پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال هشتم، شماره ۲۹، زمستان ۱۳۹۷ صفحات ۱۹۳-۱۷۱

تحلیل حساسیت متغیرهای اصلی جریان نقدی در قرارداد IPC و مقایسه آن با قرارداد بیع متقابل مطالعه موردی: میدان دارخوین

امیرعباس فرنودی[۱]
محمد مهدی عسگری[۲]
مهدی صادقی شاهدانی[۳]
علی طاهری فرد[٤]

تاریخ دریافت:۱۳۹۶/۱۰/۱۷ تاریخ پذیرش:۱۳۹۷/۰۶/۲۰

چکیده:

در این مقاله نرخ بازگشت سرمایه و عوامل ریسکی که شرکت‌های بین المللی، در قراردادهای نفتی IPC با آن مواجه می‌شوند، بررسی شده و به طور خاص برای قرارداد میدان دارخوین مدلسازی شده است. بدین منظور مهم‌ترین عوامل ریسکی که می‌تواند منجر به کاهش نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها شود، نظیر قیمت نفت، سطح تولید، هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی و دستمزد (پاداش) مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج تحلیل حساسیت جریان نقدی قراردادهای IPC نشان داد تاثیر این عوامل بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای IPC در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل چندان قابل توجه نیست. مهم‌ترین عامل ریسکی در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های سرمایه ای است که به مقدار زیادی نرخ بازده پیمانکار را متأثر می‌کند ولی در این قراردادها این ریسک به دلیل جبران هزینه اضافی توسط دولت تا حد قابل توجهی کاهش یافته است. به طور کلی با توجه به نتایج به دست آمده می‌توان گفت در قراردادهای IPC نسبت به قراردادهای بیع متقابل نرخ بازده پیمانکار چندان تحت تاثیر عوامل ریسکی بررسی شده، نیست و در نتیجه ریسک شرکت بین المللی نفتی در این قراردادها کاهش یافته است.

طبقه‌بندی JEL:G32,Q30

کلیدواژه‌ها: قرارداد نفتی ایران، تحلیل ریسک، نرخ بازده، IPC، دارخوین

۱. دانشجوی دکتری دانشکده اقتصاد و معارف اسلامی، دانشگاه امام صادق (ع) (نویسنده مسئول) afarnoudi@gmail.com
۲. عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد و معارف اسلامی، دانشگاه امام صادق (ع) m.mahdi.askari@gmail.com
۳. عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد و معارف اسلامی، دانشگاه امام صادق (ع) sadeghi@isu.ac.ir
۴. عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد و معارف اسلامی، دانشگاه امام صادق (ع) taheri.ali1983@gmail.comt

۱. مقدمه

نسل جدید قراردادهای بالادستی یعنی قراردادهای IPC با توجه به نقاط ضعف قراردادهای پیشین نفتی (از جمله مشارکت در تولید و نسل‌های مختلف قرارداد بیع متقابل)، توسعه داده و معرفی شده است. ساختار کلی مدل مالی این قراردادها از نوع خدماتی با ریسک می‌باشد.در این قرارداد، بر خلاف قراردادهای گذشته امتیازی به پیمانکار منتقل نمی‌شود و تمامی عملیات نفتی، از اکتشاف و حفاری گرفته تا توسعه، بهره برداری و ازدیاد برداشت را شامل می‌شود. در این قراردادها، برای اولین بار بعد از انقلاب اسلامی امکان حضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری فراهم شده است که این مسئله می‌تواند باعث ایجاد انگیزه برای پیمانکار جهت حداکثر نمودن تولید انباشتی و صیانتی از میدان گردد. همچنین از دیگر ویژگی‌های بسیار مهمی که این قرارداد را از کلیه قراردادهای منعقده تاکنون متمایز می‌کند این است که به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی هر شرکت نفتی خارجی که بخواهد در بخش بالادستی صنعت نفت ایران سرمایه گذاری کند باید یک شریک ایرانی که به تایید شرکت ملی نفت ایران رسیده است به عنوان شریک فنی داشته باشد. یکی دیگر از تفاوت‌های قراردادهای جدید نفتی با قراردادهای بیع متقابل تعیین هزینه-های سرمایه‌ای به صورت سقف باز[1] است که ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای به دلیل تغییر رفتار مخزن در طول زمان و یا تغییر شرایط بازار را از دوش پیمانکار برداشته است. (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶)

یکی از موضوعاتی که در ارزیابی قراردادهای نفتی موردمطالعه قرار می‌گیرد تحلیل ریسک قرارداد برای پیمانکار یا همان شرکت بین‌المللی نفتی است. بر اساس مطالعات قراردادهای نفت و گاز، تسهیم و توزیع ریسک قرارداد بصورت غیرمنصفانه موجب خواهد شد تصمیمات پیمانکار از حالت بهینه دچار اختلال شود و هدف اصلی قرارداد که تولید بهینه از میدان در طول عمر قرارداد است محقق نشود (طاهری فرد و سلیمی‌فر ۱۳۹۳).

1. Open Capex

در این پژوهش به منظور بررسی اثر تغییرات عوامل ریسکی مختلف بر نرخ بازده شرکت‌های بین‌المللی نفتی، با استفاده از جریان نقدی این قراردادها به تحلیل حساسیت و نرخ بازده پیمانکاران در قراردادهای نفتی ایران برای میدان دارخوین پرداخته‌ایم. در بخش اول مدل مالی قراردادهای IPC بصورت مختصر ارائه شده، در بخش بعد روش تحقیق تبیین می‌شود. پس از آن نتایج حاصل از تحلیل ریسک ارائه می‌گردد. در بخش پنجم تاثیر عوامل ریسکی مورد بررسی بر نرخ بازده در قراردادهای IPC و بیع متقابل مقایسه می‌شود و در نهایت جمع بندی و نتیجه‌گیری ارائه می‌گردد.

۲. ادبیات موضوع

فرآیند تصمیم‌گیری در پروژه‌های اکتشاف و تولید برای اولین بار در دهه ۱۹۶۰ مورد توجه قرار گرفت. مدل‌های اولیه تحلیل تصمیم گیری معمولا بر اساس محاسبات صرف جریان نقدینگی، مانند محاسبه نرخ بازگشت سرمایه‌ی متوسط بود. لیکن با گذشت زمان و پیشرفت صنعت، تحلیل تصمیم گیری در شرایط عدم اطمینان مورد توجه قرار گرفت. به نحوی که امروزه ریسک و عدم اطمینان به صورت کمی ارزیابی شده و برای تعریف و تحلیل استراتژی های سرمایه گذاری مورد استفاده قرار می‌گیرد(هیاشی و همکاران(۲۰۱۰))[1]

مراحل کلی مدل تحلیل تصمیم عبارتند از: شناسایی خروجی‌های محتمل که می‌تواند برای هرکدام از گزینه‌های تصمیم اتفاق بیفتد. ۲) ارزیابی سود یا زیان (یا هرگونه ارزش ایجاد شده) برای هر خروجی ۳) برآورد یا تعیین احتمال وقوع هر خروجی محتمل ۴) محاسبه میانگین وزنی سود (یا ارزش) برای هرکدام از گزینه‌های تصمیم (فاکتورهای وزن‌دهی، احتمالات وقوع هر خروجی می‌باشد)[2]. یک تصمیم موفق نیازمند ترکیب مدل تحلیل تصمیم با قضاوت حرفه‌ای و کارشناسی در فرآیند تصمیم گیری است. یکی از مدل‌های قابل استفاده، مبتنی بر ریسک و بازده است که طبق آن می‌توان استراتژی‌های مختلف را در شرایط عدم اطمینان انتخاب نمود.

---

1 Hayashi, et al. (2010)
2. Macmillan (2000)

همانگونه که اشاره شد، انجام ارزیابی‌های اقتصادی برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌ها به تنهایی و بدون در نظر گرفتن عوامل عدم‌اطمینان و ریسک مورد نظر شرکت‌های بین المللی نفتی منطقی نیست. ارزیابی‌های اقتصادی در صنعت نفت معمولا از طریق مدل‌های جریان نقدی انجام می‌شود. این محاسبات و ارزیابی‌ها براساس برخی فاکتورهای برآوردی مانند هزینه‌ها و درآمدهای پروژه انجام شده و از طریق تحلیل حساسیت، تاثیر هرکدام از فاکتورهای بر سودآوری پروژه ارزیابی می‌شود. روش‌های مختلفی برای تحلیل ریسک در ارزیابی‌های اقتصادی مورد استفاده قرار می‌گیرند که برخی از آن‌ها عبارتند از: درخت تصمیم گیری و محاسبه ارزش پولی مورد انتظار[1]، تئوری رجحان، شبیه سازی مونت کارلو، تئوری پرتفولیو، تئوری اختیار[2] (مک میلان، (۲۰۰۰)).

قندی و لاول[3] (۲۰۱۷) در تحقیقی به بررسی و تحلیل حساسیت عوامل مختلف ریسکی بر نرخ بازده در قراردادهای بیع متقابل پرداخته و نشان دادند شرکت‌های بین المللی نفتی در قراردادهای بیع متقابل ممکن است با درجات بالایی از ریسک مواجه شوند. تحلیل آن‌ها نشان داد که عواملی نظیر قیمت نفت، تولید، هزینه‌ی سرمایه ای، هزینه عملیاتی، تاخیر در ساخت وساز و نرخ LIBOR می توانند نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها را تحت تاثیر قرار دهند.

صاحب هنر و همکاران (۱۳۹۶) در مقاله‌ای به بررسی مؤلفه‌های اقتصادی رژیم مالی قراردادهای نفتی ایران (IPC) و شبیه سازی مالی این قراردادها پرداخته اند. در این مقاله، مهم ترین مؤلفه های مالی در نظر گرفته شده عبارتند از: هزینه سرمایه ای و عملیاتی، هزینه بانکی، دستمزد، سقف بازپرداخت، دوره بازپرداخت و عامل R. آن‌ها با استفاده از اطلاعات

1. Expected Monetary Value (EMV)
2. Option Theory
3.Ghandi and Lawell (2017)

فنی و اقتصادی مربوط به طرح توسعه فاز سوم میدان دارخوین به شبیه سازی مالی این قراردادها پرداخته و برخی از نقاط قوت و ضعف این قراردادها را نشان دادند.

طاهری‌فرد و سلیمی‌فر (۱۳۹۳) در مقاله‌ای به بررسی توزیع ریسک در نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه پرداخته و نشان دادند، 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.

حسن‌تاش و صبحی (۱۳۸۸) در مقاله‌ای به بررسی اثر نوسان قیمت نفت خام بر دریافتی طرفین قراردادهای نفتی پرداخته اند. در این مقاله ضمن مقایسه تطبیقی انواع قراردادهای توسعه بالادستی در صنعت نفت، خصوصا به تفاوت دو نوع قرارداد مشارکت در تولید و خدماتی،به ویژه از منظر نحوه تسهیم دریافتی‌ها میان شرکت‌های بین المللی نفت و دولت‌های میزبان،پرداخته شده است و نحوه تأثیرگذاری روندهای مختلف قیمت‌های نفت بر میزان این دریافتی‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. طی سناریوهای مختلفی که برای هریک از عوامل مورد بررسی قرار گرفته است نتایج زیر حاصل شده است: با افزایش هزینه‌های سرمایه ای، خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار در قراردادهای خدماتی بیع متقابل با شیب تندتری کاهش می‌یابد. در زمینه تحلیل حساسیت قیمت نفت نیز، درصورت افزایش قیمت جهانی نفت، پیمانکار قرارداد مشارکت در تولید را ترجیح می دهد.

در مطالعه حاضر روش تحلیل تصمیم‌گیری در شرایط عدم اطمینان با رویکرد دستی انجام شده است. ۱) در این روش تمامی متغیرها ثابت درنظرگرفته می‌شود و هرکدام از عوامل ریسکی به صورت انفرادی انتخاب و با مشخص کردن درصد نوسان مورد نظر (مثلا ۱۰ درصد کاهش و افزایش)، مقدار شاخص سودآوری مورد نظر (مثلا ارزش فعلی خالص) برای نوسان مشخص شده محاسبه می‌شود. ۲) دامنه واقعی از تغییرات با ارزش‌های حداقل مشخص شده و اثر هر پارامتر در مقادیر حداقل و حداکثری بر روی شاخص سودآوری مورد نظر ارزیابی می‌شود. در هر دو مدل، بیشترین میزان تغییر شاخص سودآوری مورد نظر، نشانگر حساسیت زیاد مدل مالی قرارداد به عامل ریسکی مورد ارزیابی می‌باشد.

۳. تبیین رژیم مالی قرارداد IPC

۳-۱. هزینه‌های نفتی

هزینه‌های مربوط به عملیات نفتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی بر قرارداد نفتی ایران صورت می‌گیرد به چهاردسته ذیل تقسیم‌بندی می‌شود: (صاحب هنر و دیگران، ۱۳۹۶).

هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم[1]:

هزینه‌های سرمایه ای مستقیم دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که براساس برنامه فعالیت‌های عملیات اکتشاف، برنامه عملیات توصیف، و برنامه عملیات توسعه و تولید و تمام برنامه‌های کاری و بودجه‌ها که برای دست‌یابی به اهداف قرارداد ضروری‌اند توسط پیمانکار انجام و پرداخت می‌شود. برنامه و بودجه سالیانه که باید توسط JDP[2] و شرکت ملی نفت تأیید گردد معیار تأیید و بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم خواهد بود. در واقع این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم بر خلاف قراردادهای بیع متقابل از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هرساله طبق رفتار مخزن و شرایط بازار (نهاده‌ها) تعیین می‌گردد

1. Direct Capital Cost
2. Joint Development Commitee

هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم[1]:

هزینه‌های غیرمستقیم شامل کلیه هزینه‌هایی هستند که بوسیله پیمانکار در ارتباط با انجام عملیات نفتی به نهادها و ارگان‌های دولتی پرداخت شده‌اند مانند انواع مالیات‌ها، عوارض گمرکی، حق بیمه تأمین اجتماعی و...؛ این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق با ساز و کار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهند شد، صرفا شامل «هزینه های قانونی ایران» می‌باشند.

هزینه‌های پول[2]:

یکی دیگر از ردیف‌های هزینه‌ای قابل بازیافت در قرارداد جدید نفتی ایران، «هزینه پول» یا هزینه‌های تأمین منابع مالی برای پروژه است. در قرارداد بیع متقابل نیز این ردیف هزینه ای تحت عنوان «هزینه‌های بانکی» و به منظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش بینی شده است؛ برخلاف قراردادهای بیع متقابل که به تمام هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم انجام شده توسط پیمانکار بهره تعلق می‌گرفت، در این قرارداد تنها به هزینه‌های غیرمستقیم و تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر بهره تعلق می‌گیرد.

هزینه‌های عملیاتی[3]:

شامل تمام هزینه‌ها و مخارجی است که توسط پیمانکار به منظور اجرای برنامه‌های توسعه و تولید و برنامه کاری و بودجه سالیانه مصوب انجام می‌گیرد، به جز هزینه‌های سرمایه ای مستقیم، غیرمستقیم و هزینه‌های بانکی.

۳-۲. دستمزد

برخلاف قراردادهای بیع متقابل که دستمزد پیمانکار از ابتدا به صورت مقداری ثابت تعیین می گردید، در قراردادهای IPC پرداخت حق الزحمه (پاداش) براساس میزان تولید محقق

---

1. Indirect Capital Cost(IDC)
2. Cost of Money(COM)
3. Opex

شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌گردد. نرخ پایه پاداش براساس فاکتورهایی همچون نوع میدان، عامل R و قیمت نفت تعدیل می‌گردد.

با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده در طول دوره پروژه، نرخ پاداش کاهش می‌یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد بادآورده به پیمانکار می‌باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۳-۳. بازپرداخت مطالبات پیمانکار

در خصوص نحوه بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش بینی شده است که این مطالبات از محل عایدات میدان و در قالب «نفت هزینه» مستهلک خواهد شد. میزان نفت هزینه از ۵۰ درصد عواید میدان تجاوز نخواهد کرد.

به طور کلی می‌توان عایدی دولت و پیمانکار در کل پروژه (به صورت جاری و تنزیل نشده) را به صورت زیر در نظر گرفت (فریمینیا و طاهری فرد (۲۰۱۷)):

$$\sum Y_t^{HG} = \sum \left\{ P_t Q_t - \left[(1 - sp) \emptyset_t (P_t . Q_t . RI_{t-1} . A) + \frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t - CF_t \right] \right\} \quad (۱)$$

$$\sum Y_t^{FOC} = \sum \{ (1 - sp) \emptyset_t (P_t . Q_t . RI_{t-1} . A) - CF_t \} \quad (۲)$$

دریافتی طرفین به صورت زیر تعریف می شود:

دریافتی دولت: ارزش فعلی مجموع عایدی دولت از کل پروژه نسبت به ارزش فعلی کل پروژه.

$$T_G = \left(\frac{NPV_G}{NPV_{Project}} \right) \quad (۳)$$

دریافتی پیمانکار: ارزش فعلی مجموع عایدی شرکت نسبت به ارزش فعلی کل پروژه.

$$T_{FOG} = \left(\frac{NPV_{FOG}}{NPV_{Project}} \right) \quad (۴)$$

در قراردادهای جدید نفتی ایران، طرف دوم قرارداد علاوه بر دریافت هزینه‌های سرمایه ای مستقیم و غیرمستقیم، به دلیل حضور در هزینه‌های عملیاتی دوران بهره برداری، از هر بشکه نفت در حال تولید پاداش مشخصی نیز دریافت می‌کند.

٤. روش پژوهش

به منظور تحلیل نرخ بازده داخلی و عوامل ریسکی شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای IPC، جریان نقدی در قراردادهای IPC مربوط به میدان دارخوین به عنوان مطالعه موردی مورد بررسی قرار گرفته است. به منظور بررسی تأثیر هریک از فاکتورهای ریسکی بر نرخ بازده شرکت‌های بین‌المللی نفتی، برای هر عامل سناریوهای مختلفی طراحی شده و با استفاده از مدل تحقیق نرخ بازده مربوط به هر سناریو به دست آمده است. با مقایسه نرخ بازده به دست آمده با نرخ بازده قرارداد، می توان به نحوه و میزان تاثیرگذاری هر عامل ریسکی بر نرخ بازده پی برد.

نرخ بازگشت از لحاظ ریاضی نرخی است که ارزش خالص فعلی (NPV) صفر دلار را در جریان نقدینگی به ارمغان می آورد. به دو دلیل ما در تحلیل خود بر نرخ بازده تمرکز می‌کنیم. اول اینکه، در این قراردادها، از آنجا که شرکت ملی نفت NIOC و شرکت‌های بین‌المللی نفتی IOC باید بر روی یک سقف برای نرخ بازده برای IOC موافقت کنند، نرخ بازگشت به عنوان پارامتر اصلی قرارداد عمل می‌کند. دوم اینکه، بررسی عملکرد IOC در قرارداد با استفاده از شاخص‌های دیگر مانند ارزش فعلی خالص نیاز به وارد کردن نرخ تنزیل در فرمول ارزش فعلی خالص دارد. با این حال تعیین یک نرخ تنزیل مناسب، مستلزم فرضیه-های بیشتر درباره بازده مورد انتظار IOC در پروژه‌های رقابتی، درک ادغام IOC از نرخ

تورم و هزینه سرمایه IOC است. با تجزیه و تحلیل نرخ بازگشت به جایNPV ، می‌توانیم از چنین فرض‌هایی در زمینه نرخ تنزیل اجتناب کنیم.[۱]

بنابراین در این مقاله قراردادهای IPC را با مشخص کردن عوامل ریسکی که می‌توانند به کاهش نرخ بازده IOC کمک کنند، تحلیل کرده‌ایم. این عوامل ریسکی شامل: هزینه سرمایه، هزینه‌های عملیاتی، افزایش و کاهش قیمت نفت، سطح تولید و دستمزد می‌باشد.

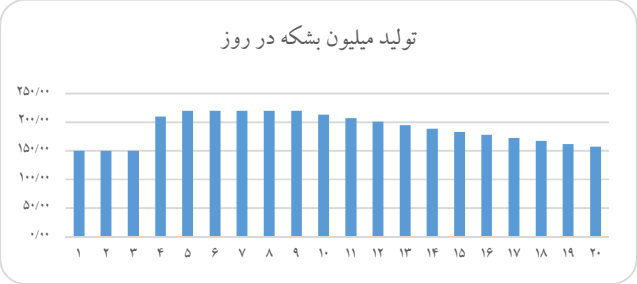
٤-١. اطلاعات میدان، مفروضات و پارامترهای مدل

در این مقاله، اطلاعات فنی میدان دارخوین به عنوان مطالعه موردی مورد استفاده قرار گرفته است. این میدان ۱۳ سال عمر داشته و در ۳۰ کیلومتری شمال خرمشهر و ۱۰۰ کیلومتری جنوب غربی میدان اهواز واقع شده است. بر اساس اطلاعات ارائه شده توسط شرکت ملی نفت، قرار است تولید این میدان با حفر ۴ حلقه چاه تولیدی و ۲ حلقه چاه توصیفی ۷۰ هزار بشکه افزایش یافته و به ۲۲۰ هزار بشکه در روز برسد. پروفایل تولید میدان دارخوین به صورت زیر می باشد.

---

۱. در قراردادهای نفتی، IOC یک نرخ بازده دوم هم دارد: نرخ بازده واقعی که براساس جریان نقدی واقعی به وجود می آید. جریان نقدی واقعی، هزینه های سرمایه ای اضافی غیرقابل بازیافت، تأخیر در ساخت و ساز، بعضی اطلاعات دیگر در مورد هزینه های بانکی، قیمت واقعی نفت، تولید و... را نیز به حساب می آورد. در نتیجه نرخ بازده واقعی شرکت می ¬تواند به طور قابل ملاحظه ای متفاوت از نرخ بازده قراردادی باشد.

نمودار ۱. پروفایل تولید میدان دارخوین



منبع: صاحب هنر و همکاران ۱۳۹۶

ساختار هزینه‌های پروژه به صورت جدول زیر می‌باشد. همان‌طور که مشخص شده هزینه‌های کل ناشی از انجام پروژه ۴۲۷۲,۵ میلیون دلار خواهد بود که هزینه‌های مربوط به توسعه کمی بیش از ۵۰ درصد کل هزینه ها را در بر می گیرد.

جدول ۱. ساختار هزینه‌ها

ساختار هزینه	میلیون دلار
هزینه های اکتشافی	-
هزینه های توسعه	۲۱۹۸,۴
هزینه های تعمیر و نگهداری	۷۰۰
هزینه های عملیات	۱۳۷۴
هزینه های جمع آوری	-
هزینه های انهدام	-
هزینه های کل	۴۲۷۲,۵

منبع: صاحب هنر و همکاران (۱۳۹۶)

در مدل طراحی شده، تقریبا تمامی پارامترها و متغیرهای قرارداد درنظر گرفته شده است. طول دوره قرارداد، زمانبندی فاز اکتشاف، توسعه و تولید، رشد قیمت نفت در طول دوره، افزایش در نرخ تولید و تولید کل، طول دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه ای از جمله این موارد است. مهم‌ترین فروض به کار رفته در مدل مالی مورد استفاده به شرح زیر است.

جدول ۲. فروض مربوط به زمانبندی و پارامترهای فنی پروژه

طول دوره قرارداد	۲۰
دوره اکتشاف	-
دوره توسعه	**۳**
دوره تولید	**۱۷**
دوره بازپرداخت	**۷**
نرخ رشد سالانه ی قیمت	**٪۵**

منبع: صاحب هنر و همکاران ۱۳۹۶

پارامترهای اقتصادی مدل نیز به صورت زیر می‌باشد:

جدول ۳. پارامترهای اقتصادی مدل

تولید کل	۲۷۴٫۸ MMbbls	هزینه تعمیر و نگهداری (جایگزینی)	۵۰ $MM/year
نرخ تولید پایه	۱۵۰ bopd	هزینه عملیاتی	۵ $/bbl
نرخ افزایش تولید	۳۲۰ bopd	نرخ تنزیل	۱۰٪
هزینه نهایی افزایش ظرفیت	۳۱٫۴ m$/b/d	سقف بازپرداخت در هر دوره	٪۵۰
هزینه سرمایه ای	۸ $/bbl	هزینه بانکی	٪۳ Libor+1%
قیمت نفت	۵۰ $/bbl	بها (با ثابت p)	۱۲

منبع: صاحب هنر و همکاران(۱۳۹۶)

۵. تحلیل حساسیت

۵-۱. هزینه ها

در صورتی که افزایش هزینه‌ها به میزانی نباشد که باعث تجاوز مطالبات پیمانکار از سقف بازپرداخت گردد، در این صورت تنها دریافتی و نرخ بازدهی دولت کاهش خواهد یافت و سهم دریافتی پیمانکار افزایش خواهد یافت. با توجه به رابطه معکوس عامل R با هزینه‌ها، با افزایش هزینه‌های پروژه و کاهش عاملR نرخ پاداش افزایش خواهد یافت. بنابراین ممکن

است نرخ بازدهی داخلی پروژه با وجود افزایش هزینه‌ها افزایش یابد. این موارد ضرورت محاسبه نحوه تأثیرگذاری افزایش هزینه بر نرخ بازده داخلی بهره بردار را بیان می‌کند.

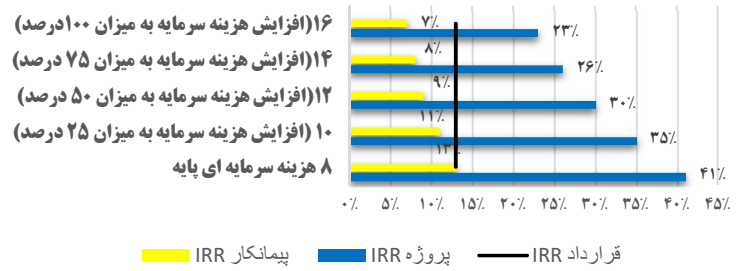
اما چنانچه افزایش هزینه‌ها از حد مشخصی فراتر رود و بازپرداخت مطالبات شرکت خارجی را به تعویق بیندازد در این صورت نرخ بازدهی داخلی دولت و شرکت خارجی کاهش خواهد یافت. اما تعیین نحوه تغییر دریافتی طرفین مستلزم تحلیل حساسیت با استفاده از مدل شبیه سازی مالی پروژه است. در مجموع می‌توان گفت پارامترهای قرارداد باید به نحوی باشد که افزایش هزینه بازدهی هر دو طرف را کاهش دهد.

الف) هزینه سرمایه[1]

به منظور نشان دادن آثار تغییر سطح هزینه سرمایه بر نرخ بازده، ۵ سناریو برای افزایش هزینه سرمایه ای و ۴ سناریو برای کاهش هزینه سرمایه تعریف شده است: ۲۵ درصد، ۵۰ درصد، ۷۵ درصد و ۱۰۰ درصد افزایش هزینه، ۲۵ درصد، ۵۰ درصد، ۷۵ درصد کاهش هزینه و همچنین سناریویی که هزینه سرمایه در سطح پایه قرار دارد.

همانطور که نمودار(۲) نشان می‌دهد، افزایش هزینه‌ی سرمایه ای منجر به کاهش نرخ بازده پروژه و پیمانکار می‌شود. افزایش هزینه سرمایه نرخ بازدهی پیمانکار را از یک نرخ بازده پایه‌ی ۱۳ درصد به ترتیب به ۱۱، ۹، ۸ و ۷ درصد کاهش می‌دهد.

نمودار ۲. تاثیر افزایش هزینه ی سرمایه ای بر نرخ بازده

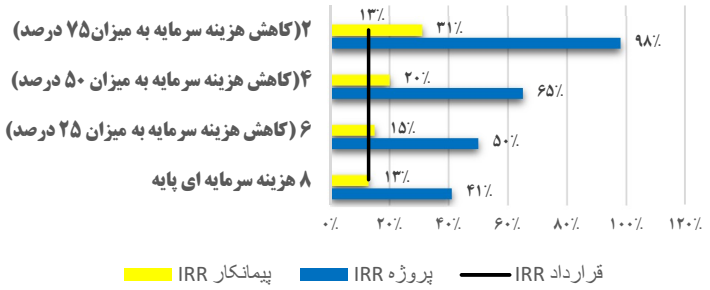


منبع: یافته‌های پژوهش

1.Capex

نمودار (۳)، تاثیر کاهش هزینه سرمایه بر نرخ بازده را نشان می‌دهد، همانطور که مشاهده می شود کاهش هزینه سرمایه نرخ بازده پیمانکار را از مقدار اولیه ۱۳ درصد تا ۳۱ درصد افزایش می‌دهد، بنابراین هزینه سرمایه می‌تواند عامل ریسکی مهمی در تعیین نرخ بازده باشد. این موضوع نشان می دهد که کاهش هزینه سرمایه پتانسیل این را دارد که نرخ بازده را افزایش دهد. بنابراین NIOC می توانند گزینه‌ای را برای کسب سود شرکت‌های نفتی بین المللی از طریق کاهش هزینه سرمایه به عنوان پاداش نگه داشتن هزینه‌ها پایین‌تر از مقدار هزینه مشخص شده در قرارداد قراردهند [۱]

نمودار ۳. تاثیر کاهش هزینه ی سرمایه ای بر نرخ بازده



منبع: یافته‌های پژوهش

ب) هزینه‌های عملیاتی

در این بخش آثار هزینه‌های عملیاتی را بر نرخ بازده در دو گروه از سناریوها بررسی می‌کنیم: افزایش هزینه‌ها و کاهش هزینه‌ها. نتایج نشان می‌دهد که هزینه عملیاتی بالاتر یا پایین‌تر تاثیر زیادی بر نرخ بازده پیمانکار ندارد. تنها در سطح تغییر ۸۰ درصدی هزینه عملیاتی نرخ بازده پیمانکار از ۱۳ درصد پایه به ۱۲ درصد تغییر کرده است. میزان اثر بر نرخ

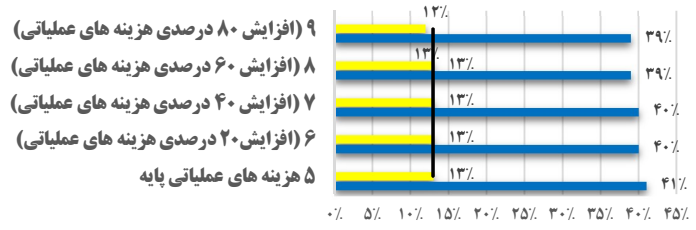
---

۱. البته روشن است که شرکت ملی نفت برای رقم IRR میزانی را مشخص مینماید و افزایش نرخ بازگشت سرمایه بیش از آن مجاز نخواهد بود.

بازده بزرگ نیست. نرخ بازده در ۳ سناریوی (تغییر ۲۰ درصدی، ۴۰ درصدی، ۶۰ درصدی) مربوط به هزینه عملیاتی مساوی یکدیگر بود و این امر نشان می‌دهد که هزینه عملیاتی عامل ریسکی برای IOC در این قراردادها نیست.

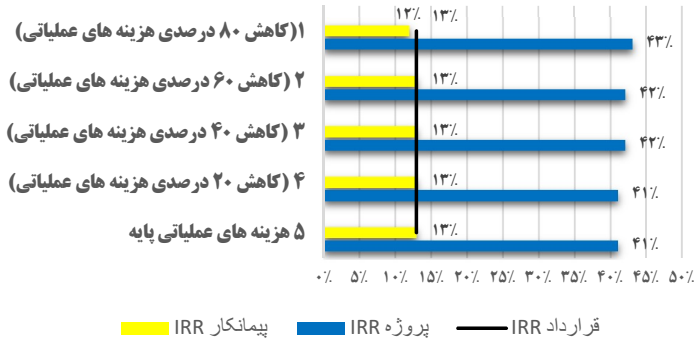
نمودارهای ٤ و ٥ سناریوها و نرخ‌های بازده مربوط به هریک را نشان می دهد.

نمودار ٤. تاثیر افزایش هزینه های عملیاتی بر نرخ بازده



منبع: یافته‌های پژوهش

نمودار ۵. تاثیر کاهش هزینه های عملیاتی بر نرخ بازده



منبع: یافته‌های پژوهش

۵-۲. قیمت نفت

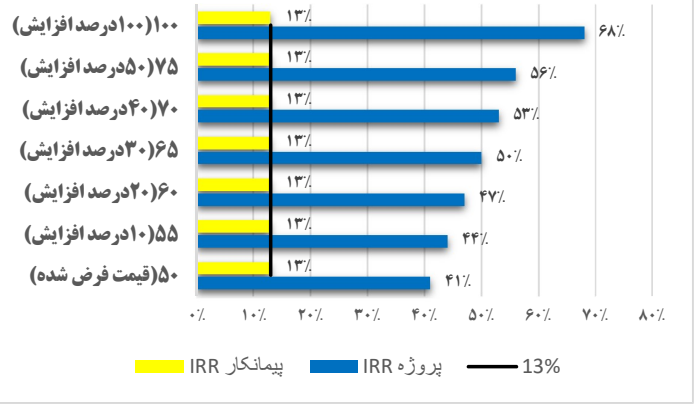
به طور کلی با افزایش قیمت نفت به دلیل افزایش درآمد میدان و به تبع آن افزایش سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار، بازپرداخت مطالبات سریعتر صورت می پذیرد. این نکته را

باید درنظر گرفت که این مساله در قیمت های پایین نفت موضوعیت دارد و با افزایش قیمت از سطحی معین، سقف بازپرداخت کننده تحدیدکننده نخواهد بود .

نکته دیگری که باید به آن توجه داشت رابطه¬ی پلکانی نرخ پاداش با قیمت نفت می¬باشد، لذا در قیمت¬های بالاتر میزان پاداش افزایش یافته و در نتیجه عایدی و نرخ بازدهی داخلی پیمانکار نیز افزایش خواهد یافت. البته دریافتی پیمانکار ممکن است تغییر چندانی پیدا نکند.

به منظور بررسی تاثیر قیمت نفت بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای IPC، قیمت پایه ۵۰ در نظر گرفته شده و سپس سناریوهای مختلف در زمینه افزایش و کاهش قیمت نفت تا ۱۰۰ درصد مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج در نمودارهای ۶ و ۷ قابل مشاهده است.

نمودار ٦. تاثیر افزایش قیمت نفت بر نرخ بازده



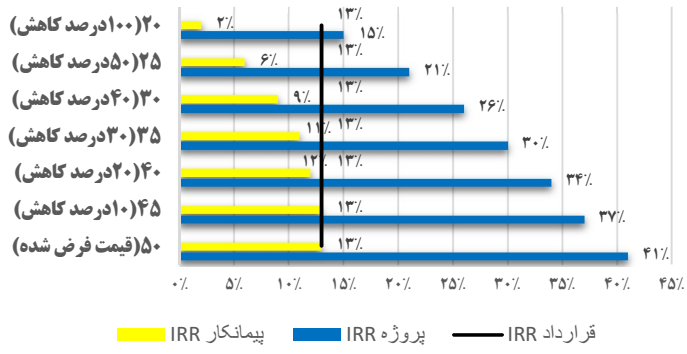
منبع: یافته‌های پژوهش

همانطور که مشاهده می گردد با افزایش ۱۰ درصدی تا ۱۰۰درصد قیمت اولیه، نرخ بازده پروژه به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد ولی نرخ بازده پیمانکار ثابت می‌ماند. در نتیجه افزایش قیمت نفت نمی‌تواند به عنوان عامل ریسکی برای پیمانکار در قراردادهای IPC در نظر گرفته شود.

اما همانطور که در نمودار ۷ مشاهده می شود، کاهش قیمت نفت تا سطح ۱۰ درصد کاهش تاثیری بر نرخ بازده پیمانکار ندارد، ولی بعد از آن با کاهش قیمت نفت نرخ بازده

پیمانکار نیز کاهش می‌یابد و در سطح ۱۰۰ درصد کاهش قیمت، نرخ بازده از ۱۳ درصد پایه به ۲ درصد رسیده است.

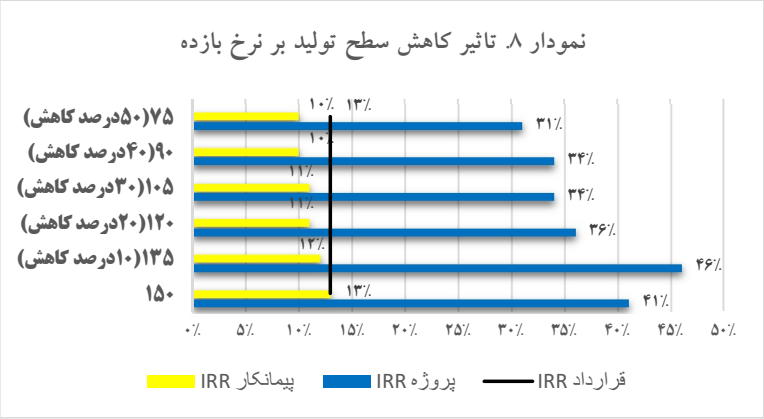
نمودار ۷. تاثیر کاهش قیمت نفت بر نرخ بازده



منبع: یافته‌های پژوهش

۵-۳. سطح تولید

افزایش سطح تولید از راه‌های مختلف می‌تواند بر بازدهی و دریافتی طرفین تأثیرگذار باشد. از یک سو سقف بازپرداخت به دلیل افزایش درآمد میدان افزایش می‌یابد که می‌تواند باعث تسریع بازپرداخت در سطوح پایین قیمت/یا تولید گردد. همچنین به دلیل رابطه مستقیم پیمانکار با سطح تولید موجب افزایش میزان دستمزد می‌گردد. در این قرارداد از آنجا که دستمزد با سطح R ارتباط مستقیم و با سطح تولید ارتباط معکوس دارد، به دنبال افزایش عامل R و کاهش نرخ دستمزد، این میزان افزایش در دستمزد تعدیل می‌شود. از آنجا که افزایش سطح تولید در این قراردادها مطرح نیست، در این قسمت با استفاده از تحلیل حساسیت تنها به بررسی نحوه تاثیرگذاری کاهش سطح تولید بر نرخ بازده پیمانکار با درنظر گرفتن سناریوهای مختلف پرداخته و نتایج زیر حاصل شد.



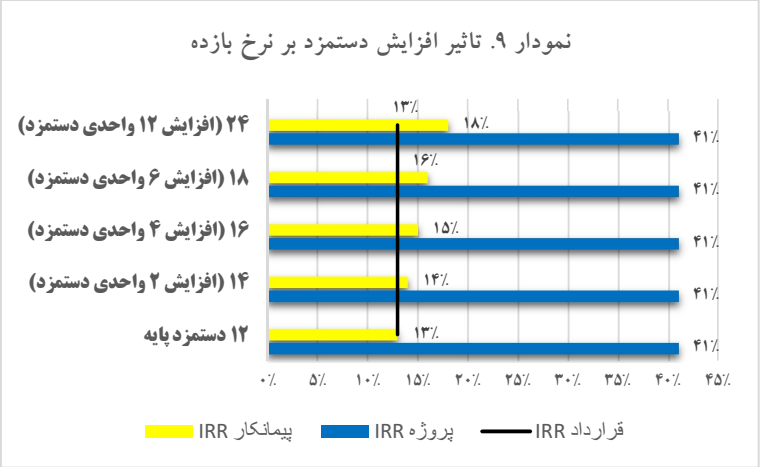
منبع: یافته‌های پژوهش

نمودار ۸ ، اثر کاهش سطح تولید بر نرخ بازده را نشان می‌دهد. همانطور که می‌بینیم کاهش ۱۰ درصدی سطح تولید نرخ بازده پیمانکار را یک درصد کاهش داده است. کاهش ۲۰ درصدی و ۳۰ درصدی سطح تولید اثر یکسانی بر کاهش نرخ بازده داشته و تاثیر کاهش ۴۰ درصدی و ۵۰ درصدی نیز مشابه بوده است. در مجموع کاهش سطح تولید تاثیر اندکی بر نرخ بازده پیمانکار دارد.

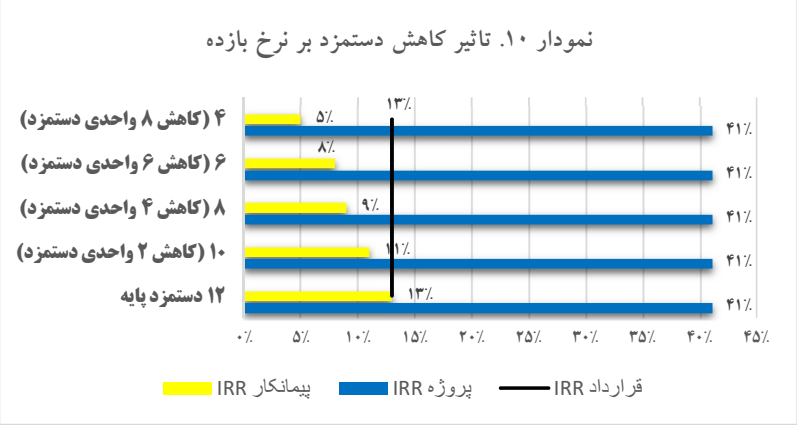
٤-۵. دستمزد

در قراردادهای IPC دستمزد (پاداش) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌گردد در حالیکه در قراردادهای بیع متقابل مقدار دستمزد به صورت مقداری ثابت تعیین می‌شد. با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده، عامل R، در طول دوره‌ی انجام پروژه، نرخ پاداش کاهش می‌یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد بادآورده به پیمانکار می‌باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد.

نتایج حاصل از تغییر نرخ دستمزد بر نرخ بازده پیمانکار و دولت در نمودارهای ۹ و ۱۰ نشان داده شده است:



منبع: یافته‌های پژوهش



منبع: یافته‌های پژوهش

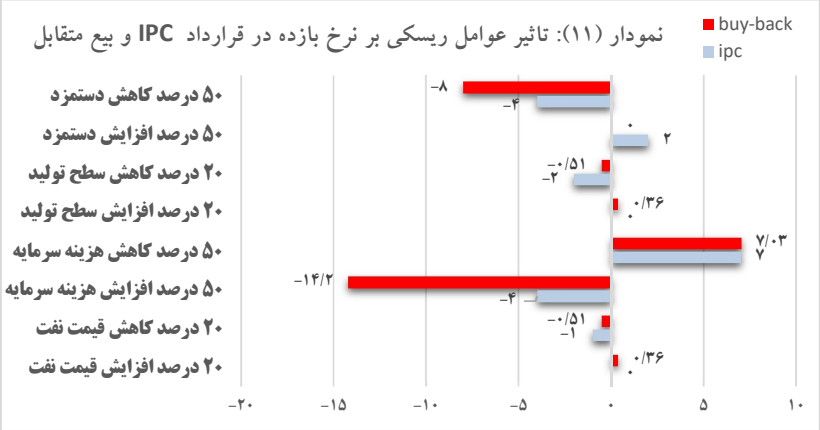
همان طور که مشاهده می‌شود کاهش نرخ دستمزد منجر به کاهش نرخ بازده پیمانکار می‌شود و افزایش آن منجر به افزایش نرخ بازده می‌شود. تأثیر آن بر بازدهی پیمانکار پس از قیمت نفت خام بیش از سایر مؤلفه‌هاست. البته از آنجاکه مقدار پاداش در ابتدای قرارداد مشخص می‌گردد تغییرات ناگهانی و شدید آن مورد انتظار نیست.

٦. مقایسه تاثیر هریک از عوامل ریسکی بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل و IPC

در این بخش، به مقایسه نتایج به دست آمده در زمینه تاثیر عوامل ریسکی بر نرخ بازده در قراردادهای IPC با نتایج مقاله قندی و لاول (۲۰۱۷) برای قراردادهای بیع متقابل می‌پردازیم.

قندی و لاول (۲۰۱۷) نشان دادند شرکت‌های بین المللی نفتی در قراردادهای بیع متقابل ممکن است با درجات بالایی از ریسک مواجه شوند. تحلیل آن‌ها نشان داد که عواملی نظیر قیمت نفت، تولید، هزینه سرمایه‌ای، هزینه عملیاتی، تاخیر در ساخت وساز و نرخ LIBOR می‌توانند نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها را تحت تاثیر قرار دهند.

همانطور که در نمودار (۱۱) نشان داده شده است، در میان این عوامل هزینه سرمایه اضافی که توسط دولت پوشش داده نمی‌شود مهم‌ترین عامل ریسکی در قراردادهای بیع متقابل است به طوری که افزایش این هزینه‌ها تا سطح ۵۰ درصد نرخ بازده را به اندازه ۱۴/۲ درصد کاهش داده است و در میان سایر عوامل این عامل بیشترین تاثیر را بر کاهش نرخ بازده پیمانکار داشته است (سهم این عامل ۷۱ درصد بوده است). زیرا در قراردادهای بیع متقابل سقف هزینه ثابت بوده و این امر ریسک پیمانکار را افزایش می‌دهد. در قراردادهای IPC به دلیل اینکه افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد جبران می‌شود، تاثیر این عامل بر نرخ بازده پیمانکار نسبت به قراردادهای بیع متقابل بسیار کمتر (۴ درصد) است.



نمودار (۱۱): تاثیر عوامل ریسکی بر نرخ بازده در قرارداد IPC و بیع متقابل

منبع: یافته‌های پژوهش

در هر دو نوع قرارداد تاثیر کاهش هزینه سرمایه‌ای بر افزایش نرخ بازده پیمانکار قابل توجه (حدود ۷ درصد) است. به همین دلیل دولت می‌تواند از این فرصت استفاده نموده و برای پیمانکار نوعی امتیاز در قرارداد قایل شود و از این طریق پیمانکار را اعمال هزینه‌های سرمایه‌ای کمتر از مقدار مشخص شده در قرارداد، تشویق نماید. در هردو مورد قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای IPC افزایش یا کاهش هزینه‌های عملیاتی تأثیر زیادی بر نرخ بازده پیمانکار نداشته و از این‌رو این عامل به عنوان عامل ریسکی مهمی برای پیمانکار مطرح نیست.

کاهش و افزایش اندک قیمت نفت خام در هر دو قرارداد تأثیر اندکی بر بازده سرمایه-گذاری پیمانکار دارد. البته تغییرات شدید می‌تواند آثار قابل ملاحظه‌ای داشته باشد. افزایش هزینه سرمایه‌ای در هر دو قرارداد موجب کاهش نسبتا شدید نرخ بازگشت سرمایه است اما این کاهش در قراردادهای IPC به مراتب کمتر از بیع متقابل است. بعبارت دیگر ریسک پیمانکار از این محل شدیدا کاهش یافته است.

پاداش در قراردادهای بیع‌متقابل منوط به موفقیت پیمانکار در عملیات توسعه‌ای و دستیابی به اهداف تولید بود لذا با ریسک تغییرات شدید ناشی از عدم دسترسی به اهداف قرارداد مواجه بود اما در قراردادهای IPC مقدار پاداش پایه به ازای هر بشکه تابعی از اهداف نیست و صرفا میزان کل پاداش ناشی از کاهش سقف تولید در دوران بهره‌برداری می‌تواند سودآوری شرکت را کاهش دهد. در این حالت بدلیل حضور پیمانکار در دوران بهره‌برداری ریسک پیمانکار بیش از قرارداد بیع‌متقابل است. بر اساس نمودار فوق در صورت ۲۰ درصد کاهش تولید، بازدهی سرمایه پیمانکار ۲ درصد کاهش خواهد یافت.

۷. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

پژوهش حاضر با هدف تعیین میزان تاثیرگذاری هریک از عوامل قیمت نفت، سطح تولید، هزینه‌های سرمایه ای و عملیاتی و دستمزد بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای جدید نفتی ایران یعنی قراردادهای IPC و مقایسه آن با قرارداد بیع متقابل انجام شد. نتایج نشان داد مهم ترین عامل در افزایش یا کاهش نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها دستمزد می‌باشد. بعد

از دستمزد نیز کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای بیشترین تاثیر را بر افزایش نرخ بازده پیمانکار دارد. البته کاهش شدید قیمت نفت نیز می‌تواند تاثیرات جدی بر نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار داشته باشد.

نتایج حاصل از مقایسه تاثیر هریک از عوامل ریسکی بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل و IPC نشان می‌دهد تاثیر عوامل ریسکی بر کاهش نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای IPC کمتر از قراردادهای بیع متقابل است. به طور کلی قیمت نفت و سطح تولید و هزینه‌های عملیاتی تاثیر زیادی بر نرخ بازده پیمانکار در دو نوع قرارداد نداشته است. در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های سرمایه‌ای بیشترین تاثیر را داشته است که ریسک آن در قراردادهای IPC مدیریت شده است.

وجود عوامل ریسکی در قراردادهای بیع متقابل می‌تواند تهدید بالقوه‌ای برای حضور شرکت‌های خارجی در صنعت نفت و گاز ایران باشد که در قراردادهای جدید تاثیر این عوامل ریسکی بر نرخ بازده پیمانکار به میزان قابل توجهی کاهش یافته است.

در نهایت، باید تأکید کنیم که تحریم‌های مالی علیه ایران به طور قابل توجهی بر مشارکت و حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی در ایران تاثیرگذار است. به طور کلی، می‌توان گفت که تحریم‌ها بخشی از طیف گسترده‌ای از مخاطرات در زمینه صنعت بالادستی نفت و گاز طبیعی در ایران هستند. با این حال، در این مطالعه این عامل به عنوان عامل ریسکی در نظر گرفته نشده است. بنابراین، عوامل دیگر مانند تحریم‌ها یا بی‌ثباتی منطقه خاورمیانه، می‌تواند در مطالعات آتی مورد بررسی قرار گیرد.

۸. منابع

الف) فارسی

حسن تاش، سیدغلامحسین و صبحی، ثمین (۱۳۸۸)، بررسی اثر نوسان قیمت نفت خام بر دریافتی طرفین قراردادهای نفتی (یک مطالعه موردی) ، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، دوره ۶، شماره ۲۲ ، صص ۱۱۹-۱۶۵.

صاحب هنر، حامد، طاهری فرد، علی، مریدی، فاضل و مهدوی، روح‌اله (۱۳۹۶)، ارزیابی مالی-اقتصاد قراردادهای جدید نفتی ایران: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، *فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، شماره ۲۸، صص ۷۳-۳۵.

طاهری فرد، علی و سلیمی‌فر، مصطفی (۱۳۹۳)، بررسی توزیع ریسک در نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال دوم، شماره ۹، صص ۱۵۱- ۱۷۴

سلامی، امیربهداد (۱۳۸۹)، مروری بر روش شبیه‌سازی مونت کارلو، *پژوهشنامه اقتصادی*، دوره ۳، شماره ۸، صص ۱۳۸ -۱۱۷.

منظور، داوود، کهن هوش نژاد، روح الله و امانی، مسعود (۱۳۹۵)، ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، شماره ۱۸، صص ۱۷۹-۲۱۷.

ب)انگلیسی

Farimani F.M., Mu X. and Taherifard A. (2017) The Distortionary Effect of Petroleum Production Sharing Contract: A Theoretical Assessment. In: Dörner K., Ljubic I., Pflug G., Tragler G. (eds) Operations Research Proceedings 2015. Operations Research Proceedings (GOR (Gesellschaft für Operations Research e.V.)). Springer, Cham.

Ghandi, Abbas and Cynthia Lin Lawell (2017), On the Rate of Return and Risk Factors to International Oil Companies in Iran's Buy-Back Service Contracts", *Energy Policy*, Vol. 103, pp. 16–29

Hayashi, et al., (2010), Risk Mitigation in Petroleum Field Development by Modular Implantation, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol.75, Issue.1-2, pp. 105-113.

Kerzner.H (2003), *Project Management*, 8th edition, Wiley, pp. 675-681.

Macmillan F., (2000), Risk Uncertainty and Investment Decision-Making in the Upstream Oil and Gas Industry, Ph.D. Thesis, University of Aberdeen