

ارزیابی کارآمدی تأمین مالی به روش قرارداد بیع متقابل در توسعه میادین نفتی

مصطفی سالاری^{۱*} و تورج دهقانی^۲

^۱ پژوهشگر مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی

^۲ استادیار مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی وزارت نفت

(تاریخ دریافت ۹۱/۱۰/۳۰، تاریخ دریافت روایت اصلاح‌شده ۹۱/۱۱/۸، تاریخ تصویب ۹۱/۱۲/۱۲)

چکیده

عمده کشورهای دارنده ذخایر نفت و گاز از دانش مدیریت پروژه، بخصوص مدیریت مگا پروژه‌ها، امکانات مالی و فناوری پیشرفته برای اجرای پروژه‌های خود بهره‌مند نیستند. بنابراین بدین منظور از شرکت‌های بین‌المللی و خارجی استفاده می‌کنند. در این راستا، روش‌های قراردادی، یکی از عوامل تعیین‌کننده است. در چارچوب قراردادها، نمی‌توان هزینه استفاده از منابع مورد استفاده در اجرای پروژه‌ها را برای کشور میزبان حداقل کرد. بدین منظور، روش قراردادی بیع متقابل از مهم‌ترین روش‌های قراردادی محسوب می‌شود که در گذشته به کرات در ایران مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج بررسی‌ها نشان می‌دهد که در اغلب پروژه‌های اجرا شده به روش بیع متقابل، اهداف قراردادی تأمین نشده و هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر (شرکت ملی نفت ایران) بسیار بیشتر از میزان برنامه‌ریزی شده اولیه شده است. بنابراین اتخاذ مکانیزم‌های کاربردی برای انجام اصلاحات مجاز در روش‌های قراردادی ضروری است. بر اساس متدولوژی‌های تعادل از یکسو و با توجه به مکانیزم مالی قراردادهای بیع متقابل، هر چه نسبت بین ریسک متوجه پیمانکار و پاداش در نظر گرفته شده متعادل‌تر باشد، هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر حداقل خواهد بود. بنابراین پیشنهاد می‌شود برای کاربرد مکانیزم قراردادی بیع متقابل، نخست اینکه ریسک‌های هر پروژه به طور کامل شناسایی و کمی شده و دوم اینکه میزان پاداش در روش بازپرداخت، متناسب با آن تنظیم شود. همچنین، برای سهیم شدن عملی پیمانکار در ریسک پروفایل تولید، به عنوان مهم‌ترین ریسک پروژه و با نگاه تولید صیانتی، می‌توان دوره بازپرداخت را طولانی کرد و همزمان برای ایجاد انگیزه پیمانکار، نرخ بازپرداخت را نیز افزایش داد.

واژه‌های کلیدی: تأمین مالی، ارزیابی کارآمدی، قرارداد بای بک، مگا پروژه

مقدمه

فناوری در فرآیند انعقاد قرارداد و اجرای پروژه‌های صنعت نفت، مهم‌ترین سیاست کشورهای دارنده ذخایر نفت و گاز است. منابع مالی از مهم‌ترین الزامات اجرای پروژه‌های صنعت نفت محسوب شده و اثربخشی آن مستلزم کارایی مجموعه فرآیند اجرای پروژه شامل مدیریت و فناوری و منابع مالی است.

چارچوب‌های قراردادی، نحوه به کارگیری امکانات مالی و فناوری شرکت‌های پیشرفته برای انجام عملیات اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز کشورها را تعیین می‌کنند. این چارچوب‌ها در طیف وسیعی از سیستم‌های امتیازی تا سیستم‌های خرید خدمات قرار گرفته و نحوه تسهیم منافع حاصله و همچنین مخاطرات و ریسک‌های احتمالی، بین دو طرف را مشخص می‌کنند. اغلب شرکت‌های توسعه‌دهنده، تمایل به مشارکت در منافع بلندمدت میادین نفت و گاز داشته و بنابراین سیستم‌های امتیازی و

منابع مالی، فناوری و خدمات فنی و مهندسی و مهم‌تر از همه مدیریت خرد و کلان بخصوص در مگا پروژه‌ها، از الزامات کلیدی اجرای پروژه و بخصوص پروژه‌های بالادستی صنعت نفت محسوب می‌شوند. اما عمده کشورهای دارنده ذخایر نفت و گاز از دانش مدیریت پروژه، فناوری به‌روز و منابع مالی ناکافی یا نامناسب برای اجرای پروژه‌های خود بهره‌مند نیستند [۱۹].

بنابراین برای اجرای پروژه‌های صنعتی خود، از دانش مدیریت پروژه، فناوری و منابع مالی این صنعت در دنیا استفاده می‌کنند. سرمایه‌گذاری خارجی نیز از همین منظر پراهمیت می‌شود [۴]. اما آنچه از منظر کشورهای دارنده ذخایر نفت و گاز مهم است، پرداخت حداقل هزینه برای تأمین منابع مالی و همچنین پوشش ریسک‌های مدیریتی و فنی توسعه میادین است [۱۸]. بر این اساس حداقل‌سازی هزینه استفاده از سرمایه و دانش مدیریت و

بیشتری برای تأمین مالی خواهد داشت و بر عکس، هر چه هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر کمتر باشد، انگیزه‌اش برای دریافت منابع مالی بیشتر می‌شود [۵].

نرخ‌هایی که هزینه استفاده از سرمایه را برای سرمایه‌پذیر حداقل کرده و انگیزه کافی برای تأمین‌کننده مالی به منظور مشارکت در تأمین مالی پروژه ایجاد کند، نرخ تعادلی بازدهی سرمایه تعادلی محسوب می‌شود. اما عامل مهمی که این تعادل را به طور مستقیم تحت تأثیر قرار می‌دهد، میزان ریسک متحمل شده است [۱۸].

سرمایه‌گذاری در پروژه‌های صنعت نفت به شرطی که از محل پروژه قابل بازپرداخت باشد، از ریسک تجاری و فنی برخوردار بوده و تأمین‌کننده مالی علاوه بر نرخ بهره رایج، نرخ‌های نیز بابت پاداش ریسک مطالبه می‌کند. بر این اساس، هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر عبارت است از [۱۱]:

$$CoC = H.R = ROR + Risk Premium \quad (1)$$

همان گونه که در شکل (۱) نشان داده می‌شود، تأمین‌کننده مالی و سرمایه‌پذیر به عنوان دو بازیگر اصلی بازار سرمایه و منابع مالی، هر یک با توجه به شرایط کسب و کار و استراتژی بنگاه‌داری خود و همچنین معیارهای ارزیابی ریسک فضای کسب و کار، منحنی مربوط به خود را دارند. تأمین‌کننده مالی با توجه به عوامل مختلف شامل شرایط و ریسک‌های مختلف حاکم بر فعالیت تجاری پیشنهادی و همچنین دیگر فرصت‌های سرمایه‌گذاری، نرخ قابل قبول برای اقدام به تأمین مالی فعالیت مورد نظر را برآورد می‌کند [۹]. همچنین شرکت سرمایه‌پذیر نیز با ارزیابی خود از شرایط و ریسک‌های پروژه مربوطه، مایل به پرداخت هزینه استفاده از سرمایه قابل قبول در محاسبات جریان نقدی پروژه است. نقطه تعادل برای اقدام دو طرف در برابری هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر و نرخ بازدهی محرک برای تأمین‌کننده مالی است.

ریسک کشوری یا سیاسی، شرایط و ملاحظات حقوقی، قانونی و زیست‌محیطی و حتی برخی از اهداف جانبی سرمایه‌پذیر از فرآیند اجرای پروژه (نظیر انتقال فناوری، قانون حداکثر استفاده از تولید داخلی) علاوه بر ریسک‌های تجاری و فنی بر هزینه استفاده از سرمایه و نرخ بازدهی محرک تأمین‌کننده مالی مؤثر است [۱۷]. به

مشارکتی اولویت بیشتری در مقایسه با سیستم‌های خدماتی دارد. اما از سوی دیگر در برخی کشورها و از جمله ایران که مالکیت و حاکمیت منابع زیرزمینی به طور انحصاری در اختیار دولت است، فقط سیستم‌های قرارداد خدماتی مجاز به استفاده بوده و همین موضوع دولت‌های این کشورها را وادار می‌کند که برای ایجاد جذابیت در سیستم‌های قراردادی، منافع نقدی بیشتری را با عنوان حق‌الزحمه و هزینه جبران ریسک برای شرکت‌های توسعه‌دهنده لحاظ کنند.

قراردادهای بیع متقابل به عنوان مهم‌ترین روش قراردادی برای توسعه میادین نفت و گاز کشور طی سال‌های اخیر همواره از طرف کارشناسان و دست‌اندرکاران، مورد نقد و ارزیابی بوده است؛ به گونه‌ای که طی سال‌های اخیر چندین نسل از آن در وزارت نفت مورد بازبینی و تولید قرار گرفته است. اما آنچه مسلم است این بازبینی‌ها در دو راستا و با هدف تأمین دو مقوله انجام شده است. ایجاد جذابیت بیشتر برای پیمانکاران از یک سو و حفظ منافع کشور در بلندمدت و تضمین برداشت صیانتی از مخازن در دوره بهره‌برداری که مستلزم عملکرد مناسب پیمانکار در دوره توسعه است، از سوی دیگر اهداف اصلی این بازبینی‌ها بوده است. در این مقاله با این رویکرد و محاسبه هزینه استفاده از سرمایه به عنوان شاخص عملکردی قرارداد به بررسی نقاط ضعف قراردادهای موجود و در نهایت ارائه راهکارهای اصلاحی پرداخته می‌شود.

۱- ادبیات موضوع

پروژه‌های بخش بالادستی صنعت نفت اغلب از پروژه‌های با هزینه سرمایه‌ای بزرگ محسوب شده و منابع مالی سنگینی را جذب می‌کنند. اما تأمین منابع مالی فقط حلقه اجرای این پروژه‌ها نبوده و به حلقه‌های مکمل فناوری و مدیریت نیز نیاز است. کارآمدی تأمین منابع مالی پروژه در گرو اثربخشی همه حلقه‌ها است. تأمین مالی هنگامی مؤثر و کارآمد است که در راستای اهداف پروژه بوده و در تعامل و هماهنگی با دیگر اجزای اجرای پروژه‌ها، ضمن ایجاد انگیزه کافی برای پیمانکار یا تأمین‌کننده مالی، برای میزبان حداکثر منافع را ایجاد کند. در فرآیند تأمین مالی، دو بازیگر اصلی سرمایه‌پذیر و تأمین‌کننده مالی وجود دارند. هر چه نرخ بازگشت سرمایه انگیزشی برای تأمین‌کننده مالی بیشتر باشد، انگیزه

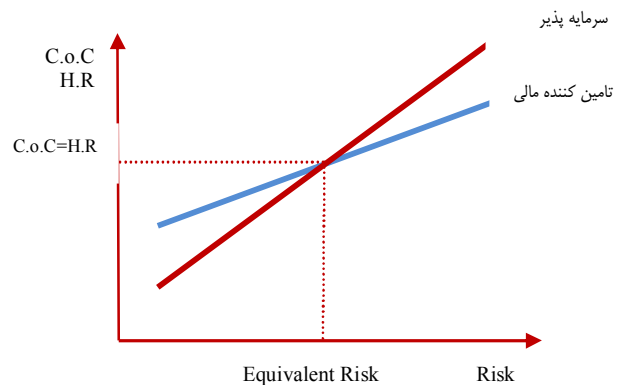
بزرگ بین‌المللی، منافع کمتری نصیب کشورهای دارنده ذخایر نفت و گاز می‌شد و عمده منافع به شرکت‌ها و کشورهای مصرف‌کننده می‌رسید. اما با ملی شدن منابع نفت و گاز در کشورهای مختلف و افزایش توانمندی کشورهای میزبان، سهم آنها از درآمد حاصله نیز افزایش یافته است [۱۷]. نکته مهم در این خصوص، تحولات همزمان در نحوه تامین مالی این صنعت بخصوص در بخش بالادستی ناشی از این تحولات است. به گونه‌ای که در برخی از کشورها از جمله ایران هر گونه سرمایه‌گذاری غیردولتی و خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت ممنوع بوده و فقط روش‌های تامین مالی و برخی روش‌های قراردادی مجاز شمرده می‌شود.

مدل پیشنهادی ارزیابی منافع کارفرما و پیمانکار

بر اساس اصل بهینگی پارتو، یک ساختار قراردادی مناسب، هنگامی کارایی لازم دارد که بتواند در شرایط رقابتی بازار با حفظ و افزایش منافع دو طرف، اهداف قراردادی را تامین کند [۱۵]. بر این اساس باید ابتدا به شناسایی مکانیزم اثرگذاری پارامترهای قرارداد بر منافع دو طرف پرداخته و سپس در قالب و چارچوب مجاز قرارداد اقدام به تنظیم و کنترل پارامترها برای نیل به حداکثر منافع دو طرف کرد. در چنین شرایطی، چارچوب قرارداد مذکور، قدرت رقابت در بازار را ایجاد کرده و منجر به جذب منابع مالی کم‌هزینه می‌شود. در این بخش، با لحاظ این تئوری به ارزیابی مکانیزم حداکثرسازی منافع کارفرما و پیمانکار پرداخته می‌شود.

درباره نحوه اجرا و مدیریت پروژه‌های بالادستی، نظرات مختلفی وجود دارد. برآیند این نظرات در طیفی از واگذاری کامل همه حلقه‌های تامین مالی، فناوری و مدیریت پروژه به پیمانکار خارجی، تا واگذار نکردن هیچ یک از حلقه‌ها، مورد اشاره قرار می‌گیرد. منشاء تفاوت در نظرات به میزان فراهم بودن الزامات اجرای پروژه از طریق منابع داخلی و برداشت‌های مختلف از این موضوع بر می‌گردد [۳]. برای بررسی بیشتر این موضوع باید به چارچوب الزامات کلان اجرای پروژه دقت شود. برای ایجاد یک الگوی مناسب برای ارزیابی منافع دو طرف در چارچوب قراردادهای مختلف خدماتی، الزامات انجام

عبارت دیگر پذیرش شرایط خاص دارنده ذخایر نفت و گاز که جزو الزامات اصلی فضای کسب و کار محسوب می‌شود، بخش مهمی از مذاکرات تامین مالی محسوب می‌شود. هر چه تامین مالی تأثیر کمتری از دیگر شرایط پروژه و عوامل برونزای تحمیلی توسط میزبان بپذیرد، در این صورت تامین مالی به شکل مستقیم بوده و ریسک کمتری متوجه تامین‌کننده مالی خواهد بود. در این صورت، هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر کمتر بوده و تامین‌کننده مالی نیز نرخ پایین‌تری مطالبه می‌کند. اما برعکس، اگر فرآیند تامین مالی و تضمین بازپرداخت آن ارتباط بیشتری با پروژه و مکانیزم اجرا و شرایط حقوقی و قانونی میزبان داشته باشد، هزینه استفاده از سرمایه برای آن بیشتر خواهد بود. اثرگذاری این تفاوت‌ها در تامین مالی پروژه‌های بالادستی و پایین دستی مشهود است.

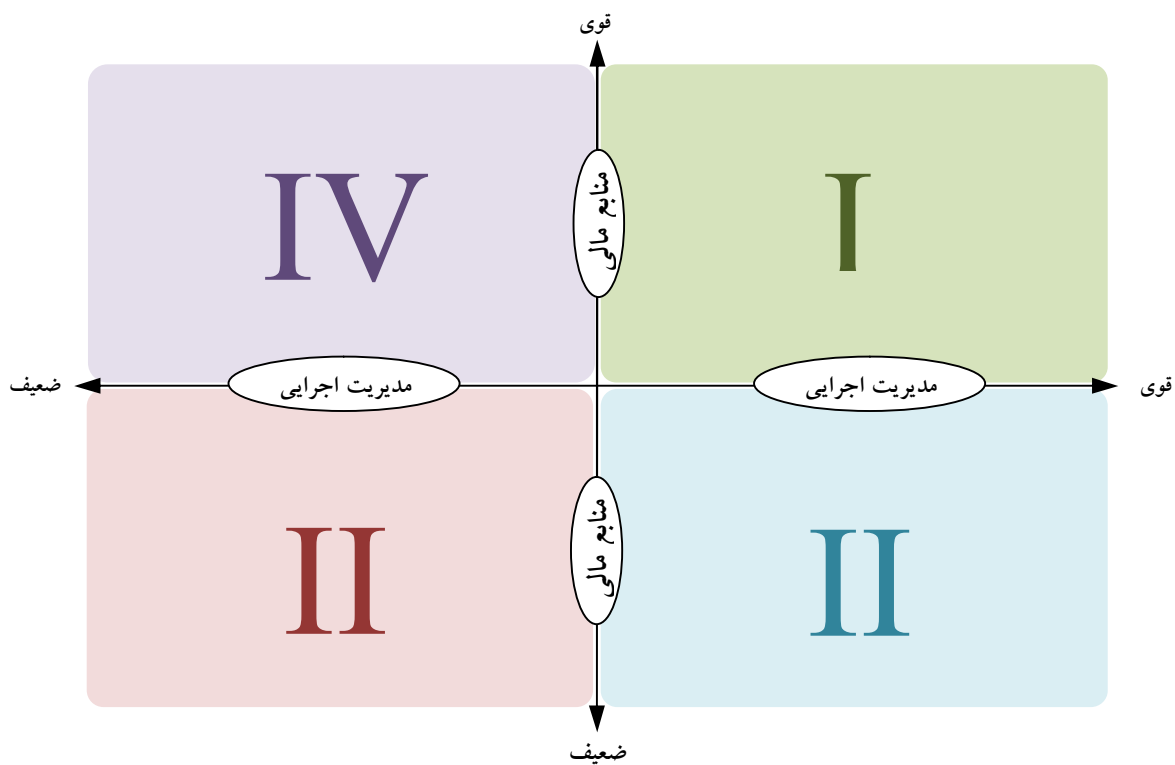


شکل ۱: تعادل در نرخ بازدهی محرک و هزینه استفاده از سرمایه

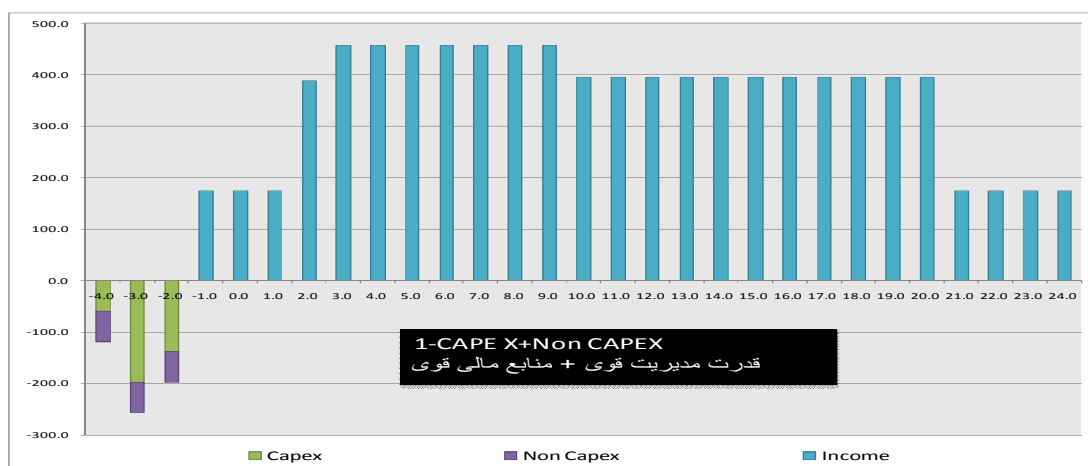
از دیرباز هر یک از بازیگران عرصه اقتصادی منابع طبیعی از جمله نفت خام، منافع و اهداف کلیدی خود را از طریق روش‌ها و مکانیزم‌های همان دوره پیگیری کرده‌اند. منابع نفت و گاز در اختیار کشورهای توسعه نیافته بوده و همزمان بازار عمده مصرفی انرژی نیز کشورهای توسعه یافته بوده‌اند. از سوی دیگر، شرکت‌های توانمند از نظر مالی و فناوری نیز اغلب از کشورهای مصرف‌کننده انرژی بوده‌اند [۱]. رابطه مالی و عملیاتی چهار بازیگر اصلی این عرصه شامل مالک ذخایر نفت و گاز، بهره‌بردار ذخایر زیرزمینی، مصرف‌کننده و در نهایت دولت حاکم بر سرزمین، همواره دستخوش تغییرات عظیمی بوده است. در گذشته با توجه به حاکمیت مطلق شرکت‌های

ب- منابع مالی: بر این اساس، چنانچه منابع داخلی شامل منابع مالی و مدیریتی، توان انجام پروژهها را بر اساس برنامه، از نظر کیفی و کمی، داشته باشند، سناریوی واگذار نکردن و چنانچه در هر دو بخش اشاره شده، ضعف زیادی داشته باشد، سناریوی واگذاری کامل پیشنهاد می‌شود. این موضوع در شکل چهاربخشی (۲) نشان داده شده است.

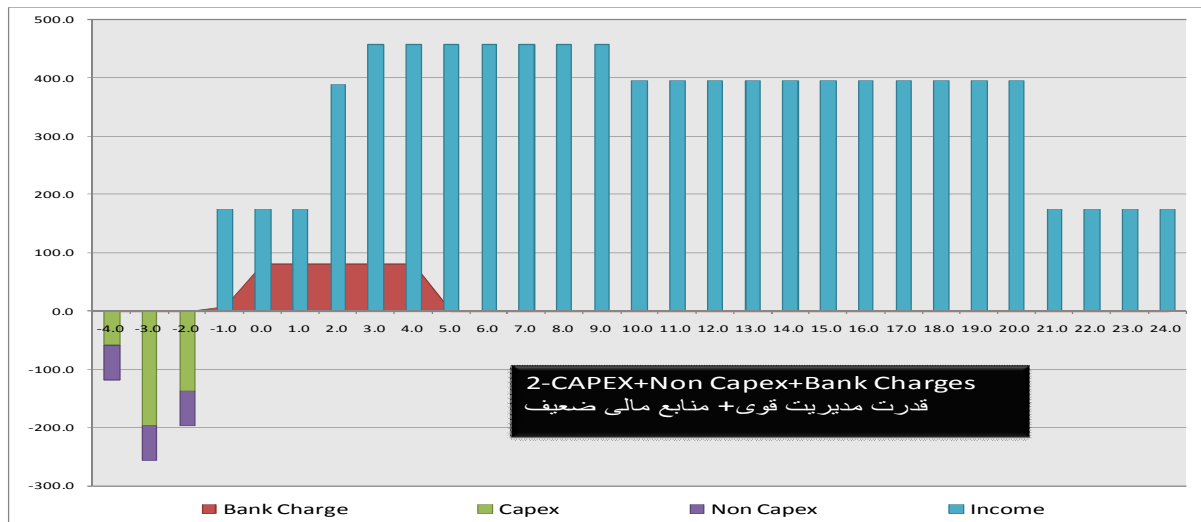
پروژه‌های بالادستی را می‌توان در دو دسته کلی زیر تقسیم کرد:
الف- قدرت مدیریت اجرایی شامل بستر قانونی، اجرایی و نظارت کلان، مدیریت اجرای پروژه، انتقال و به کارگیری فناوری و در نهایت کنترل و مدیریت ریسک، هزینه، زمان و اهداف کمی و کیفی پروژه است.



شکل ۲: الگوی چهاربخشی در پیش گرفتن سناریوهای قراردادی توسعه



شکل ۳: جریان نقدی در منطقه اول



شکل ۴: جریان نقدی در سناریوی دوم

این سناریو با همان هزینه سرمایه‌ای مشخص شده قبلی و نرخ بهره بانکی ۶ درصد (لابیور + ۰,۷۵) معادل ۳۳,۴ درصد می‌شود.

شکل (۴)، جریان نقدی این سناریو را نشان می‌دهد. در این حالت، میزان علاوه بر هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیر سرمایه‌ای، باید متحمل هزینه‌های بانکی نیز شود. چنین حالتی اغلب برای کشورهای که وابستگی اقتصادی زیادی به درآمدهای نفتی داشته و همزمان تجارب ارزشمندی در توسعه میادین نفتی داشته باشند، پیش می‌آید.

ج - سناریوی منطقه III:

CAPEX+NONCAPEX+BANK CHARGES+REMUNERATION

در ناحیه سوم، قدرت مدیریت و منابع مالی داخلی، هر دو در وضعیت نامناسب قرار دارد. در این سناریو، پروژه با مدیریت خارجی و با تأمین مالی خارجی انجام می‌شود. در مثال ارائه شده، میزان بازدهی اقتصادی پروژه در این سناریو با همان هزینه سرمایه‌ای، مشخص شده و هزینه پاداش حدود ۳۵ درصدی، معادل ۳۱,۳ درصد می‌شود. شکل (۵) جریان نقدی این سناریو را نشان می‌دهد. در این حالت، میزان علاوه بر هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و هزینه مالی، متحمل هزینه‌های پاداش ریسک نیز می‌شود.

در این مدل چهار سناریو قابل ترسیم و تشریح است. برای ارزیابی و مقایسه هزینه استفاده از سرمایه توسط میزبان با یک مثال فرضی یکسان در هر چهار سناریو به بررسی نتایج حاصله پرداخته می‌شود.

الف - سناریوی منطقه I:

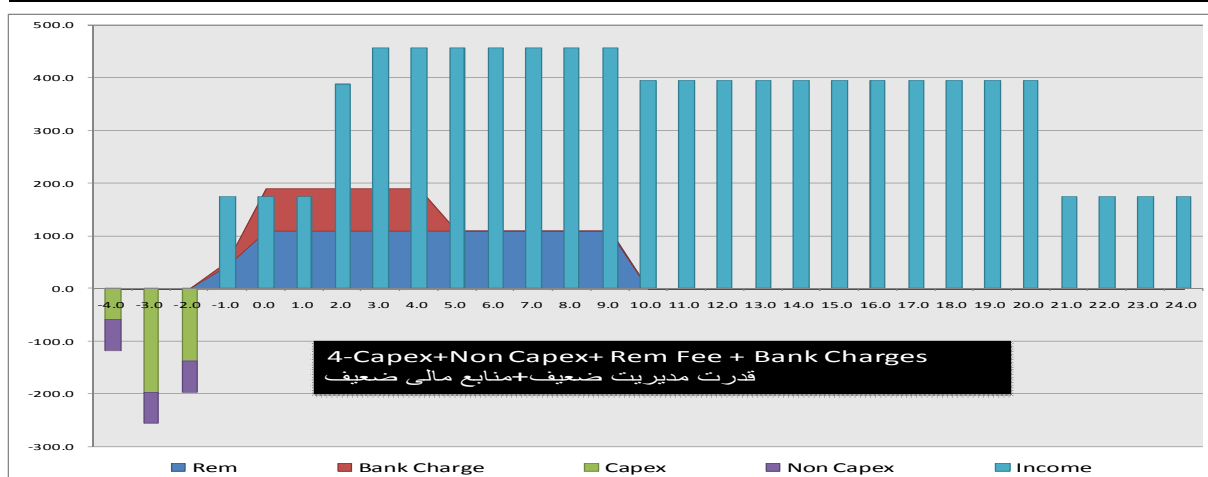
CAPEX+ NONCAPEX

در ناحیه اول، قدرت مدیریت و منابع مالی هر دو در وضعیت مناسب قرار دارند. در این سناریو اغلب پیشنهاد می‌شود که پروژه با مدیریت و با منابع مالی داخلی (البته به شرطی که هزینه استفاده از سرمایه داخلی کمتر از هزینه استفاده از سرمایه خارجی به طور نسبی باشد) انجام شود. در یک مثال فرضی، میزان بازدهی اقتصادی پروژه در این سناریو بر اساس هزینه سرمایه‌ای مشخص، معادل ۳۴,۸ درصد می‌شود. شکل (۳) جریان نقدی این سناریو را نشان می‌دهد. در این حالت، هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای بوده و هیچ‌گونه هزینه‌ای بابت هزینه مالی یا پاداش ریسک پیمانکار پرداخت نمی‌شود.

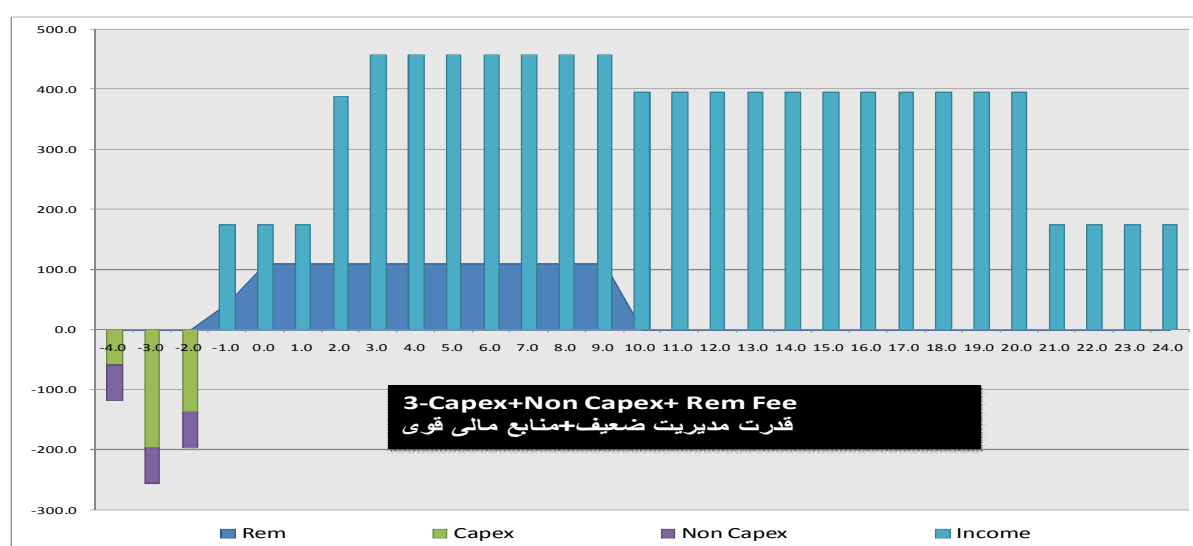
ب - سناریوی منطقه II:

CAPEX+NONCAPEX+BANK CHARGES

در ناحیه دوم، قدرت مدیریت، قوی و منابع مالی ضعیف است. اغلب در چنین حالتی پروژه باید با مدیریت داخلی و با تأمین منابع مالی بانکی خارجی انجام شود. در مثال فرضی ارائه شده، میزان بازدهی اقتصادی پروژه در



شکل ۵: جریان نقدی در سناریوی سوم



شکل ۶: جریان نقدی در سناریوی چهارم

بر اساس الگوی تئوریک ذکرشده، سیستم قراردادی بیع متقابل با استناد به ضعف منابع مالی داخلی و همچنین ضعف فناوری و مدیریت اجرایی داخلی (ضعف در دانش مدیریت پروژه بخصوص مگاپروژه‌ها)، برای اجرای پروژه‌های بالادستی، مورد استفاده واقع شده است. بنابراین ارزیابی کارآمدی الگوهای به کار رفته، مستلزم شناخت کامل اجزا و همچنین مکانیزم تأمین منافع دو طرف قرارداد در این گونه قراردادهای است. در برخی موارد، منافع دو طرف همراستا بوده و در برخی موارد دیگر، تضاد منافع پیش می‌آید.

ساختار کلی قراردادهای بیع متقابل مورد استفاده در ایران، ویژگی‌هایی دارد که چنانچه کارفرما در حوزه نظارت و تصویب طرح جامع توسعه، کارآیی لازم را نداشته باشد، پیمانکار می‌تواند با برخی سیاست‌ها و راهکارها، منافع

د- سناریوی منطقه IV:

CAPEX+NONCAPEX +REMUNERATION

بالاخره در ناحیه چهارم، قدرت مدیریت ضعیف و منابع مالی داخلی در وضعیت مناسب قرار دارد. در این سناریو، (چنانچه هزینه استفاده از سرمایه منابع داخلی در مقایسه با منابع خارجی کمتر باشد) پروژه با مدیریت خارجی و با تأمین مالی داخلی انجام می‌شود. در مثال ارائه‌شده، میزان بازدهی اقتصادی پروژه در این سناریو با همان هزینه سرمایه‌ای مشخص شده و هزینه پاداش حدود ۳۵ درصدی، معادل ۳۲٫۱ درصد می‌شود. شکل (۶)، جریان نقدی این سناریو را نشان می‌دهد. در این حالت، هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های پاداش ریسک است.

ریسک و پاداش خود و در نهایت از طریق کنترل زمان بازپرداخت، افزایش ROR خود است.

ج- کوتاه بودن دوره بازپرداخت

بدیهی است با نرخ بازدهی ثابت برای پیمانکار، هر چه دوره زمانی بازپرداخت کوتاه‌تر باشد، منافع پیمانکار بیشتر تأمین می‌شود. این موضوع، یکی از مهم‌ترین نقیصه‌های قراردادهای بیع متقابل است که به شدت منافع پیمانکار را در بلندمدت، در تعارض با منافع کلیدی کارفرما قرار می‌دهد.

د- عدم تعهد نسبت به تضمین دستیابی به پروفایل تولید یکی از مهم‌ترین و مؤثرترین ریسک‌های پروژه، ریسک پروفایل تولید است. همزمان با توسعه و بهره‌برداری بیشتر از میداین نفتی مهم دنیا، ظرفیت بهره‌دهی آنها به مرور کاهش می‌یابد؛ به گونه‌ای که بر اساس دیدگاه اقتصاددانان منابع طبیعی، بسیاری از میداین عمده در اواخر عمر خود هستند [۷]. در مرحله تهیه و ارائه طرح جامع توسعه میدان که بخش مهم پروپوزال پیمانکار برای شرکت در مناقصه است، پروفایل تولید برای کل دوره مخزن ارائه می‌شود. اما در متن قرارداد، پیمانکار فقط نسبت به رسیدن به میزان تولید در مراحل اولیه توسعه مقید است. اگر چه در دوره بازپرداخت نیز از طریق ارتباط بازپرداخت خود از محل ۶۰ درصد تولید نفت، در معرض این ریسک قرار می‌گیرد، اما احتمال وقوع این ریسک در حدی که پیمانکار را متضرر کند بسیار ناچیز است. بنابراین تعهد نداشتن پیمانکار نسبت به دستیابی و حفظ پروفایل توافق شده برای تولید، از نقاط کلیدی و پرمناقشه این نوع قراردادها است [۸]. از سوی دیگر، تضمین دستیابی به پروفایل تولید در کل دوره بهره‌برداری، مستلزم مشارکت پیمانکار در فرآیند عملیات بهره‌برداری است که مغایر با اصول تصریح‌شده قانونی بوده و نقض حاکمیت در بخش بالادستی است. در این خصوص پیشنهادات متعددی ارائه می‌شود.

البته، همزمان، بررسی ریسک‌های متوجه پیمانکار که ممکن است او را متضرر کند، بسیار مهم است. از آن جمله می‌توان به این موارد اشاره کرد:

۱- افزایش هزینه‌ها در حین اجرا و پس از انعقاد قرارداد ناشی از تغییر در شرح کار، که مورد تأیید شرکت نفت نباشد.

خود را بیش از منافع قراردادی افزایش دهد. برای بررسی این موضوع باید به مواردی که در این نوع قراردادها می‌تواند مدنظر پیمانکار قرار گیرند اشاره کرد [۲].

الف- بالاتر نشان دادن هزینه‌ها در مرحله انعقاد قرارداد یکی از مهم‌ترین پارامترهای قرارداد، هزینه‌های سرمایه‌ای است. اغلب در فرآیند مذاکرات، بخش مهمی از مباحث به نهایی‌سازی هزینه سرمایه‌ای پروژه مربوط می‌شود. چرا که نخست برآورد هزینه سرمایه‌ای در پروژه‌های بالادستی شامل برآورد بخش سطح زمینی و زیرزمینی بوده و به شدت به برآوردهای فنی از رفتار مخزن و پارامترهای مربوطه بستگی دارد. این پارامترها اغلب ریسکی بوده و برآورد دقیق‌تر از آنها سخت است [۱۶]. دوم اینکه پس از انعقاد قرارداد، هزینه‌های ناشی از تغییر در هزینه سرمایه‌ای، چنانچه ناشی از تغییر شرح خدمات مورد تصویب کارفرما نباشد، به عهده پیمانکار بوده و بنابراین پیمانکار تلاش می‌کند که در مرحله قبل از انعقاد قرارداد، هزینه سرمایه‌ای را بالاتر نشان دهد. ضمن اینکه بقیه اقلام هزینه‌ای، بخصوص هزینه‌های مربوط به پاداش (Remuneration) نیز، درصدی از هزینه سرمایه‌ای بوده و بالاتر بودن هزینه سرمایه‌ای از این جهت نیز به نفع پیمانکار خواهد بود. بنابراین بهتر است کارفرما هزینه‌های سرمایه‌ای را دقیق برآورد کرده، اما امکان انعطاف بیشتر در بخش هزینه مربوط به ریسک بر اساس ریسک‌های هر پروژه را فراهم کند و آن را به صورت درصدی ثابت و یکسان از هزینه سرمایه‌ای لحاظ نکند. اگرچه در قراردادهای جدید بیع متقابل ادعا می‌شود که هزینه سرمایه‌ای از ابتدا تعیین نشده و به صورت مناقصات کوچک‌تر در حین اجرای پروژه مشخص می‌شود، اما باز در قراردادهای جدید از جمله آزادگان و جفیر، هزینه سرمایه‌ای در نظر گرفته شده است. [۱۸]

ب- افزایش نرخ بازدهی اقتصادی ROR

بالا بردن ROR پیمانکار می‌تواند ضامن منافع ایشان باشد. البته این موضوع می‌تواند از طریق تغییر در پارامترهای مختلفی اتفاق بیفتد که دوره بازپرداخت نیز در آن مؤثر است. اما پیمانکار، طالب بالا بردن هزینه‌های

راهکار ارائه می‌شود. راهکار اول این است که برای ترغیب پیمانکار به طولانی‌شدن دوره بازپرداخت خود، پاداش ریسک و به دنبال آن ROR افزایش یابد. البته پارامترها به گونه‌ای تنظیم شود که بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما ثابت مانده یا حداقل کاهش را داشته باشد. این نظریه به عنوان راهکار جدید و نوآوری این تحقیق با عنوان "منحنی‌های همترازی" ارائه می‌شود. در این بخش، با ارائه یک مثال فرضی به بررسی این موضوع و تشریح تئوری منحنی‌های همترازی می‌پردازیم.

برای این منظور یک مثال فرضی در نظر گرفته شده و به بررسی اتخاذ مکانیزم‌های بهبود قابلیت جذب منابع مالی بازاری توسط چارچوب قرارداد مجاز پرداخته می‌شود. همانگونه که اشاره شد، یکی از مهم‌ترین دلایل نبود جذابیت کافی چارچوب قرارداد بیع متقابل برای پیمانکار، بخصوص در پروژه‌های پرریسک‌تر، نبود امکان تعدیل یا افزایش هزینه پاداش متناسب با ریسک‌ها از طریق ایجاد سقف ROR پیمانکار است (Oxford). بنابراین برای ترغیب پیمانکار برای پوشش ریسک‌ها در مقیاس بهتر، باید این محدودیت تعدیل شود. حالا سؤال اساسی برای کارفرما این است که بهترین نسبت تعدیل مجاز هزینه پاداش و در نهایت ROR پیمانکار چه میزان باشد تا نرخ بازدهی اقتصادی پروژه از نظر منافع کارفرما، حداقل کاهش را داشته باشد. این راهبرد منتهی به نظریه منحنی‌های همترازی معادل منحنی‌های تولید یکسان در اصول بنگاه‌داری اقتصاد خرد می‌شود.

در این مثال فرض می‌شود:

- هزینه سرمایه‌گذاری معادل ۲۰۰ میلیون دلار
- تسهیم هزینه سرمایه‌گذاری به صورت نمودار (۷) می‌باشد.
- هزینه غیر سرمایه‌گذاری معادل ۱,۲٪ هزینه سرمایه‌گذاری فرض شده است.
- قیمت نفت خام معادل ۷۰ دلار به ازای هر بشکه
- نرخ LIBOR با سود ۶,۲۵٪
- زمان باز پرداخت وام بانکی ۷ سال

چنانچه هزینه‌های ناشی از تغییرات در پارامترها مورد تأیید کارفرما نباشد، ریسک‌های آن متوجه پیمانکار می‌شود. در چنین حالتی ممکن است با تغییراتی، بخصوص تغییر در قیمت‌ها، ریسک شدیدی متوجه پیمانکار شده و بازدهی اقتصادی پیمانکار به شدت کاهش یابد.

۲- نبود امکان دستیابی به تولید (نه پروفایل تولید) بر اساس قرارداد، چنانچه پیمانکار نتواند عدد تولید در قرارداد را تأمین کند، به میزان انحراف از تعهد اولیه جریمه می‌شود.

۳- نبود کسب منافع از افزایش احتمالی قیمت نفت خام یکی از نقاط ضعف اساسی که باعث راغب نبودن پیمانکار برای مشارکت در این نوع قراردادها می‌شود (در مقایسه با قراردادهای مشارکتی و همیاری فنی)، تأثیر نداشتن قیمت نفت خام بر منافع پیمانکار است. این موضوع، بخصوص در مواقعی که قرارداد در یک مقطع با قیمت‌های پایین‌تر بسته شده باشد، اما در مرحله اجرا و بازپرداخت، قیمت‌ها افزایش یافته باشد، بسیار باعث چالش و مناقشه می‌شود. بنابراین یکی از پیشنهادات اساسی برای اصلاح قراردادهای رایج، متعهد کردن پیمانکار به تضمین پروفایل تولید بوده است. اما تا کنون مکانیزم عملیاتی مشخصی برای این نقیصه ارائه نشده است. نقطه ابهام در این مورد ناشی از تضاد در تفاسیر مختلف از مقررات و نظام حقوقی ایران از یک سو و نبود تضمین منافع پیمانکار به صورت درونزا است.

منحنی‌های همترازی، الگوی پیشنهادی ارتقای جذابیت قرارداد

ارتقای جذابیت سیستم‌های قراردادی بیع متقابل برای جذب پیمانکار از یک سو و در پیش گرفتن مکانیزم‌های مناسب برای حفظ منافع کشور و تضمین برداشت صیانتی در بلندمدت، از مهم‌ترین دغدغه‌های صنعت نفت کشور است. آنچه باید در مورد ترغیب پیمانکار برای پذیرش عملی ریسک تولید مخزن در بلندمدت انجام شود، ایجاد شرایطی برای افزایش سهم پاداش ریسک پیمانکار معادل ریسک افزایش یافته، با در نظر گرفتن حداقل هزینه‌ها برای کارفرما است. برای این منظور، در این بخش دو

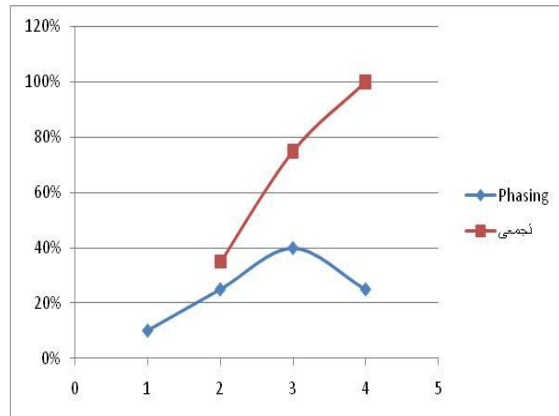
هزینه‌های سرمایه‌ای ایجاد شده‌اند) و دوره زمانی بازپرداخت معادل ۷، ۱۰، ۲۰ و ۲۵ سال باشد.

الف- سناریوی اول: در این سناریو که اغلب معادل سناریوهای معمول در قراردادهای گذشته است، نرخ بازدهی پیمانکار معادل ۱۵ درصد و دوره بازپرداخت ۷ ساله فرض شده است. با فرضیه‌هایی که به آن اشاره شد، جریان نقدی پروژه مشابه شکل (۹) خواهد بود. در این حالت، نرخ بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما معادل ۵۱،۷۶ درصد می‌شود.

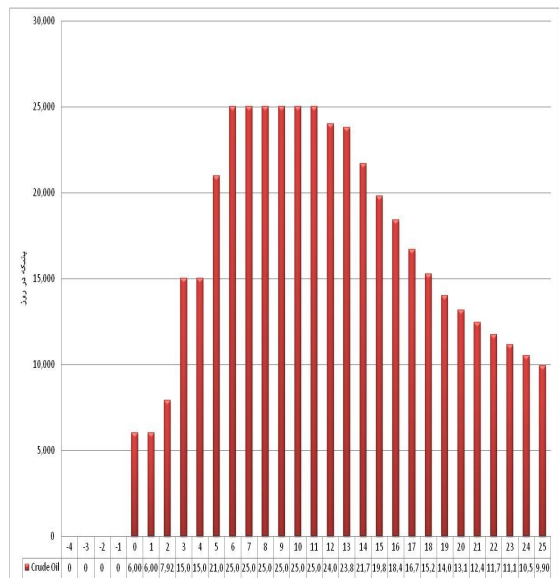
ب- سناریوی دوم: حال فرض می‌کنیم کارفرما به دنبال کاهش ریسک تولید میدان از طریق افزایش دوره بازپرداخت پاداش ریسک پیمانکار است. در این سناریو، نرخ بازدهی پیمانکار معادل ۱۵ درصد و دوره بازپرداخت طولانی‌تر و ۱۰ ساله فرض شده است. بدیهی است که پیمانکار چندان موافق این سناریو نباشد. جدول (۱) محاسبات ارزیابی اقتصادی و شکل (۱۰) جریان نقدی پروژه بر اساس فرضیه‌های بالا را نشان می‌دهد. در این حالت نرخ بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما معادل ۵۲،۳۹ درصد می‌شود.

ج- سناریوی سوم: همانگونه که اشاره شد، طولانی شدن دوره زمانی منجر به کاهش جذابیت قرارداد برای پیمانکار می‌شود [۱۲]. این موضوع به این معنی است که پیمانکار با رقم ثابت هزینه پاداش ریسک، وادار به تحمل ریسک بیشتری می‌کنیم و این با اصول اقتصادی بهینه پاراتو سازگار است. بنابراین برای تشویق پیمانکار به سناریوی تطویل دوره بازپرداخت، باید هزینه پاداش و در نهایت نرخ بازدهی پیمانکار را افزایش دهیم. حال فرض می‌کنیم همزمان با افزایش دوره بازپرداخت به ۱۰ سال، هزینه پاداش ریسک و در نتیجه نرخ بازدهی پیمانکار نیز افزایش و به ۱۶ درصد برسد. جدول (۲) محاسبات مربوطه و نمودار (۱۱) جریان نقدی مربوطه را نشان می‌دهد. نتایج محاسبات نشان می‌دهد که ضمن افزایش بازدهی پیمانکار، نرخ بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما در مقایسه با سناریوی دوم، به میزان کمتری افزایش یافته و به رقم ۵۲،۲۱ درصد می‌رسد. اما در ازای آن، فرآیند مدیریت ریسک بهتر انجام شده و پیمانکار، ریسک بیشتری را متقبل می‌شود.

• پروفایل تولید مخزن با توجه به افت تولید مخزن به صورت نمودار (۸) مشخص شده است.

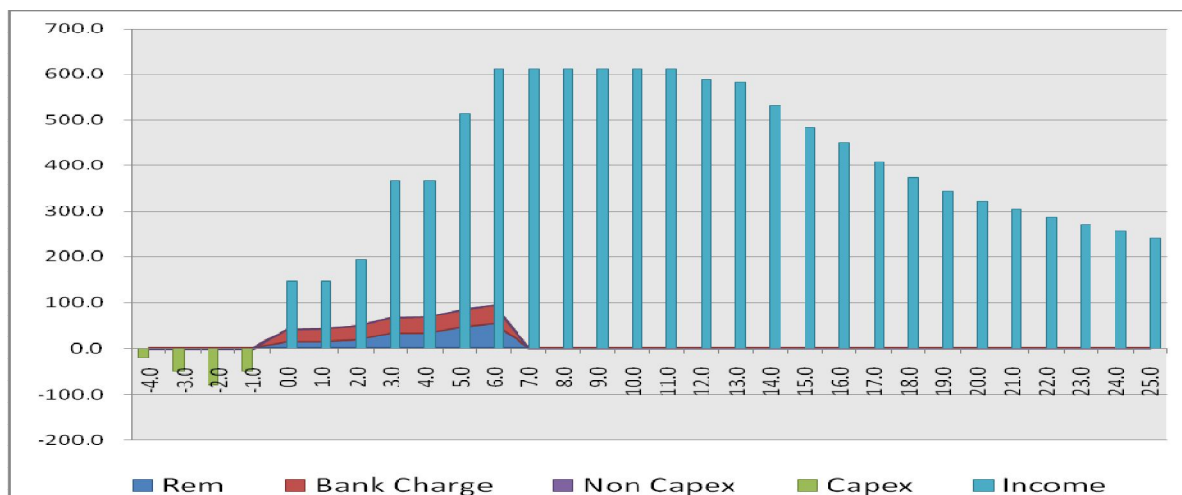


شکل ۷: پروفایل توزیع هزینه



شکل ۸: پروفایل تولید مخزن

حال تلاش می‌شود با طولانی کردن دوره بازپرداخت هزینه پاداش به پیمانکار، از طریق افزایش هزینه پاداش و در نهایت افزایش ROR پیمانکار و شرایط برای کنترل ریسک‌ها از طریق افزایش منافع پیمانکار بهبود یابد، به گونه‌ای که منافع کارفرما در نهایت به بهترین شکل تأمین شود. برای این منظور، ماتریس سناریوهای نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار و دوره زمانی بازپرداخت پاداش پیمانکار را ایجاد می‌کنیم. در سناریوهای مختلف فرض می‌کنیم نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار معادل ۱۵، ۱۶، ۱۷، ۱۸، ۱۹ و ۲۰ درصد (که از طریق افزایش درصد هزینه پاداش از



شکل ۹: جریان نقدی پروژه در سناریوی اول

جدول ۱: محاسبات پروژه در سناریوی تطویل زمان بازپرداخت با بازدهی ثابت پیمانکار

YEAR	Revenue Calculations		Costs					Contractor Cash Flow US \$MM	Project Cash Flow With Finance US \$MM	Project Cash Flow Without Finance US \$MM	
	Crude Oil PRODN BBL/D	GROSS PRICE US \$/BBL	REVENUE US \$MM	REM. FEE US \$MM	CAPEX US \$MM	Non CAPEX US \$MM	BANK CHARGES US \$MM				
-4	0	70.0	0	0.0	20.0	2.0	0.0	-22.0	-22.0	-18.0	
-3	0	70.0	0	0.0	50.0	2.0	0.0	-52.0	-52.0	-48.0	
-2	0	70.0	0	0.0	80.0	2.0	0.0	-82.0	-82.0	-78.0	
-1	0	70.0	0	0.0	50.0	2.0	0.0	-52.0	-52.0	-48.0	
0	6,000	70.0	147.00	9.41	0.0	0.0	28.6	38.0	109.0	147.0	
1	6,000	70.0	147.00	9.41	0.0	0.0	30.4	39.8	107.2	147.0	
2	7,923	70.0	194.11	12.42	0.0	0.0	32.3	44.7	149.4	194.1	
3	15,000	70.0	367.50	23.52	0.0	0.0	34.3	57.8	309.7	367.5	
4	15,000	70.0	367.50	23.52	0.0	0.0	36.4	59.9	307.6	367.5	
5	21,000	70.0	514.50	32.93	0.0	0.0	38.7	71.6	442.9	514.5	
6	25,000	70.0	612.50	39.20	0.0	0.0	41.1	80.3	532.2	612.5	
7	25,000	70.0	612.50	39.20	0.0	0.0	0.0	39.2	573.3	612.5	
8	25,000	70.0	612.50	39.20	0.0	0.0	0.0	39.2	573.3	612.5	
9	25,000	70.0	612.50	39.20	0.0	0.0	0.0	39.2	573.3	612.5	
10	25,000	70.0	612.50	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	612.5	612.5	
11	25,000	70.0	612.50	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	612.5	612.5	
12	24,000	70.0	588.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	588.0	588.0	
13	23,800	70.0	583.10	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	583.1	583.1	
14	21,700	70.0	531.65	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	531.7	531.7	
15	19,810	70.0	485.35	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	485.3	485.3	
16	18,400	70.0	450.80	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	450.8	450.8	
17	16,700	70.0	409.15	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	409.2	409.2	
18	15,271	70.0	374.14	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	374.1	374.1	
19	14,010	70.0	343.25	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	343.2	343.2	
20	13,183	70.0	322.98	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	323.0	323.0	
21	12,442	70.0	304.83	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	304.8	304.8	
22	11,753	70.0	287.95	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	287.9	287.9	
23	11,147	70.0	273.10	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	273.1	273.1	
24	10,533	70.0	258.06	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	258.1	258.1	
25	9,907	70.0	242.72	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	242.7	242.7	
-----			443,579.0		10,867.7	268.0	200.0	8.0	241.7		-----

Key Economic indicators for Contractor

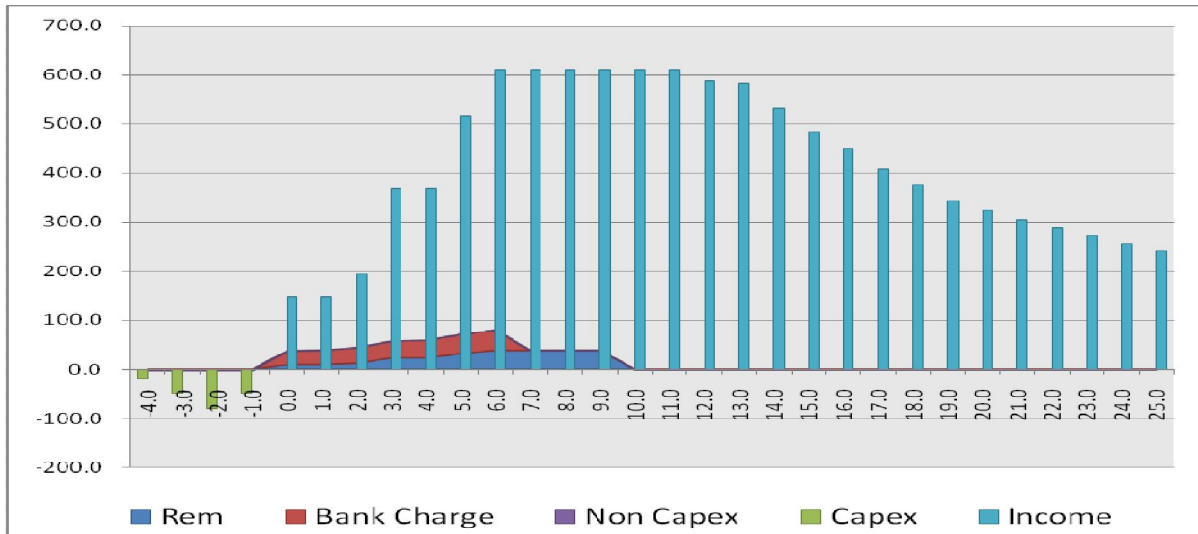
	IRR%	NPV 10 \$MM
Pre-UK CT	15.1%	0.0

Key Economic indicators for Project with Finance

	IRR%	NPV 10 \$MM
Pre-UK CT	52.39%	2151.2

Key Economic indicators for Project with out Finance

	IRR%	NPV 10 \$MM
Pre-UK CT	60.8%	3867.4



شکل ۱۰: جریان نقدی در سناریوی تطویل زمان بازپرداخت با بازدهی ثابت پیمانکار

جدول ۲: محاسبات پروژه در سناریوی تطویل زمان بازپرداخت همزمان با افزایش بازدهی پیمانکار

YEAR	Revenue Calculations		Costs				Contractor Cash Flow US \$MM	Project Cash Flow With Finance US \$MM	Project Cash Flow Without Finance US \$MM	
	Crude Oil PROD/BBL/D	PRICE US \$/BBL	GROSS REVENUE US \$MM	REM. FEE US \$MM	CAPEX US \$MM	Non CAPEX US \$MM				BANK CHARGES US \$MM
-4	0	70.0	0	0.0	20.0	2.0	0.0	-22.0	-22.0	-18.0
-3	0	70.0	0	0.0	50.0	2.0	0.0	-52.0	-52.0	-48.0
-2	0	70.0	0	0.0	80.0	2.0	0.0	-82.0	-82.0	-78.0
-1	0	70.0	0	0.0	50.0	2.0	0.0	-52.0	-52.0	-48.0
0	6,000	70.0	147.00	10.29	0.0	0.0	28.6	38.9	108.1	147.0
1	6,000	70.0	147.00	10.29	0.0	0.0	30.4	40.6	106.4	147.0
2	7,923	70.0	194.11	13.59	0.0	0.0	32.3	45.8	148.3	194.1
3	15,000	70.0	367.50	25.73	0.0	0.0	34.3	60.0	307.5	367.5
4	15,000	70.0	367.50	25.73	0.0	0.0	36.4	62.1	305.4	367.5
5	21,000	70.0	514.50	36.02	0.0	0.0	38.7	74.7	439.8	514.5
6	25,000	70.0	612.50	42.88	0.0	0.0	41.1	84.0	528.5	612.5
7	25,000	70.0	612.50	42.88	0.0	0.0	0.0	42.9	569.6	612.5
8	25,000	70.0	612.50	42.88	0.0	0.0	0.0	42.9	569.6	612.5
9	25,000	70.0	612.50	42.88	0.0	0.0	0.0	42.9	569.6	612.5
10	25,000	70.0	612.50	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	612.5	612.5
11	25,000	70.0	612.50	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	612.5	612.5
12	24,000	70.0	588.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	588.0	588.0
13	23,800	70.0	583.10	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	583.1	583.1
14	21,700	70.0	531.65	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	531.7	531.7
15	19,810	70.0	485.35	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	485.3	485.3
16	18,400	70.0	450.80	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	450.8	450.8
17	16,700	70.0	409.15	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	409.2	409.2
18	15,271	70.0	374.14	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	374.1	374.1
19	14,010	70.0	343.25	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	343.2	343.2
20	13,183	70.0	322.98	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	323.0	323.0
21	12,442	70.0	304.83	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	304.8	304.8
22	11,753	70.0	287.95	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	287.9	287.9
23	11,147	70.0	273.10	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	273.1	273.1
24	10,533	70.0	258.06	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	258.1	258.1
25	9,907	70.0	242.72	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	242.7	242.7
-----			-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	443,579.0		10,867.7	293.1	200.0	8.0	241.7			

Key Economic indicators for Contractor

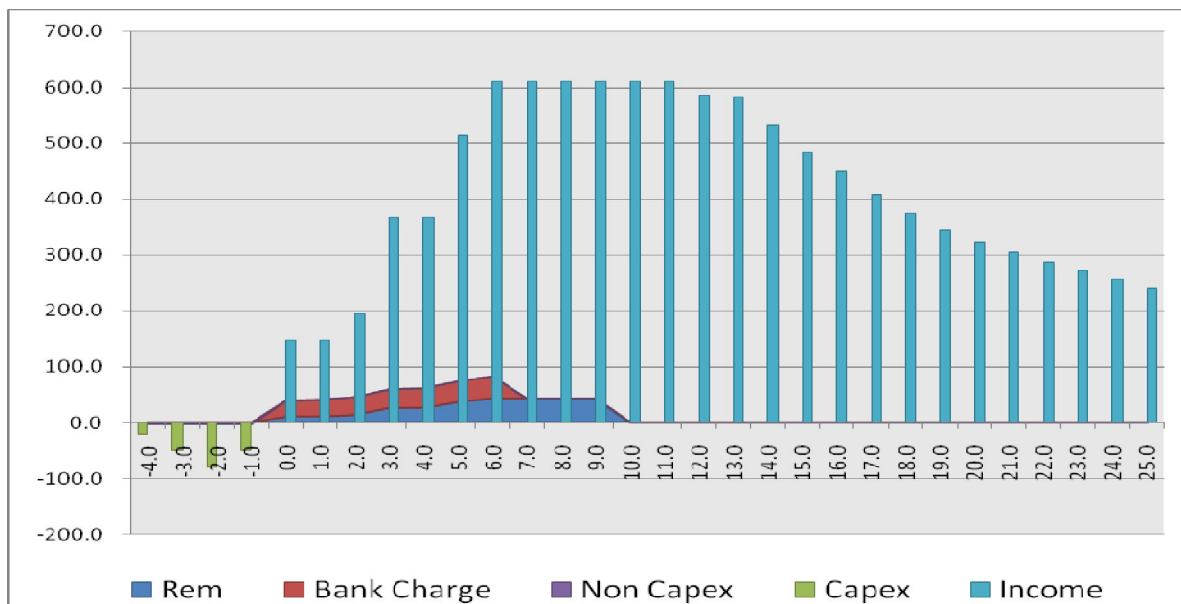
NPV 10 \$MM	0.0
IRR%	15.9%
Pre-UK CT	

Key Economic indicators for Project with Finance

NPV 10 \$MM	2141.9
IRR%	52.21%
Pre-UK CT	

Key Economic indicators for Project with out Finance

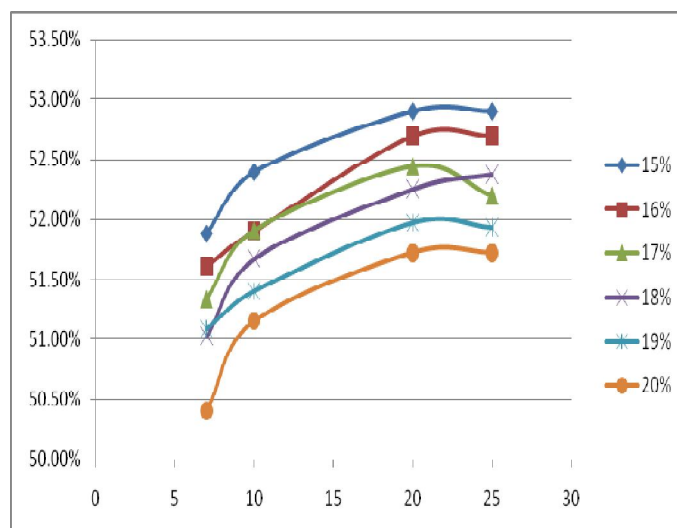
NPV 10 \$MM	3852.8
IRR%	60.8%
Pre-UK CT	



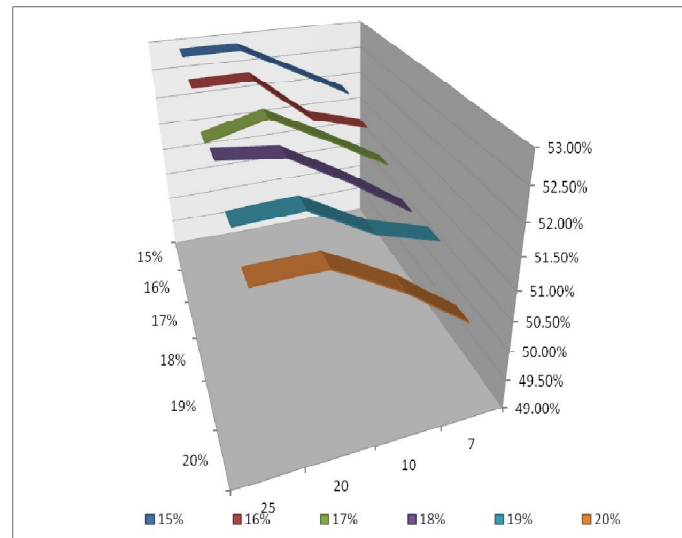
شکل ۱۱: جریان نقدی در سناریوی تطویل زمان بازپرداخت همزمان با افزایش بازدهی پیمانکار

جدول ۳: تغییر نرخ بازدهی اقتصادی پروژه برای پیمانکار همزمان با تغییرات در هزینه پاداش ریسک و دوره بازپرداخت آن

	15%	16%	17%	18%	19%	20%
7	51.88%	51.61%	51.34%	51.02%	51.08%	50.40%
10	52.39%	51.90%	51.91%	51.67%	51.40%	51.15%
20	52.90%	52.69%	52.44%	52.25%	51.97%	51.72%
25	52.90%	52.69%	52.20%	52.37%	51.93%	51.72%



شکل ۱۲: منحنی‌های همترزی حاصل از خروجی مدل‌ها



شکل ۱۳: منحنی‌های همترازی به صورت سه بعدی

دو طرف را مشخص می‌کنند. اغلب شرکت‌های توسعه‌دهنده، تمایل به مشارکت در منافع بلندمدت میادین نفت و گاز را داشته و بنابراین سیستم‌های امتیازی و مشارکتی اولویت بیشتری در مقایسه با سیستم‌های خدماتی دارند. اما از سوی دیگر در برخی کشورها و از جمله ایران که مالکیت و حاکمیت منابع زیرزمینی به طور انحصاری در اختیار دولت است، فقط سیستم‌های قرارداد خدماتی، مجاز به استفاده بوده و همین موضوع دولت‌های این کشورها را وادار می‌کند که برای ایجاد جذابیت در سیستم‌های قراردادی، منافع نقدی بیشتری را با عنوان حق‌الزحمه و هزینه جبران ریسک برای شرکت‌های توسعه‌دهنده در نظر بگیرد. نتایج بررسی‌ها حاکی است در اغلب پروژه‌های اجرا شده به روش بیع متقابل به عنوان مهم‌ترین روش مورد استفاده در قراردادهای توسعه میدان کشور، اهداف قرارداد تأمین نشده است و در نهایت هزینه استفاده از سرمایه، بسیار بیشتر از میزان برنامه‌ریزی شده اولیه شده است.

ارتقای جذابیت سیستم‌های قرارداد بیع متقابل برای جذب پیمانکاران قوی از یک سو و در پیش گرفتن مکانیزم‌های مناسب برای حفظ منافع کشور و تضمین برداشت صیانتی در بلندمدت، از مهم‌ترین دغدغه‌های صنعت نفت کشور است. آنچه درباره ترغیب پیمانکار برای پذیرش عملی ریسک تولید مخزن در بلندمدت باید انجام شود، ایجاد شرایطی برای افزایش سهم پاداش ریسک پیمانکار معادل مخاطرات افزایش یافته با در نظر گرفتن

حال چنانچه ماتریس سناریوهای مختلف را استخراج کنیم، مشابه جدول (۳) می‌شود. این ماتریس، بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما را در حالت‌های مختلف دوره زمانی بازپرداخت و هزینه پاداش (تأثیر آن در بازدهی اقتصادی) پیمانکار، نشان می‌دهد.

شکل (۱۲) منحنی‌های همترازی برای این مثال را نشان می‌دهد. بدیهی است با توجه به مفهوم بالا، به ازای نرخ‌های بازدهی متفاوت پیمانکار، می‌توان دور بازپرداخت را به گونه‌ای تنظیم کرد که بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما حداقل تغییر را داشته باشد.

شکل (۱۳) منحنی‌های همترازی مثال ارائه شده را به صورت سه بعدی نشان می‌دهد.

شکل‌های اشاره شده با عنوان نمودار همترازی، بیانگر میزان افزایش قابل قبول در نرخ بازدهی انتظار پیمانکار به ازای افزایش دوره بازپرداخت و تضمین بیشتر پروفایل تولید و کاهش ریسک مربوطه، مشروط به حفظ حداکثری منافع میزبان است.

خلاصه و نتیجه‌گیری

چارچوب‌های قرارداد، نحوه به کارگیری امکانات مالی و فناوری شرکت‌های پیشرفته برای انجام عملیات اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز کشورها را تعیین می‌کنند. این چارچوب‌ها در طیف وسیعی از سیستم‌های امتیازی تا سیستم‌های خرید خدمات قرار گرفته و نحوه تسهیم منافع حاصله و همچنین مخاطرات و ریسک‌های احتمالی، بین

راهکار جدید و نوآوری این تحقیق با عنوان "منحنی‌های همترازی" ارائه شده است. بر اساس این تئوری، تطویل دوره زمانی بازپرداخت به عنوان روش همراستا کردن منافع پیمانکار با ریسک و مخاطرات پروفایل تولید از میدان نفتی در بلندمدت پیشنهاد می‌شود. این روش کمک می‌کند که منافع پیمانکار و منافع دولت میزبان در یک راستا قرار گیرد.

حداقل هزینه‌ها برای کارفرما است. برای ایجاد این شرایط قراردادی، استفاده از متدولوژی ریسک- ارزش پیشنهاد می‌شود. به این مفهوم که برای ترغیب پیمانکار به طولانی شدن دوره بازپرداخت خود، پاداش ریسک و به دنبال آن ROR افزایش یابد. البته پارامترها به گونه‌ای تنظیم شود که بازدهی اقتصادی پروژه برای کارفرما ثابت مانده یا حداقل کاهش را داشته باشد. این نظریه به عنوان

مراجع

- 1- Bernard, M. (2007). "Oil and Sovereignty, translate by Alireza Hmidi Yunesi, Institute for International Energy Studies 1384.
- 2- Energy and Technology Cooperation Office of the Vice President, (2005). Research design patterns for conventional financing of upstream oil industry, Counselors Group.
- 3- Zohdi, M. (2009). Financial and accounting procedures in international agreements, upstream oil and gas industry, Behjat Publication.
- 4- Lovenfeld, A. (2011). International investment law, translate by Mohammad ghanbari Jahromi, Jangal publication.
- 5- Dehghani, T. (2012). Analysis attract financing needs of its oil industry during the twenty-year perspective, Institute for International Energy Studies.
- 6- Hassani Pak, A. and KHalesi, M.R. (2003). Error and Risk Management in Exploration, University of Tehran
- 7- Dy Simoez and Mtio R(2010) Sunset oil field, Transat by Homayoon Nasimi, Institute for International Energy Studies.
- 8- Johnson, D. (1994). International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts (Oklahoma, USA: Penwell Books).
- 9- Brigham, Eugene F., (1975). Hurdle rates for screening capital expenditure proposals, Financial Management 4, 17-26.
- 10- Brexendorff, A and Ule, C, Changes Bring New Attention to Iranian Buyback Contracts, *Oil & Gas Journal*, 1 Nov 2004, PP. 24-32.
- 11- Fama, Eugene F., and Kenneth R. French. 2000. The Equity Risk Premium. Working Paper No. 522, Center for Research in Security Prices (April).
- 12- Ghandi, A. and Cynthia Lin, C.-Y. (2011). "Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and NowroozT, University of California at Davis, December.
- 13- Brumberg, D. and Ahram, A.I. (2007). The National Iranian Oil Company in Iranian politics. The James A. Baker III Institute for Public Policy.
- 14- International Energy Agency, [IEA]. (2010). World Energy Outlook 2010. Organisation for Economic Co-operation and Development OECD.
- 15- Walls, Michael R., (2005). "Corporate Risk Taking and Performance: A 20 Year Look at the Petroleum Industry." *Journal of Petroleime Science and Engineering*, Vol. 48, PP. 127-140
- 16- Luo, D. and Yan, N. (2010). Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts. *Petrol Explore Develop*, 36, 6, 756-762.

-
- 17- Fathi, G. M. (2011). Production Sharing Agreements (PSAs) in Azerbaijan. The case of Azeri-Chirag-Guneshli. Unpublished Master of business administration thesis, IPAG Business School, Paris.
 - 18- Bindemann, K. (1999). Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies. (No. WPM 25).
 - 19- Mabadi, A. M. (2008). Legal strategies in upstream oil and gas contracts to attract foreign investment: Iran's case. Unpublished LLM dissertation, Shahid Beheshti University, Tehran.
 - 20- Shiravi, A. and Ebrahimi, S, N. (2006). Exploration and development of Iran's oilfields through buyback. *Natural Resources Forum*, 30, 199-206.
 - 21- Lin, C.Y. (2009). Insights from a simple Hotelling model of the world oil market. *Natural Resources Research*, 18 (1), 19-28.
 - 22- Ghandi, A. and Lin, C. Y. (2012). Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz. *Energy Policy*, 42, 181-190.
 - 23- Shiravi, A. and Ebrahimi, S. N. (2006). Exploration and development of Iran's oilfields through buyback, *Natural Resources Forum*, 30, from 11.
-