فصلنامه اقتصاد انرژی ایران
سال دوم، شماره ۹، زمستان ۱۳۹۲، صفحات ۱۷۴-۱۵۱

بررسی توزیع ریسک در نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه

علی طاهری فرد* و مصطفی سلیمی‌فر**

تاریخ دریافت: ۲۹ آبان ۱۳۹۱ تاریخ پذیرش: ۲۱ اسفند ۱۳۹۲

چکیده

توزیع منصفانه ریسک میان کشور میزبان و شرکت‌های بین‌المللی نفتی، از موضوعات بسیار مهم در قراردادهای نفتی است. در این مقاله توزیع ریسک میان شرکت‌های بین‌المللی نفتی و دولت در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول، دوم و سوم مورد بررسی قرار می‌گیرد. ریسک‌های شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع‌متقابل عبارتند از: ریسک هزینه، ریسک تأخیر در تکمیل پروژه، ریسک عدم دستیابی به تولید قراردادی، ریسک کاهش قیمت نفت. ریسک‌های دولت عبارتند از: ریسک عدم تولید صیانتی، ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه، ریسک هزینه (نسل سوم قراردادها)، ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها. بر اساس نتایج این مقاله، در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، ریسک هزینه و عدم دستیابی به تولید قراردادی برای پیمانکار و ریسک عدم تولید صیانتی و کاهش تولید پس از تحویل پروژه برای دولت، بیشترین آثار را بر اقتصاد پروژه هر یک از طرفین دارند و مکانیزم انگیزشی مناسبی برای مدیریت این ریسک‌ها در قراردادهای نسل اول وجود ندارد. در قراردادهای نسل سوم، بطور قابل ملاحظه‌ای ریسک‌های اصلی قراردادهای بیع‌متقابل کاهش یافته است و طرفین قرارداد بطور میانگین با ریسک کمتری مواجه هستند. البته علی‌رغم کاهش ریسک پیمانکار در قراردادهای نسل سوم، نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار افزایش یافته است که این مسئله با توزیع متناسب ریسک و پاداش در قراردادها سازگاری ندارد.

واژه‌های کلیدی: قراردادهای بیع‌متقابل، توزیع ریسک، نرخ داخلی بازگشت سرمایه، کشور میزبان، شرکت‌های بین‌المللی نفتی

---

* دانشجوی دکتری اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد. این مقاله مستخرج از رساله دکتری اینجانب می‌باشد.
taherifard1361@yahoo.com
** دکتری اقتصاد و عضو هیئت علمی دانشکده علوم اداری و اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد mostafa@um.ac.ir

طبقه‌بندی JEL: Q30، G32.

۱. مقدمه

اکتشاف، توسعه و تولید از میادین نفت و گاز اغلب بسیار پر ریسک، سرمایه‌بر و بهره‌برداری آنها مستلزم زمان طولانی است. ریسک پروژه‌های نفتی در چرخه عمر آن در سه گروه ریسک مالی، سیاسی و زمین‌شناسی طبقه‌بندی می‌شود. در حالی‌که ریسک‌های زمین‌شناسی پس از اکتشاف میدان کاهش می‌یابد اما ریسک‌های سیاسی و مالی افزایش می‌یابد. یکی ازدلایل آن انتقال قدرت چانه‌زنی میان سرمایه‌گذار و دولت میزبان طی دوره اکتشاف و بهره‌برداری است. در مرحله اکتشاف و پیش از تجاری‌شدن میدان قدرت چانه‌زنی سرمایه‌گذار بیش از دولت میزبان است اما در مرحله تولید ریسک سرمایه‌گذار افزایش و قدرت چانه‌زنی آن کاهش می‌یابد (توردو[1] ۲۰۰۷). توانایی تحمل ریسک دولت‌ها و شرکت‌ها متفاوت است. از این رو توزیع منصفانه ریسک یکی از مهمترین مؤلفه‌های ارزیابی قراردادهاست. اگر ریسکی که به پیمانکار تحمیل می‌شود با پاداشی که پرداخت میشود متناسب نباشد آنگاه قرارداد بهینه نخواهد بود و پیمانکار انگیزه کافی برای فعالیت‌های پر ریسک مانند حفاری در مناطق پیچیده و دشوار و یا پروژه‌های بهبود ضریب بازیافت را نخواهد داشت.

رژیم‌های مالی هیدروکربوری در دو گروه اصلی سیستم‌های حق امتیاز و سیستم‌های قراردادی طبقه‌بندی می‌شوند. هر گاه دولت بتواند مالکیت نفت و یا گاز را در سر چاه به شرکت طرف قرارداد منتقل کند در اصطلاح می‌گویند که این ترتیبات مالی در چارچوب «سیستم حق امتیاز[2]» تنظیم شده است. هرگاه دولت مالک ذخایر باشد و شرکت طرف قرارداد این حق را داشته باشد که سهمی از نفت تولید شده و یا سهمی از درآمد حاصل از فروش نفت را دریافت کند اصطلاحاً می‌گویند که این ترتیبات مالی[3] در چارچوب سیستم قراردادی تنظیم شده است. اگر در سیستم قراردادی شرکت طرف قرارداد سهمی از نفت تولید شده را دریافت کند نوع قرارداد را «مشارکت در تولید[4]» و اگر هزینه‌ها از درآمد حاصل از فروش نفت جبران شود نوع قرارداد را «خرید خدمت[5]» می‌نامند (جانستون[1]، ۲۰۰۷). قراردادهای بیع‌متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی

1. Tordo
2. Concessionary Systems
3. Financial Arrangements
4. Production Sharing Agreements
5. Service Contracts

خرید خدمت هستندکه پیمانکار طرف قرارداد، عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه را در قبال دریافت حق الزحمه‌ای معین انجام می‌دهد (طاهری‌فرد، ۱۳۸۷). از ابتدا تا کنون با توجه به تغییراتی‌که در قراردادهای بیع‌متقابل صورت گرفته است می‌توان آنها را در سه نسل طبقه‌بندی کرد:

- نسل اول: قراردادهای توسعه و یا اکتشاف،که مشخصه اصلی آنها تعیین مبلغ قرارداد بصورت ثابت بوده و برای کارهای اکتشافی و یا توسعه میادین به کار رفته است.
- نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین که طبق آن، پیمانکار اکتشافی حق دارد در صورت اکتشاف میدان هیدروکربوری و تجاری بودن آن، مستقیماً و بدون قرارداد جدید با سقف مشخص و ثابت، عملیات توسعه را بعهده گیرد.
- نسل سوم: قراردادهای توسعه و قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین است که سقف مبلغ قرارداد از طریق برگزاری مناقصات در زمانی پس از تنفیذ قرارداد مشخص خواهد شد. همچنین این نسل از قراردادها برای چند فاز ۵ ساله قابل تمدید است (امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۹).

از آنجاکه هیچ یک از قراردادهای بیع‌متقابل اکتشاف به نتیجه مطلوب نرسیده است این قراردادها در این مقاله مورد بررسی قرار نگرفته است. همچنین چارچوب نسل اول و دوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه یکسان است. لذا تمرکز مقاله بر قراردادهای توسعه نسل اول و سوم است. مسئله اصلی مقاله این است که آیا توزیع ریسک نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل تفاوتی کرده است و به سمت توزیع بهینه متمایل شده است؟

از همین رو این مقاله مشتمل بر پنج بخش است. در بخش دوم، مطالعات انجام شده در این حوزه مرور می‌شود. در بخش سوم ریسک‌های دولت و شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای چهار قرارداد بیع‌متقابل که سه مورد آن از قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول (میادین درود، سروش و نوروز و بلال) و یک مورد آن از قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم (میدان یادآوران) است محاسبه می‌شود. در بخش چهارم کیفیت توزیع ریسک میان دولت و شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع‌متقابل نسلهای مختلف بررسی می‌شود. در پایان نیز جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ارائه خواهد شد.

1. Johnston

۲. مروری بر مطالعات انجام شده

بوهرن و اکرن[1] (۱۹۸۷) در یک دسته‌بندی کلی ریسک دولت‌ها را به ریسک‌های اقتصاد خرد و اقتصاد کلان تقسیم میکنند. مهمترین ریسک اقتصاد کلان ریسک درآمد است که تابعی از قیمت نفت و نرخ ارز است. هر دو مؤلفه تأثیرگذار بر این ریسک برون‌زا هستند و تحمیل آن در چارچوب قرارداد به شرکت‌های پیمانکار منصفانه نخواهد بود. ریسک خرد دولت‌ها، ریسک هزینه و تولید از میادین نفتی است هر چند این ریسک نیز بین پروژه‌های مختلف توسعه و تولید میادین نفت و گاز قابل توزیع است اما بایستی بخشی از آن در چارچوب رژیم‌های مالی به پیمانکار منتقل گردد.

اسماندسن[2] (۱۹۹۹) ریسک شرکت‌های نفتی را به دو بخش ریسک سیستماتیک و ریسک اقتصاد خرد تقسیم می‌کند. ریسک سیستماتیک شرکتها، حاصل کوواریانس بین نرخ بازگشت سرمایه شرکت و بازگشت سرمایه سبد دارایی بازار است. این ریسک شرکت‌ها از جنس ریسک اقتصاد کلان دولت‌هاست و نمی‌توان آن را میان دولت و شرکت تسهیم نمود. ریسک خرد یا ریسک هزینه و تولید میدان نیز با توجه به تنوع فعالیت شرکت‌ها در میادین مختلف و باریسک و پاداش‌های متفاوت کاهش می‌یابد اما در هر صورت، این ریسک بر نرخ بازگشت سرمایه شرکت‌ها مؤثر خواهد بود. البته ریسک سیستماتیک (کلان) شرکت‌ها و دولت متفاوت است زیرا سبد دارایی مرجع دولت ثروت ملی و سبد دارایی مرجع شرکت بازار سرمایه است.

بر اساس مطالعه جانسن[3] (۱۹۹۱)، ثروت ملی در مقایسه با بورس نروژ، با ریسک درآمدی کمتری مواجه است. به عبارت دیگر با توجه به سهم قابل توجه پروژه‌ها و سرمایه‌گذاری‌های نفتی در صندوق ثروت ملی نروژ، پوشش ریسک دولت در برابر ریسک‌های سیستماتیک بیش از شرکت‌هاست. علاوه بر این ریسک خرد شرکت‌ها نیز با توجه به محدودیت تنوع سرمایه‌گذاری آنها نیز اغلب بیش از دولت‌هاست. بنابراین شرکت‌ها در مقایسه با دولت‌ها با ریسک بیشتری مواجه هستند. به دلیل ناقص بودن بازارهای مالی طرفین قرارداد بایستی ریسکی را متحمل شوند این ریسک نیز در چارچوب قرارداد بایستی بهینه توزیع شود. در حالت بهینه آن طرف از قرارداد که پوشش ریسک مناسب‌تری دارد و یا ریسک‌گریزی کمتری دارد بایستی ریسک بیشتری را متحمل شود.

1.Bohren and Ekern
2. Osmundsen
3. Johnsen

کمپ و استفان (۱۹۹۹) دو ریسک اصلی برای هر پروژه نفت و گاز بر می‌شمرد: ریسک هزینه[1] و ریسک تکمیل پروژه[2]. در صورت اتخاذ مکانیزم پاداش و جریمه در قراردادهای نفتی، ریسک کارفرما و پیمانکار هر دو افزایش خواهد یافت. زیرا کارفرما بایستی بخشی از منافع حاصل از تسریع در اختتام پروژه را به پیمانکار بپردازد و البته از سوی دیگر پیمانکار علاوه بر جریمه تأخیر در دریافت حق‌الزحمه، مبلغی را نیز بابت جریمه پرداخت خواهد کرد بنابراین ریسک افزایش می‌یابد. در این صورت هزینه سرمایه افزایش می‌یابد و در نتیجه نرخ بازگشت سرمایه‌ها بایستی افزایش یابد. لذا کیفیت توزیع ریسک بین طرفین قرارداد تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر هزینه قرارداد دارد. این افزایش ریسک برای شرکت‌های بزرگ نفتی قابل تحمل است اما برای شرکت‌های کوچک که در تنوع سرمایه‌گذاری محدودیت دارند قابل تحمل نیست.

ون گرونندال و مزرعتی[3] (۲۰۰۶) در مقاله‌ای به بررسی قراردادهای بیع‌متقابل میادین نفتی و گازی ایران می‌پردازند. بر اساس این مقاله، ریسک‌هایی که شرکت‌های بین‌المللی نفت در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل با آن روبرو است عبارت است از:

۱. کاهش قیمت نفت
۲. افزایش هزینه ها به میزان بیش از هزینه‌های برآوردی اولیه
۳. تأخیر در اجرای عملیات و ساخت تجهیزات
۴. عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی[4]
۵. قطع تولید به دلیل خطرات احتمالی
۶. هزینه‌های عملیات و نگهداری بالاتر از حد انتظار

همچنین ریسک‌هایی که شرکت ملی نفت(NOC) با آن روبرو است عبارتست از:

۱. افزایش تولید میدان به صورت غیر بهینه توسط شرکت‌های بین‌المللی نفت به منظور تسویه هزینه‌ها
۲. تخمین بیش از حد هزینه‌ها به منظور افزایش پاداش و هزینه‌های بانکی

به ریسک‌های دولت و شرکت‌های بین‌المللی در قراردادهای بیع‌متقابل در مطالعات دیگری از جمله عثمان[5] (۲۰۰۷)، فرنژاد[1] (۲۰۰۹)، محمد[2] (۲۰۰۹)، کوهن و جنتی‌فر[3] (۲۰۱۲) و قندی

1.Cost Risk
2.Project Completion Risk
3. Van Geronendal and Mazraati
4.Production Profile
5. Otman

(۲۰۱۲) نیز پرداخته شده است که تقریباً با موارد فوق‌الذکر یکسان است. البته قندی[4] در مطالعه خود بطور نسبتاً جامعی ریسک‌های شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع‌متقابل با تأکید بر میدان سروش و نوروز پرداخته است اما به مقایسه میان نسل‌های مختلف قرارداد بیع‌متقابل نمی‌پردازد.

در این مقاله، داده‌های مربوط به جریان نقدی قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل، از رساله کارشناسی‌ارشد آقای سید وحید حسینی (۱۳۷۹) و داده‌های مربوط به قرارداد بیع‌متقابل یادآوران از مقاله کوهن و جنتی‌فر (۲۰۱۲) استخراج گردیده است.

۳. توزیع ریسک در قراردادهای بیع‌متقابل

در یک دسته‌بندی می‌توان ریسک‌های قراردادهای نفتی را به ریسک‌های پیمانکار (شرکت‌های بین‌المللی نفتی) و ریسک‌های دولت یا شرکت‌های ملی نفت تقسیم کرد. در این قسمت ریسک‌هایی را که پیمانکار و دولت در چارچوب نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل متحمل می‌شوند بررسی خواهد شد.

۳-۱. ریسک‌های پیمانکار

الف. ریسک هزینه

در قراردادهای بیع‌متقابل هزینه‌های توسعه در ۴ گروه اصلی طبقه‌بندی می‌شوند:

۱. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، که شامل هزینه‌هایی از قبیل مالیات، بیمه، حقوق گمرکی و کلاً عوارض کشور و هزینه آموزش است.

۲. هزینه‌های عملیاتی: هزینه‌هایی است که پیمانکار برای اجرای عملیات تولید از زمان تولید زودهنگام تا پایان مدت قرارداد، با رضایت شرکت ملی نفت خرج می‌کند. هزینه‌های عملیاتی در پایان هر سال به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

1.Farnejad
2. Mohammad
3. Kuhn, Jannatifar
4. Ghandi

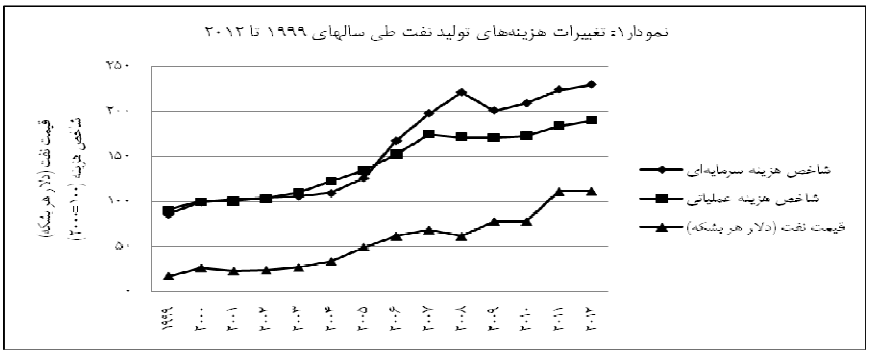
۳. هزینه‌های بانکی شامل هزینه نرخ بهره تأمین مالی پروژه‌ها است که توسط پیمانکار پرداخت می‌شود این هزینه بصورت نرخ لیبور در زمان عقد قرارداد به علاوه ۰/۷۵ درصد محاسبه شده و به پیمانکار پرداخت می‌شود.

۴. هزینه‌های سرمایه‌ای، که شامل هزینه‌های تأمین و اجاره ماشین‌آلات، ساختمان‌ها و دیگر دارایی‌های عینی و هزینه‌های تأمین نشده سال‌های پیش است و بطور کلی هر هزینه‌ای بجز هزینه‌های فوق‌الذکر را شامل می‌شود.

در کلیه قراردادهای نسل اول و دوم توسعه میادین، قیمت قرارداد سقف معینی دارد که در ابتدای قرارداد که هنوز اطلاعات کامل در خصوص رفتار میدان وجود ندارد تعیین می‌شود. این روش تعیین سقف قرارداد از دو جهت ریسک به پیمانکار تحمیل می‌کند:

اولاً: شناخت رفتار میدان در طول دوره توسعه و بهره‌برداری کامل می‌شود از این رو ریسک دستیابی به تولید هدف قرارداد برای پیمانکار وجود دارد. در صورت عدم تحقق تولید مشخص شده در قرارداد هیچ پاداشی به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد. نرخ پاداش در قراردادهای بیع‌متقابل حدود ۵۰ درصد هزینه سرمایه‌ای است (ونگرونندال و مزرعتی، ۲۰۰۶).

ثانیاً: شرایط بازار خدمات و تجهیزان نفت و گاز به شدت نوسانی است. اغلب با افزایش قیمت نفت و گاز، فعالیت‌ها برای توسعه میادین نفت و گاز جدید افزایش می‌یابد که به موجب آن قیمت خدمات و تجهیزات نفتی افزایش می‌یابد. این در حالی است که سقف هزینه در قرارداد بیع‌متقابل ثابت است و پیمانکار هیچ سهمی در افزایش قیمت نفت ندارد لذا ریسک افزایش هزینه یکی از ریسک‌های جدی است که به پیمانکار تحمیل می‌شود. در نمودار زیر تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی و قیمت نفت طی دوره ۲۰۱۲-۲۰۰۰ نشان داده شده است:



منبع: مؤسسه آمار و اطلاعات IHS، ۲۰۱۲

براساس نمودار فوق، هزینه‌های سرمایه‌ای بین سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۱۲ بیش از ۲/۶ برابر شده است. در دوره قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول تا سال ۲۰۰۳ افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای بطور میانگین حدود ۲۳ درصد و رشد هزینه‌های عملیاتی حدود ۲۰ درصد بوده است. در دوره قراردادهای نسل دوم و سوم بیع‌متقابل افزایش هزینه به مراتب بیش از دوره قبل است بطوری‌که بین سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۷ هزینه‌های سرمایه‌ای بیش از ۵۰ درصد افزایش یافته است. در جدول زیر ریسک افزایش هزینه در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول و سوم ارزیابی شده است:

جدول۱. تأثیر افزایش هزینه‌های توسعه در قراردادهای بیع‌متقابل بر نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار (ریسک هزینه)

شرح	نرخ داخلی بازگشت سرمایه قراردادی	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با (۲۰ درصد افزایش در هزینه‌های قرارداد)	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با (۵۰ درصد افزایش در هزینه‌های قرارداد)
میدان درود	۱۶	۱۰/۶	۰/۲۶
میدان بلال	۱۷/۸	۱۱/۳	۳/۸
میدان سروش و نوروز	۱۶/۶	۱۰/۶	۰,۳۹
فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی	۱۹	۱۰	۵/۲
میدان‌یادآوران (هزینه‌های‌عملیاتی)×	۱۹/۶	۱۸/۸	۱۷/۴

منبع: محاسبات محقق

× از آنجاکه قرارداد توسعه میدان یادآوران از نوع نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل است پیمانکار صرفاً با ریسک هزینه‌های عملیاتی مواجه است زیرا در این نوع قرارداد مبلغ قرارداد پس از صدور سفارش خرید تجهیزات که بخش عمده هزینه سرمایه‌ای را پوشش می‌دهند نهایی می‌گردد و این ریسک از عهده پیمانکار خارج شده است.

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در چارچوب نسل اول قراردادهای بیع‌متقابل توسعه افزایش هزینه‌های توسعه میدان، نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار را شدیداً تحت تأثیر قرار می‌دهد بطوری که با افزایش ۲۰ و ۵۰ درصدی هزینه‌های توسعه قرارداد میدان درود نرخ داخلی بازگشت سرمایه از ۱۶ درصد به ۱۰/۶ و ۰/۳۶ درصد کاهش می‌یابد. بر اساس جدول (۱)، بیشترین

ریسک هزینه مربوط به قراردادهای میادین درود و سروش و نوروز و کمترین آن مربوط به قراردادهای فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی بوده است.

در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و بعد از برگزاری ۸۵ درصد مناقصات خرید تجهیزات و صدور سفارش خرید، سقف قرارداد مشخص می‌شود. از آنجاکه بیش از ۸۵ درصد هزینه‌های توسعه میدان مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای است[1] با این روش تعیین سقف، تا حدود زیادی ریسک افزایش هزینه سرمایه‌ای پوشش داده می‌شود. اما همچنان ریسک‌های هزینه‌های عملیاتی و ریسک‌های فنی و وجود دارد.

در جدول مشاهده می‌شود ریسک هزینه در قرارداد میدان یادآوران بسیار کمتر از قراردادهای نسل اول است بطوریکه با افزایش ۵۰ درصدی هزینه‌های عملیاتی این پروژه نرخ داخلی بازگشت سرمایه صرفاً ۲/۲ درصد کاهش می‌یابد

ب. ریسک کاهش قیمت نفت

از آنجاکه بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار از محل حداکثر ۶۰ درصد درآمدهای پروژه پرداخت می‌شود یکی از ریسک‌های پیمانکار کاهش قیمت نفت به حدی است که امکان بازپرداخت حقوق پیمانکار نباشد. برای این منظور قیمت سربسری نفت برای قراردادهای بیع‌متقابل درود، بلال و سروش و نوروز و یادآوران محاسبه گردید:

جدول ۲. قیمت سربه‌سری نفت برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار (دلار هر بشکه) در قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل

نام میدان/سال	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
درود	۴/۱	۳/۴	۸/۹	۱۱/۳	۱۰/۳	۹/۲	۹/۶	۴/۱	۱/۴
بلال×		۱۴/۴	۱۰/۸	۱۰/۸					
سروش و نوروز		۳/۳	۴/۷	۵/۵	۵/۷	۵/۹	۶/۱	۵/۹	
قیمت نفت	۲۲/۸۱	۲۴/۷۴	۲۶/۷۸	۳۳/۶۴	۴۹/۳۵	۶۱/۵	۶۸/۱۹	۹۴/۳۴	۶۱/۴

منبع: محاسبات محقق، قیمت نفت بر اساس سالنامه آماری بی‌پی ۲۰۱۲

× فاز پرداخت قرارداد میدان بلال سه ساله (۲۰۰۴-۲۰۰۲) بوده و نیازی به ذکر قیمت سربه‌سری برای سال ۲۰۰۴ به بعد نیست.

۱. بر اساس نسبت هزینه‌های عملیاتی به کل هزینه‌ها در قرارداد سروش و نوروز محاسبه شده است.

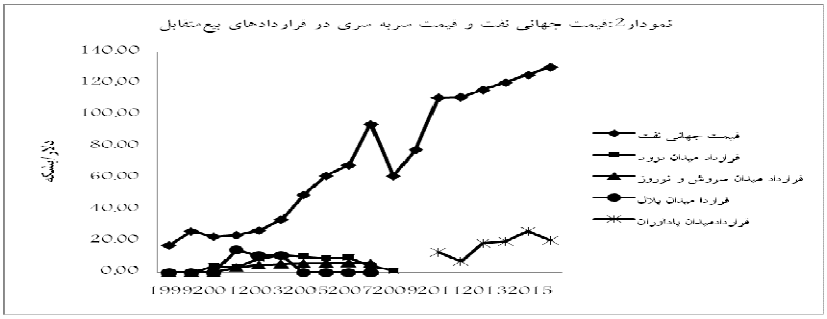
جدول۳. قیمت سربه‌سری نفت برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار (دلار هر بشکه) در قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل

نام میدان/سال	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶
یادآوران	۱۳	۷/۱	۱۸/۶	۱۹/۸	۲۶/۳	۲۰/۴
قیمت نفت	۱۱۱/۲۶	۱۱۱/۶۵	۱۱۶/۱۲	۱۲۰/۷۶	۱۲۵/۵۹	۱۳۰/۶

منبع: محاسبات محقق، پیش‌بینی قیمت بر اساس دورنمای سالانه انرژی آژانس اطلاعات انرژی آمریکا[1] (۲۰۱۲)

بر اساس جدول فوق، قیمت سربه‌سری برای بازپرداخت قراردادهای درود و بلال به مراتب پایین‌تر از قیمت نفت در بازار جهانی است. برای میدان درود بیشترین قیمت سربه‌سری نفت کمتر از ۱۲ دلار برای هر بشکه است. در میدان یادآوران قیمت سربه‌سری در بیشترین حالت حدود ۲۰٪ قیمت جهانی نفت خواهد بود.

قیمت نفت‌خام پس از یک دوره کاهش از دسامبر سال ۱۹۹۷ تا دسامبر سال ۱۹۹۸، در ژانویه سال ۱۹۹۹ روند افزایشی گرفت و تا نیمه سال ۱۹۹۹، پس از سه مرحله کاهش تولید اوپک (سه میلیون بشکه در روز)، به بیش از ۲۵ دلار افزایش یافت (کافمن[2] و همکاران، ۲۰۰۸). از این رو احتمال کاهش قیمت به کمتر از قیمت سربه‌سری قراردادهای منعقده در سال ۱۹۹۹ بسیار کم بود. با توجه به افزایش قیمت نفت، برای قراردادهای بیع‌متقابل نسل‌های اول، دوم و سوم که پس از سال ۲۰۰۰ منعقد گردید این ریسک به مراتب کمتر نیز است. لذا ریسک کاهش قیمت برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار بسیار ناچیز بود. در نمودار زیر قیمت سربه‌سری قراردادهای بیع‌متقابل با قیمت نفت در بازار جهانی مقایسه شده است.



منبع: محاسبات محقق (جداول ۲ و ۳ مقاله) و پیش‌بینی قیمت بر اساس دورنمای سالانه انرژی آژانس اطلاعات انرژی آمریکا[3] (۲۰۱۲)

1. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012
2. Kaufman
3. U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012

پ. ریسک تأخیر در تکمیل پروژه

یکی از ریسک‌هایی که در اغلب پروژه‌ها بویژه پروژه‌های نفتی وجود دارد ریسک تأخیر در تکمیل پروژه است. در قراردادهای نسل اول، دوم و سوم اکتشاف و توسعه، پاداش و جریمه خاصی برای تسریع در تکمیل پروژه و یا تأخیر آن مشاهده نمی‌شود. البته روشن است که با تأخیر در اجرای پروژه دوره بازگشت سرمایه پیمانکار نیز افزایش خواهد یافت و نرخ داخلی بازگشت سرمایه کاهش می‌یابد. همانطور که بیان شد پرداخت پاداش در قراردادهای بیع‌متقابل پس از رسیدن تولید به سطح تولید نهایی قرارداد امکان‌پذیر است لذا تأخیر در دستیابی به این سطح تولید پرداخت پاداش را به تعویق می‌اندازد. در جدول زیر اثر تأخیر یک ساله و دوساله در تکمیل پروژه بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار محاسبه شده است:

جدول٤. آثار تأخیر در تکمیل پروژه بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار (ریسک تأخیر)

شرح	نرخ داخلی بازگشت سرمایه قراردادی	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با یک سال تأخیر	نرخ داخلی بازگشت سرمایه با دو سال تأخیر
میدان درود	۱۶	۱۴/۸	۱۳/۹
سروش و نوروز	۱۶/۶	۱۵/۴	۱۴/۴
بلال	۱۷/۸	۱۶/۳	۱۵/۲
فار ۴ و ۵ پارس جنوبی	۱۹	۱۵	۱۳
یادآوران (نسل سوم بیع‌متقابل)	۱۹	۱۸/۱	۱۷

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق نشان داده شده است تأخیر تکمیل در پروژه برای یک سال یا دو سال نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار را بین ۲ درصد تا ۶ درصد کاهش می‌دهد. کمترین ریسک تأخیر مربوط به پروژه میدان یادآوران و بیشترین آن مربوط به پروژه فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی است.

ت. ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی[1]

در قراردادهای بیع‌متقابل سطح تولید قراردادی در ابتدای قرارداد و بر اساس اطلاعات اولیه و بعضاً قدیمی تعیین می‌شود. چه بسا پیمانکار پس از گذشت دوره‌ای از عملیات توسعه و آگاهی بیشتر از مخزن به این نتیجه رسید که با توجه به خصوصیات میدان و یا سقف هزینه‌ای قرارداد امکان دسترسی به سطح تولید قراردادی وجود ندارد. در این صورت با توجه به مکانیزمی که در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، دوم و سوم تعبیه شده است پاداش توسعه میدان (که برابر ۵۰ درصد هزینه سرمایه‌ای است) به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد (ون گرونندال و مزرعتی، ۲۰۰۶).

جدول۵. اثر عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه

شرح	نرخ داخلی بازگشت سرمایه قراردادی (درصد)	نرخ داخلی بازگشت سرمایه در صورت عدم‌دستیابی به تولید قراردادی (درصد)
میدان درود	۱۶	۶/۲
سروش و نوروز	۱۶/۶	۶/۶
بلال	۱۷/۸	۶/۰۵
فار ۴ و ۵ پارس جنوبی	۱۹	۶/۸
یادآوران (نسل سوم بیع‌متقابل)	۱۹	۸/۳

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در صورت عدم دستیابی پیمانکار به سطح هدف قراردادی تولید نرخ بازگشت داخلی حدود ۱۰ درصد کاهش پیدا می‌کند. البته اثر ریسک کاهش تولید بر نرخ داخلی بازگشت سرمایه کمتر از ریسک هزینه است. قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل بگونه‌ای تنظیم شده‌اند که در صورت عدم تحقق پاداش، نرخ داخلی بازگشت سرمایه حدود ۶ درصد باشد اما در پروژه میدان یادآوران که از نوع قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل است پیش‌بینی می‌شود نرخ داخلی بازگشت سرمایه پیمانکار، حتی در صورت عدم دستیابی به تولید هدف، بیش از ۸ درصد باشد. به عبارت دیگر ریسک پیمانکار در قرارداد میدان یادآوران کاهش یافته است.

1.Production Profile

ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی این انگیزه را در پیمانکاران تقویت می‌کند تا سطحی از تولید را که بایستی به آن متعهد باشند کمتر از میزان واقعی تعیین کنند تا خود را در برابر ریسک کاهش تولید پوشش دهند.

۳-۲. ریسک‌های دولت

الف. ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه

در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، مدت اجرای قرارداد معمولا ۴ تا ۵ سال و بازپرداخت آن بین ۷ تا ۹ سال از تاریخ خاتمه توسعه و یا شروع تولید اولیه است. بدین ترتیب پس از پایان عملیات توسعه عملاً پیمانکار نظارتی بر تولید ندارد. شرط تحقق تولید قراردادی، ۲۱ روز تولید در سطح قرارداد در یک دوره متوالی ۲۸ روزه است. در برخی مطالعات این ریسک به عنوان ریسک پیمانکار مطرح می‌شود. زیرا پیمانکار در دوره ۷ تا ۹ ساله بازپرداخت حضور ندارد اما با کاهش تولید در این دوره امکان کاهش بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار وجود دارد. به عبارت دیگر پیمانکار در ریسک کاهش تولید در سال‌های پس از خاتمه قرارداد شریک است در حالی‌که نقشی در مدیریت عملیات تولید ندارد (جنتی‌فر ۲۰۱۰، محمد ۲۰۰۹، فرنژاد ۲۰۰۹). برای بررسی این موضوع سطح تولیدی سربه‌سری بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار برای سه قرارداد نسل اول بیع‌متقابل بلال، سروش و نوروز و درود محاسبه شد:

جدول ٦. تولید سربه‌سری برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش

نام میدان	تولید هدف بشکه در روز	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹
درود	۷۲۰۰۰	۱۱۲۹۴	۱۰۸۰۹	۲۷۰۰۲	۳۰۳۸۲	۲۱۹۹۲	۱۳۴۸۹	۱۱۲۲۵	۴۳۳۹	۱۰۴۶
بلال	۴۰۰۰۰		۲۴۲۵۳	۱۶۱۰۹	۱۲۸۲۷					
سروش و نوروز	۱۹۰۰۰۰		۲۶۵۴۰	۳۳۹۲۷	۳۱۲۲۳	۲۲۱۱۱	۱۸۴۱۲	۱۷۲۰۹	۱۱۹۰۷	

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در میادین درود، بلال و سروش و نوروز به ترتیب حداکثر با تحقق ۲۶ درصد، ۶۰ درصد و ۱۷ درصد از اهداف تولیدی، بازپرداخت هزینه و پاداش پیمانکار بطور کامل انجام خواهد شد. بنابراین ریسک کاهش تولید پس از انتقال عملیات میدان به شرکت ملی نفت ایران برای پیمانکار تقریباً وجود ندارد بلکه این نااطمینانی برای دولت وجود دارد که پس از تحویل گرفتن کار، تولید میدان به سرعت کاهش یابد. در این صورت ریسک کاهش تولید به دولت تحمیل می‌شود.

در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، پروژه در چند فاز تعریف می‌شود تا پیمانکار انگیزه کافی برای ثبات تولید پس از تحویل هر فاز داشته باشد. برای مثال در قرارداد یادآوران تولید در فاز اول به ۸۵ هزار بشکه در روز افزایش یافته و فاز دوم ۱۰۰ هزار بشکه دیگر به آن افزوده خواهد شد. با این وجود همچنان تولید در هر فاز پس از یک دوره ۲۸ روزه به دولت تحویل داده می‌شود. در جدول زیر تولید نفت سربه‌سری برای میدان یادآوران ارائه شده است.

جدول ۷. تولید سربه‌سری برای بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش

شرح	نسبت درآمد به هزینه در قراردادهای بیع‌متقابل	اثر کاهش ۲۰ درصدی تولید	اثر کاهش ۵۰ درصدی تولید
میدان درود	۱۱/۷	۹/۴	۵/۹
سروش و نوروز	۱۴/۲	۱۱/۴	۷/۱
بلال	۵	۴	۲/۵
فار ۴ و ۵ پارس جنوبی	۹/۷	۷/۸	۴/۸
یادآوران (نسل سوم بیع‌متقابل)	۸/۳	۶/۷	۴/۲

منبع: محاسبات محقق

برای آنکه اثر کاهش تولید نفت بر سودآوری قراردادهای بیع‌متقابل برای دولت روشن‌تر شود اثر کاهش تولید نفت بر نسبت درآمد به هزینه $\left(\frac{R}{C}\right)$ دولت در قراردادهای منتخب ارائه شده است:

جدول ۸. اثر کاهش تولید پس از تحویل پروژه بر نسبت درآمد به هزینه دولت

نام میدان	تولید هدف بشکه در روز	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶
یادآوران	۸۵۰۰۰	۹۹۳۲	۵۳۹۸	۱۳۶۲۶	۱۳۹۳۴	۱۷۷۹۷	۱۳۲۶۷

منبع: محاسبات محقق

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود با کاهش سطح تولید نفت و گاز پس از تحویل پروژه به شرکت نفت در حالیکه در بازپرداخت هزینه‌های شرکت‌های بین‌المللی هیچ اختلالی ایجاد نخواهد شد اما سودآوری پروژه برای دولت به شدت کاهش خواهد یافت. متأسفانه در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول هیچ مکانیزم انگیزشی برای شرکت‌های بین‌المللی جهت پوشش ریسک وجود ندارد. اما در قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم با چند فازی شدن قرارداد این ریسک تا حد زیادی پوشش داده شده است.

ب. ریسک عدم تولید صیانتی

تولید صیانتی حداکثرسازی مقدار نفت استخراج شده در طول عمر میدان است که با توجه به خصوصیات طبیعی مخزن و رفتار تولیدی آن و ملاحظات اقتصادی مانند قیمت نفت خام و هزینه‌های مربوط به افزایش ضریب بازیافت، تعیین می‌شود. تولید صیانتی از میادین نفتی بهینه سازی تولید در عمر مخزن است (انجمن مهندسان نفت[1]). تولید صیانتی را می‌توان با دو معیار ارزیابی کرد:

نخست: نرخ تخلیه که عبارتست از نسبت تولید سالیانه از مخزن به حجم باقیمانده نفت در مخزن (سعیدی ۱۳۸۱). برای مثال نرخ تخلیه سالیانه به موجب قرارداد بیع‌متقابل میدان سروش و نوروز به ترتیب ۱۶ درصد و ۶ درصد است که با توجه به ویژگی‌های سنگ مخزن و گرانروی نفت آن رقم بسیار بالایی است. نرخ تخلیه سالیانه میدان قوار عربستان که از بهترین ویژگی‌های سنگ مخزن برخوردار است حدود ۲/۲ درصد است. طبعاً شرکت‌های طرف قرارداد خواهند کوشید تا با توسل به روش‌های مختلف- حتی غیر صیانتی- تولید از میادین را افزایش داده و تولید را در یک دوره ۲۱ روزه به سطح مندرج در قرارداد برسانند تا ظاهراً در کوتاه‌مدت بتونند به

1. Society of Petroleum Engineering

تعهدات خود عمل نموده و پروژه را تحویل شرکت ملی نفت نمایند. پس از آن نیز باقیمانده هزینه‌ها و پاداش پیمانکار بازپرداخت می‌شود (درخشان ۱۳۸۵).

دوم: روش‌های افزایش ضریب بازیافت، این روش‌ها برای میادین نفتی ایران شامل تزریق آب و بویژه گاز است (سعیدی، ۱۳۸۱). روش‌هایی همچون تزریق گاز به میادین، موجب جابجایی بالای نفت می‌شود و به سبب آنکه میزان نفت تولید شده در طول عمر میدان را حداکثر میکند تولید صیانتی محسوب می‌شود. اما چنین روش‌هایی در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل مورد استقبال شرکت‌های طرف قرارداد قرار نمیگیرد زیرا

اولاً ریسک عملیاتی این روش‌ها بیش از سایر روش‌های بهره‌برداری است لذا نااطمینانی در خصوص هزینه‌های آتی را افزایش می‌دهد (اداره ملی نفت و گاز (NPC[1]) آمریکا، ۲۰۱۱).

ثانیاً بازدهی این روش‌ها آهسته‌تر است (کرفت[2]، ۱۹۹۱) و چه بسا آثار این روش‌ها به صورت کامل پس از پایان عمر قرارداد ظاهر شود.

ثالثاً پاداش پیمانکار در استفاده از این روش‌ها باید با نوع فعالیت متناسب باشد. برای مثال تزریق به موقع و به مقدار مناسب گاز به میدان آزادگان می‌تواند ضریب بازیافت این میدان را از ۴/۴ درصد به ۳۰ درصد افزایش دهد که به موجب آن حدود ۹ میلیارد بشکه به تولید میدان افزوده می‌شود (درخشان، ۱۳۸۵). اما در قراردادهای بیع‌متقابل پاداش ضریبی از هزینه سرمایه‌ای (حدود ۵۰ درصد) است و ارتباطی با نوع فعالیت و نتایج آن ندارد. لذا انگیزه‌ای برای پیمانکار برای افزایش ضریب بازیافت وجود ندارد.

در قراردادهای بیع‌متقابل نسل دوم پیمانکار موظف شده است تا از روش‌هایی که به حداکثر نرخ کارا بیانجامد بهره بگیرد اما ساختار قرارداد نسل دوم بیع‌متقابل نیز امکان تحقق این امر را فراهم نمی‌کند. هر چند دوره قرارداد ۲۵ سال است اما تولید پس از دستیابی به اهداف قرارداد برای حداقل یک دوره ۲۱ روزه در یک دوره ۲۸ روزه متوالی به شرکت ملی نفت تحویل داده میشود و ریسک کاهش تولید همانگونه که در بخش قبل بحث شد به شرکت ملی نفت تحمیل می‌شود.

در قراردادهای نسل سوم، مدت قرارداد بستگی به میزان عملیات توسعه و تعداد فازهای انجام کار دارد. لذا اگر عملیات توسعه میدان در چند فاز ۵ ساله توسعه انجام گیرد که مستلزم حضور

1. National Petroleum Council
2. Craft

میان‌مدت و بلندمدت پیمانکار در میدان است. این روش می‌تواند انگیزه‌ای را برای پیمانکار جهت استفاده از روش‌های حداکثر نرخ کارا[1] (MER) را ایجاد کند. همچنین بموجب نسل سوم قراردادها پیمانکار مکلف است در صورت ضرورت و تأیید شرکت ملی نفت ایران، طرح‌های ازدیاد برداشت را اجرا کرده و سرمایه‌گذاری لازم را انجام دهد. اما همچنان مشکلات ساختاری که در خصوص قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول بیان شد در این نسل از قراردادهای بیع‌متقابل نیز وجود دارد.

پ. ریسک هزینه

در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول و دوم در ابتدای پروژه، سقف قرارداد تعیین می‌شد. در این صورت مهمترین ضعف این قراردادها تحمیل ریسک افزایش هزینه به پیمانکار بود. در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه برای رفع این کاستی، سقف قرارداد ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از تنفیذ قرارداد به پیمانکار و برگزاری مناقصات خرید نهایی می‌شود. در این روش

اولاً همه ریسک افزایش هزینه سرمایه‌ای به شرکت ملی نفت تحمیل خواهد شد و احتمال دارد قیمت نهایی قرارداد به مقدار قابل توجهی از برآورد اولیه بیشتر باشد.

ثانیاً پیمانکار هیچ انگیزه‌ای برای کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای ندارد زیرا افزایش هزینه‌ها تأثیری بر نرخ بازگشت سرمایه آن ندارد. به تناسب افزایش هزینه‌ها، عائدی پیمانکار نیز افزایش می‌یابد بگونه‌ای که نرخ بازگشت سرمایه تغییر نکند. لذا شرکت ملی نفت بایستی نظارت و کنترل دقیق بر مناقصات پیمانکار داشته باشد. لازمه حضور فعال و مؤثر در این مناقصات داشتن نیروهای کارآمد در همه زمینه‌های فنی و غیرفنی است که هزینه‌های زیادی را به شرکت ملی نفت تحمیل می‌کند.

در قرارداد نسل سوم بیع‌متقابل یادآوران (که ریسک هزینه برای دولت وجود دارد) در صورت افزایش ۲۰ و ۵۰ درصدی هزینه سرمایه‌ای، نسبت درآمد به هزینه $\left(\frac{R}{C}\right)$ طی دوره قرارداد، از ۸/۴ به ترتیب به ۷ و ۵/۶ کاهش می‌یابد.

ت. ریسک بیش برآورد هزینه‌ها

همانطور که توضیح داده شد یکی از ریسک‌های مهم شرکت‌های بین‌المللی نفتی در نسل اول و دوم قراردادهای بیع‌متقابل ریسک افزایش هزینه است. لذا شرکت‌های نفتی این انگیزه را داشتند تا

1. Maximum Efficient Rate

برای پوشش ریسک خود، هزینه‌های اولیه را بیش برآورد نموده و هزینه اضافی به دولت تحمیل نمایند.

٤. توزیع ریسک در قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول تا سوم

در بخش قبل ریسک‌های مختلف دولت و پیمانکار در قراردادهای بیع‌متقابل و آثار آن بر اقتصاد پروژه برای طرفین تبیین شد. برای بررسی توزیع ریسک میان طرفین ابتدا لازم است احتمال وقوع ریسک‌ها و پیامد وقوع آنها برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی و یا دولت‌ها مشخص گردد. برای احتمال وقوع ریسک ۵ حالت خیلی کم $\left(P_{\cdot}=\frac{n_{\cdot}}{N}\right)$، کم $\left(P_{۱}=۲P_{\cdot}\right)$، متوسط $\left(P_{۲}=۳P_{\cdot}\right)$، زیاد $\left(P_{۳}=۴P_{\cdot}\right)$ و خیلی زیاد $\left(P_{۴}=۵P_{\cdot}\right)$ در نظر گرفته شده است. بطوریکه پیامدهای وقوع ریسک برای دولت عبارتست از خیلی کم $\left(XG_{\cdot}=a\right)$، کم $\left(XG_{۱}=۲a\right)$، متوسط $\left(XG_{۲}=۳a\right)$، زیاد $\left(XG_{۳}=۴a\right)$ و خیلی زیاد $\left(XG_{۴}=۵a\right)$. پیامدهای وقوع ریسک برای پیمانکار عبارتند از: خیلی کم $\left(XI_{\cdot}=b\right)$، کم $\left(XI_{۱}=۲b\right)$، متوسط $\left(XI_{۲}=۳b\right)$، زیاد $\left(XI_{۳}=۴b\right)$ و خیلی زیاد $\left(XI_{۴}=۵b\right)$. روشن است میزان آثار وقوع ریسک برای هر یک از طرفین متفاوت است $\left(XI\neq XG\right)$.

همانطور که در بخش سوم مقاله اشاره شد ریسک کاهش قیمت نفت برای پیمانکار در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول بسیار اندک بوده و برای سایر نسل‌های قراردادی نیز اصلاً مطرح نیست (جداول شماره ۲و۳). ریسک تأخیر در تکمیل پروژه نیز آثاری به مراتب کمتر از دو ریسک دیگر پیمانکار یعنی ریسک هزینه و ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی دارد.

در نسل اول قراردادهای بیع‌متقابل ریسک هزینه تقریباً بطور کامل به پیمانکار منتقل شده است. اما در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل ریسک هزینه برای دولت مطرح است. ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها که در نسل‌های قبلی قرارداد وجود داشت با تغییراتی که در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل داده شده است در قالب ریسک هزینه قابل توضیح است. این دو ریسک هر چند قابل اهمیت است اما با توجه به قیمت‌های بالای نفت نمی‌تواند اثر قابل توجهی بر سود خالص پروژه‌های نفتی داشته باشد.

ریسک عدم تولید صیانتی جدی‌ترین ریسکی است که بویژه در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول وجود داشته است.[۱] ریسک کاهش تولید میدان پس از انتقال پروژه از پیمانکار به شرکت ملی نفت نیز پیامد قابل توجهی برای دولت دارد. همانطور که در جدول (۶) نشان داده شده است با افزایش قیمت نفت مطالبات پیمانکار حتی با کاهش قابل ملاحظه تولید نفت نیز امکان‌پذیر است اما سودآوری پروژه برای دولت شدیداً کاهش خواهد یافت. در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول، از ۱۴ مورد که اطلاعات آن در دسترس است در ۶ مورد یعنی حدود ۴۰ درصد آنها، تولید قراردادی محقق نشده است و یا پس از مدت کوتاهی کاهش تولید آغاز شده است.[۲] بر اساس توضیحات ارائه شده در مقاله، در جدول زیر احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول ارائه شده است.

جدول ۹. احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین در قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل

ریسک پیمانکار			ریسک دولت		
عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع	عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع
ریسک هزینه	P_3	XI_4	کاهش تولید	P_2	XG_3
ریسک کاهش قیمت نفت	P_1	XI_1	عدم تولید صیانتی	P_4	XG_4
تأخیر در تکمیل پروژه	P_2	XI_2	بیش‌برآورد هزینه	P_2	XG_1
عدم دستیابی به سطح تولید	P_2	XI_3			

منبع: محاسبات محقق

شاخصی که برای تحمل ریسک طرفین مد نظر قرار داده شده است امید ریاضی پیامدهای وقوع ریسک‌های طرفین بوده است. امید ریاضی ریسک دولت برای قراردادهای نسل اول بصورت زیر است:

$$E(XG)^{(1)} = P_2 XG_3 + P_4 XG_4 + P_2 XG_1 =$$
$$3P_{.}(4a) + 4P_{.}(5a) + 4P_{.}(2a) = 40P_{.}a$$

امید ریاضی ریسک شرکت‌های بین‌المللی نفتی نیز بصورت زیر خواهد بود:

---

۱. برای بررسی تولید صیانتی در قراردادهای بیع‌متقابل رجوع شود به مجله مجلس و پژوهش شماره ۳۴

۲. قرارداد میدان‌های درود، سروش و نوروز، سلمان، فروزان و اسفندیار و مسجد سلیمان از جمله قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول هستند که به اهداف خود نرسید و یا بعد از مدت کوتاهی با کاهش روبرو شد (دفتر فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵).

$$E(XI)^{(1)} = P_3 XI_4 + P_1 XI_1 + P_2 XI_2 + P_2 XI_3 =$$
$$4P_0(5b) + 2P_0(2b) + 3P_0(3b) + 3P_0(4b) = 45P_0 b$$

متأسفانه اغلب قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل بجز قرارداد میدان یادآوران به مرحله اجرا نرسیده است.[1] اما در مجموع همانطور که در بخش سوم گذشت با توجه به تغییراتی که در نحوه تعیین هزینه در این قراردادها صورت گرفته است و همچنین با توجه به چند فازی شدن قراردادهای نسل سوم که منجر به حضور بلندمدت شرکت‌ها در میدان می‌شود ریسک هزینه و ریسک عدم دستیابی به سطح قراردادی تولید برای پیمانکار کاهش یافته است. در مورد ریسک‌های دولت نیز هر چند دو ریسک جدی عدم تولید صیانتی و کاهش تولید کاهش یافته است اما ریسک هزینه افزایش می‌یابد. با توجه به توضیحات فوق، در جدول زیر احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم ارائه شده است:

جدول ۱۰. احتمال و پیامد وقوع ریسک برای طرفین در قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم

ریسک پیمانکار				ریسک دولت	
عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع	عنوان ریسک	احتمال وقوع	پیامد وقوع
هزینه	P_3	X_1	کاهش تولید	P_1	X_3
ریسک کاهش قیمت نفت	P_0	X_0	عدم‌تولیدصیانتی	P_1	X_4
تأخیر در تکمیل پروژه	P_2	X_2	هزینه	P_4	X_3
عدم دستیابی به سطح تولید	P_1	X_3			

منبع: محاسبات محقق

بر اساس جدول فوق، امید ریاضی ریسک دولت در قراردادهای نسل سوم بیع‌متقابل بصورت زیر است:

$$E(XG)^{(3)} = P_1 XG_3 + P_1 XG_4 + P_4 XG_3 =$$
$$2P_0(4a) + 2P_0(5a) + 5P_0(4a) = 38P_0 a$$

۱. میادین کیش، گلشن و فردوس، آزادگان، جفیر، فاز ۱۱ پارس جنوبی و پارس شمالی از جمله این قراردادها هستند که اغلب به دلیل تحریم‌های خارجی به سرانجام نرسیده‌اند.

امید ریاضی ریسک شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای نسل سوم بصورت زیر برآورد می‌شود:

$$E(XI)^{(۳)} = P_۳XI_۱ + P_۰XI_۰ + P_۲XI_۲ + P_۱XI_۳ =$$
$$۴P_۰(۲b) + P_۰(b) + ۳P_۰(۳b) + ۲P_۰(۴b) = ۲۶P_۰b$$

مقایسه امید ریاضی ریسک دولت و شرکت‌های بین المللی در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول و سوم به نتایج زیر می‌رسیم:

$$E(XG)^{(۱)} \geq E(XG)^{(۳)}$$
$$E(XI)^{(۱)} \geq E(XI)^{(۳)}$$

روابط فوق نشان می‌دهد امید ریاضی ریسک دولت و پیمانکار در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول بیش از قراردادهای بیع‌متقابل نسل سوم است. به عبارت دیگر در قراردادهای نسل سوم بطور میانگین هر دو طرف ریسک کمتری را تحمل می‌کنند و توزیع ریسک منصفانه‌تر شده است.

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از آنجاکه پروژه‌های نفتی بویژه در بخش بالادستی ریسک‌های مالی، فنی و سیاسی فراوانی دارند توزیع بهینه ریسک میان دولت‌های میزبان و شرکت‌های بین‌المللی یکی از شاخص‌هایی است که بوسیله آن قراردادهای مختلف نفتی ارزیابی می‌شوند.

کیفیت توزیع ریسک بین طرفین قرارداد تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر هزینه قرارداد دارد. در حالت بهینه آن طرف از قرارداد که پوشش ریسک مناسب‌تری دارد و یا ریسک‌گریزی کمتری دارد بایستی ریسک بیشتری را متحمل شود.

قراردادهای اکتشاف و توسعه بیع‌متقابل تا کنون سه نسل را تجربه کرده است. البته از آنجاکه هیچ یک از قراردادهای اکتشاف بیع‌متقابل به توسعه نیانجامید عملاً اطلاعات چندانی در مورد آنها وجود ندارد. همچنین هیچ‌کدام از قراردادهای نسل دوم نیز به نتیجه مطلوب نرسید. لذا هدف این مقاله بررسی قراردادهای بیع‌متقابل توسعه است. قراردادهای توسعه نسل اول و سوم تغییرات نسبتاً زیادی کرد تا بتواند نواقص قبلی را پوشش دهد.

بر اساس نتایج این مقاله، ریسک‌های شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قالب قراردادهای بیع‌متقابل توسعه عبارتند از ریسک هزینه، ریسک کاهش قیمت نفت، ریسک تأخیر در تکمیل پروژه، ریسک عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی. ریسک کاهش قیمت نفت هم برای

قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول و بویژه نسل سوم بسیار اندک بود. از میان ریسک‌های مذکور، ریسک هزینه و عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی بیشترین اثر را بر بازگشت سرمایه شرکت‌های بین‌المللی دارد.

ریسکهای دولت در قراردادهای بیع‌متقابل عبارتند از ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه، ریسک عدم تولید صیانتی، ریسک بیش برآورد هزینه‌ها، ریسک هزینه. مهمترین ریسکی که دولت در قراردادهای بیع‌متقابل بویژه در نسل اول با آن روبرو بود ریسک عدم تولید صیانتی بود. همچنین ریسک کاهش تولید پس از انتقال پروژه به شرکت ملی نفت، یکی دیگر از ریسک‌هایی است که می‌تواند به شدت درآمد دولت را تحت تأثیر قرار دهد.

در قراردادهای نسل سوم برای کاهش ریسک پیمانکار، نحوه تعیین سقف هزینه تغییر کرد بگونه‌ای که مقرر شد بین ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات قیمت قرارداد مشخص گردد. در این حالت ریسک هزینه سرمایه‌ای که عمده ریسک هزینه را شامل می‌شود به دولت منتقل می‌شود و با توجه به اینکه در دوره ۱۸ ماهه سقفی برای قرارداد مشخص نشده است و پرداختی به پیمانکار بصورت هزینه بعلاوه بالاسری[1] پرداخت می‌شود عملاً انگیزه‌ای برای کاهش تولید در پیمانکار وجود ندارد. البته برای کاهش ریسک عدم تولید صیانتی و کاهش تولید پس از تحویل پروژه، قراردادهای نسل سوم در چندین فاز قابل تعریف است.

در مجموع می‌توان نتیجه گرفت که در نسل اول قراردادهای بیع‌متقابل توزیع ریسک بصورت بهینه نبود بطوریکه هم‌کارفرما و هم پیمانکار توزیع ریسک را منصفانه نمی‌دانستند. اما در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توزیع ریسک بطور قابل ملاحظه‌ای تغییر کرد و ریسکهای هزینه و تولید بطور مناسبی میان طرفین توزیع شده است.

البته انتظار می‌رود که در قراردادهای بیع‌متقابل میان ریسک و پاداش تناسبی برقرار باشد. در قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول (درود، سروش و نوروز و بلال) که ریسک پیمانکار به مراتب بالاتر بود نرخ بازگشت سرمایه بطور میانگین حدود ۱۶ درصد است اما در قراردادهای نسل سوم که ریسکهای پیمانکار به شدت کاهش یافته است نرخ بازگشت سرمایه بیش از ۱۸ درصد تعیین شده است.

1. Cost Plus

لذا پیشنهاد می‌شود در قراردادهای نسل سوم، اولاً مکانیزمی اتخاذ شود تا پیمانکار برای کاهش هزینه‌ها انگیزه کافی داشته باشد. ثانیاً تناسب میان ریسک و پاداش مجدداً مورد بازنگری قرار گیرد.

منابع

الف- فارسی

امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، آبان ۱۳۸۹

حسینی، سید وحید، (۱۳۷۹)، تحلیل تامین سرمایه‌گذاریهای بخش نفت از طریق بیع‌متقابل، راهنما: دکتر غنیمی‌فرد، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه امام صادق(ع).

درخشان، مسعود، (۱۳۸۵)، دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری ، طرح پژوهشی «بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز»، تهران.

سعیدی، علی محمد، ۱۳۸۱، «ضرورت تزریق گاز به میدانهای نفتی»، *مجله مجلس و پژوهش*، سال نهم، شماره ۳۴، ص ۹۹-۱۳۵

طاهری فرد علی (۱۳۸۷)، بررسی آثار اقتصادی ساختار قراردادها بر اکتشاف، توسعه و تولید نفت با استفاده از تئوری پرداخت اجاره بهینه و کاربرد آن در صنعت نفت ایران، رساله کارشناسی ارشد اقتصاد، تهران: دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق(ع)

ب- انگلیسی

Bohren, Ekern, S., (1987). Uncertainty in oil projects. Relevant and irrelevant risk. Beta 1, 23-30.

BP Statistical Review of World Energy (2012)

Craft, B.C. Hawkins, M.F., (1991), *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, new Jersey: Englewood Cliffs

Farnejad, H., (April 2009). How Competitive is the Iranian Buy-Back Contracts in Comparison to Contractual Production Sharing Fiscal Systems? OGEL.

Ghandi, A., Lin, C., (2012), An Analysis of risk and rate of return to internatonal oil companies from Iran's buy back service contracts, Working Paper.

http://www.ihs.com/products/consulting/industries/energy/upstream-oil-gas/index.aspx

Johnston, D., (2007). "International petroleum fiscal systems", UNDP Discussion Paper.

Kaiser, M.J., (2007). "Fiscal system analysis—concessionary systems". *Energy* 32, 2135-2147.

Kemp , A.G., Stephen, L., (1999). "Risk:reward sharing contracts in the oil industry: the e!ects of bonus:penalty schemes". *Energy Policy* 27, 111-120.

Kuhn, M., Jannatifar, M., (2012), "Foreign direct investment mechanisms and reviewof Iran's buy-back contracts: how far has Iran gone and how far may it go?", *Journal of World Energy Law and Business*, Vol5.,No.3, 207-234

Mohammad, N., (April 2009). "The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for Foreign Investment?", *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, pp. 1-21.

National Petroleum Council, (2011)

Osmundsen, P., (1999). "Risk sharing and incentives in Norwegian petroleum extraction". *Energy Policy* 27, 549-555.

Osmundsen, P., Sørenes, T., Toft, A., (2010). "Offshore oil service contracts new incentive schemes to promote drilling efficiency". *Journal of Petroleum Science and Engineering* 72, 220-228.

Otman, W.A., (April 2007). "The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives", *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*.

Robert Kaufmann & Pavlos Karadeloglou & Filippo di Mauro, (2008). "Will oil prices decline over the long run?", Occasional Paper Series 98, European Central Bank.

Tordo, S., (2007). "Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues", World Bank: Working Paper, pp. 1-86.

U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook (2012)

van Groenendaa, W.J.H., Mazraati, M., (2006). "A critical review of Iran's buyback contracts". *Energy Policy* 34, 3709-3718.