	شرکت سرمایه‌گذار	هزینه‌های بانکی (MM$)	پاداش (MM$)	سرمایه‌گذاری (MM$)	هدف
پارس جنوبی فاز ۱	1998-2002	Petropars	80	130	730	Gas Prod. 25 MMCM/d & 40000 bpd condensate (cond)
پارس جنوبی فاز ۲ و ۳	1997-2003	Total, Gasprom, Petronas	807 (@ Libor+0.75%)	1400	2012	Gas Prod. 50 MMCM/d + 80000 bpd cond&400 ton Sulphur
پارس جنوبی فازهای ۴ و ۵	2003-2008	AGIP, Petropars	852 (@ Libor+0.75%)	1074	1896	Gas Prod. 50 MMCM/d & 80000 bpd cond&400 ton Sulphur
پارس جنوبی فاز های ۶، ۷ ، ۸	2000-2006	Petropars	1010	1224	2650	Gas Prod. 80 MMCM/d for injection & 1.2 MM ton/Y liquefied gas &120000 bpd cond

جدول ۳ ضمیمه: بازپرداخت در قرارداد بیع متقابل نفت : حداقل‌سازی مقدار بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی (میلیون دلار)

سال	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	جمع کل
برنامه دریافت تسهیلات	۴۰.۳	۲۵۰	۴۴۸	۸۱۷	۳۶۱.۲	۴۲۱.۷	۵۳۳.۳	۷۰۸.۵	۰	۰	۰	۰	۰	۳۵۸۰
بازپرداخت براساس برنامه تولید اولیه														
اصل سرمایه‌گذاری	۰	۰	۰	۰	۳۴	۳۴۷	۳۲۵	۳۸۲	۵۸۹	۵۹۳	۶۱۲	۶۵۱	۴۶	۳۵۸۰
هزینه‌های بهره بانکی	۰	۰	۰	۰	۹	۱۳۱	۱۲۳	۱۲۵	۱۶۲	۱۵۳	۱۴۸	۱۵۹	۳۲	۱۰۴۴
حق الزحمه و ریسک پیمانکار	۰	۰	۰	۰	۱۱	۱۶۱	۱۹۱	۲۶۰	۳۴۹	۳۵۴	۳۴۰	۲۸۷	۳۶	۱۹۸۹
جمع بازپرداخت	۰	۰	۰	۰	۵۴	۶۴۰	۶۴۰	۷۶۷	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۱۰۰	۱۰۹۷	۱۱۴	۶۶۱۲
بازپرداخت اولیه براساس ۱۰ درصد افزایش نسبت به برنامه تولید														
اصل سرمایه‌گذاری	۰	۰	۰	۰	۱۶۴	۴۵۹	۴۲۴	۴۹۰	۷۶۳	۷۷۶	۵۰۵	۰	۰	۳۵۸۰
هزینه‌های بهره بانکی	۰	۰	۰	۰	۸۰	۱۱۷	۱۰۵	۱۰۲	۱۳۳	۱۲۰	۱۲۰	۰	۰	۷۷۷
حق الزحمه و ریسک پیمانکار	۰	۰	۰	۰	۴۶	۱۳۴	۱۸۰	۲۵۸	۳۲۵	۳۲۶	۲۳۱	۰	۰	۱۵۰۰
جمع بازپرداخت	۰	۰	۰	۰	۲۹۰	۷۰۹	۷۰۹	۸۵۰	۱۲۲۱	۱۲۲۱	۸۵۶	۰	۰	۵۸۵۷
بازپرداخت براساس ۲۰ درصد افزایش نسبت به برنامه تولید اولیه														
اصل سرمایه‌گذاری	۰	۰	۰	۰	۲۶۲	۵۳۱	۵۲۹	۶۴۱	۱۰۵۹	۵۵۷	۰	۰	۰	۳۵۸۰
هزینه‌های بهره بانکی	۰	۰	۰	۰	۷۸	۸۷	۸۱	۸۲	۷۱	۲۳۶	۰	۰	۰	۶۳۵
حق الزحمه و ریسک پیمانکار	۰	۰	۰	۰	۱۹۰	۱۶۱	۱۶۹	۲۰۹	۲۱۱	۱۷۸	۰	۰	۰	۱۱۱۸
جمع بازپرداخت	۰	۰	۰	۰	۵۳۰	۷۷۹	۷۷۹	۹۳۲	۱۳۴۲	۹۷۲	۰	۰	۰	۵۳۳۴

منابع

۱- اصلاح ساختار شرکت ملی نفت ایران، موسسهٔ مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۴.

۲- مبشر داریوش, بررسی سرمایه‌گذاری‌های نفتی: قراردادهای بیع متقابل, انتشارات کویر , تهران.

۳- نفت و توسعه، (شماره‌های مختلف)، وزارت نفت.

۴- گزارش عملکرد وزارت نفت، تهران، ۱۳۸۱.

5- Bindemann, K., 1999. Production sharing agreements: An economic analysis. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 25, ISBN 1901795152.
6- EIA, 2005. Annual Energy Outlook 2005. Energy Information Administration, US Department of Energy, Washington DC.
7- IIES, 2003. Iran Energy Report 2003. www.iies.net.
8- IEA, 2004. World Energy Outlook. International Energy Agency.
9- Katzman, K., 2003. The Iran-Libya Sanctions Act (ILSA). Congressional Research Service; Foreign Affairs, Defense, and Trade Division, CRS Report for the Congress, Order Code RS20871. http://fpc.state.gov/documents/organization/23591.pdf
10- Mirmoezi, 2004, Role of Middle Eastern NOCs in world oil industry and necessity of structural reforms and productivity. 9th international IIES conference, Proceedings of the conference, Tehran, Iran. [in Farsi] Also available on www.iies.org.
11- OPEC, 2004. Oil & energy outlook to 2025: OWEM Scenario report. OPEC Secretariat, Vienna, Austria.
12- Shell, 2003. An in-house presentation to the NIOC's corporate planning department on upstream business in Iran.
13- Van Groenendaal, W.J.H., 1998. The Economic Appraisal of Natural Gas Projects. Oxford University Press, Oxford Institute of Energy Studies, Oxford, England.
14- Van Groenendaal, W.J.H. and R. Moghaddam, 2002. Iran's energy mix in perspective. In Proceedings of the 25th Annual Conference of the International Association of Energy Economics held in Aberdeen, Scotland, on June 26-29, 2002, 1-9.
15- Wells, Peter R. A., 2002. Buyback & production sharing agreements: what is the difference? IIES Conference, 9-10 December, Tehran, Iran. Available also on www.iies.net.