



فصلنامه مطالعات راهبردی سیاست‌گذاری عمومی، دوره ۸، شماره ۲۷، تابستان ۹۷

مطالعه مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید (IPC) و بیع متقابل: نمونه موردی: میدان نفتی در بلوک اناران^۱

علی فرخی^۲، مه‌راس عبایان^۳

چکیده

در طول سالیان گذشته که قراردادهای بیع متقابل به منظور توسعه میادین نفت و گاز کشور مدنظر قرار می‌گرفت، این امکان برای سرمایه‌گذاران و شرکت‌های داخلی و بین‌المللی فراهم بود تا با استفاده از چارچوب این قراردادها، قراردادهای خدماتی را اجرایی کنند اما دست‌اندرکاران با توجه به وضعیت کشورهای رقیب، بازخوردهای سرمایه‌گذاران، پیمانکاران و کارفرمایان و در تلاش برای جذب سرمایه بیشتر بر آن شدند تا الگوی جدید قراردادهای توسعه میدان (IPC) را عرضه کنند. یکی از نگرانی‌های ذی‌نفعان و کارشناسان تفاوت‌های این دو الگوی قراردادی خصوصاً در بخش‌های اقتصادی و مالی است. در این مقاله با در نظر گرفتن اطلاعات مربوط به یکی از میادین نفتی در بلوک اناران الگوی مالی - قراردادی بیع متقابل و قراردادهای جدید (IPC) بررسی و مقایسه شده و تأثیرات آن در نحوه بازپرداخت‌ها، پاداش و نرخ بازگشت سرمایه نشان داده می‌شود، همچنین منافع اقتصادی ایجادشده در این قراردادها نیز بررسی شده

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۱۱/۲۶

۱. تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۰۳/۰۳

۲. کارشناس ارشد مهندسی صنایع از دانشگاه صنعتی امیرکبیر (نویسنده مسئول)؛ رایانامه: farokhi_ali@yahoo.com

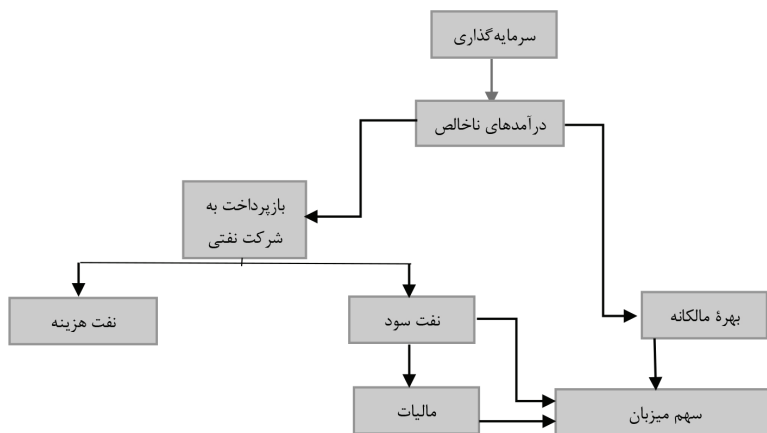
۳. کارشناس ارشد ام‌بی‌ای از دانشگاه مالتی مدیا مالزی؛ رایانامه: mehrax@gmail.com

است. همان‌طور که در این مطالعه نشان داده خواهد شد، قراردادهای جدید امکانات جدیدی برای طرفین ایجاد خواهند کرد که به واسطه آن‌ها هم کارفرما با رسیدن به تولید جمعی، بیشتر منتفع خواهد شد و هم پیمانکار پاداش بیشتری کسب خواهد کرد ضمن اینکه طرفین در برابر نوسانات قیمت نفت مصونیت بیشتری خواهند داشت.

کلیدواژه‌ها: توسعه میدان، قراردادهای بالادستی نفت و گاز، قرارداد بیع متقابل، قراردادهای جدید نفتی (IPC)

۱. مقدمه

اصولاً قراردادهای نفتی به سه دسته کلی تقسیم می‌شوند: گونه اول قراردادهای امتیازی^۴ هستند که در آن‌ها دولت‌ها امتیاز استفاده از یک مخزن نفتی را در ازای اخذ بهره مالکانه و مالیات در اختیار شرکت‌ها قرار می‌دهند. با توجه به اینکه در این قراردادها مالکیت مخزن نفتی به طرف قرارداد منتقل می‌شود، در برخی کشورها برای انعقاد چنین قراردادهایی موانع قانونی وجود دارد. گونه دوم قراردادهای نفتی قراردادهای مشارکت در تولید^۵ است. در این قراردادها که پس از موج ملی‌گرایی دهه شصت میلادی متداول شد شرکت طرف قرارداد مالک مخزن نفتی نمی‌شود ولی در نفت تولیدشده سهم خواهد بود. به عبارت دیگر در این قراردادها شرکت‌ها از سرچاه مالک نفت خواهند بود نه در زیر زمین.



شکل ۱. الگوی قرارداد مشارکت در تولید

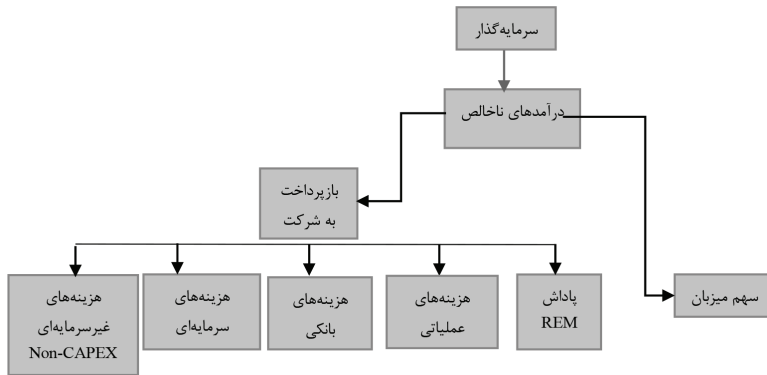
قراردادهای خدماتی سومین نوع قراردادهای نفتی است. در این قراردادها پیمانکار نه می‌تواند مالک مخزن شود و نه مالک تولید بلکه پس از عملیات توسعه می‌تواند با استفاده از

4. Concession

5. Production Sharing



عوااید حاصل از فروش نفت، هزینه‌ها و دستمزد کار خود را مستهلک سازد. این قراردادها در ایران، ونزوئلا، مکزیک، کویت و آنگولا رواج دارد. در این صورت، اصلی که برای شرکت‌ها واجد اهمیت است نرخ بازگشت سرمایه است، در واقع آن‌ها انتظار دارند در قبال سرمایه‌گذاری و تولیدی کردن یک میدان نفتی بتوانند علاوه بر هزینه کار عملیاتی و سود پول به اندازه کافی دستمزد یا پاداش نیز دریافت کنند.



شکل ۲. الگوی قراردادی بیع متقابل

طبق اصل ۳۴ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، منابع نفت و گاز انفال و ثروت‌های عمومی تلقی می‌شود و در اختیار حکومت اسلامی است تا مطابق مصالح عامه با آن رفتار کند (ابراهیمی، ۱۳۹۳). بنابراین در همه قراردادهای نفتی اصول ثابتی از جمله اصل حاکمیت ملی، اصل مالکیت مردم، حاکمیت دولت بر منابع و مخازن نفتی و لزوم تأمین مصالح کشور و توسعه اقتصادی وجود داشته و غیرقابل خدشه است (درخشان، ۱۳۹۲) و آنچه نقطه افتراق الگوهای مختلف قراردادها است عمدتاً به مسائلی از جمله نحوه مدیریت پروژه، مسائل مالی، مدیریت زمان، مسائل فنی و انتقال فناوری و مسائلی از این دست برمی‌گردد. در نتیجه بنا بر الزامات این نوع قراردادها نه مالکیت مخزن به پیمانکار منتقل خواهد شد و نه مشارکتی در تولید حاصل خواهد شد بلکه بازپرداخت‌ها از فروش عایدات میدان صورت خواهد پذیرفت (مؤمنی و غنیمی فرد، ۱۳۸۹).

۲. قراردادهای بیع متقابل و ایرادهای آن

قراردادهای بیع متقابل در سه نسل عرضه شد (معاونت پژوهش‌های اقتصادی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۹۵) و در هر سه نسل این منطق حاکم بود که شرکت توسعه‌دهنده



در ازای توسعه میدان، هزینه‌های خود را صرفاً از تولیدات همان میدان و همراه با پاداش دریافت می‌کرد. البته این سه نسل تفاوت‌هایی با هم داشتند. مثلاً، در قراردادهای نسل اول یک ایراد اساسی وجود داشت و آن این بود که سقف مالی قرارداد بسته می‌شد، یعنی در صورتی که هزینه‌های پیمانکار از سقف قرارداد بالاتر می‌رفت شرکت نفت ملزم به بازپرداخت آن‌ها نبود. در نتیجه پیمانکاران با این خطر روبرو بودند که هزینه‌ها مرز مورد نظر را رد کند و آن‌ها متضرر شوند. برای رفع این خطر، آن‌ها باید با برآوردهای بالاتر قیمت پیشنهادی را حجیم‌تر نشان می‌دادند که این هم به ضرر شرکت ملی نفت می‌شد. علاوه بر این، چون طرح جامع توسعه (MDP) توسط پیمانکار تهیه می‌شد و به تصویب شرکت نفت می‌رسید، طبیعی بود که پیمانکاران میزان تولید نفت را کمتر از مقادیر واقعی تخمین بزنند تا در صورت نرسیدن به اهداف حاشیه امنی برای خود ایجاد کرده باشند.

در قراردادهای نسل دوم به منظور رفع برخی نگرانی‌ها موارد جدیدی در قراردادها گنجانده شد. برای مثال، سقف سهم بازپرداخت پیمانکار کاهش یافت یا در قراردادها بر استفاده از توان داخلی تأکید شد.

در قراردادهای بیع متقابل نسل سوم، تغییرات مهمی در جهت اصلاح این نوع از قراردادها صورت گرفت (ابراهیمی، ۱۳۸۸). یکی از مهم‌ترین این تغییرات این بود که سقف هزینه‌ها از ابتدا در قرارداد بسته نمی‌شد بلکه پیمانکار ۱۸ ماه فرصت داشت تا طراحی و مهندسی‌های لازم را چه در بخش سطح الارضی و چه در بخش حفاری انجام دهد و مناقصات عمده خود را برگزار کند. بنابراین، پس از این موعد، تخمین دقیق‌تری از شرح کار و قیمت پروژه حاصل می‌شد و تا حد زیادی خطر قیمت‌دهی برای پیمانکار کمتر می‌شد. همچنین، سقف سهم بازپرداخت پیمانکار از میدان دوباره به ۶۰ درصد افزایش یافت.

جدول ۱. سه نسل بیع متقابل

بیع متقابل	سقف مالی	سقف سهم از میدان (سالانه)	استفاده از توان داخلی
نسل اول	بسته	حداکثر تا ۶۰ درصد	الزام بدون پاداش یا جریمه
نسل دوم	بسته	حداکثر تا ۵۰ درصد	الزام ۵۱ درصد همراه با جریمه
نسل سوم	پس از انجام مهندسی تفصیلی	حداکثر تا ۶۰ درصد	الزام ۵۱ درصد همراه با پاداش و جریمه



در تقسیم‌بندی هزینه‌های بیع متقابل، هزینه‌های مستقیم پروژه در بخش Capex، هزینه‌های غیرمستقیم (مثل مالیات، گمرک و...) در بخش Non-Capex، هزینه‌های مربوط به تأمین مالی در بخش Bank Charges و هزینه‌های عملیاتی در بخش Opex لحاظ می‌شوند.

اما چرا نیاز به بهبود قراردادهای بیع متقابل وجود داشت؟ همان‌طور که دیدیم قراردادهای بیع متقابل نیز یک الگوی قراردادی صلب نیست؛ چرا که این قراردادها عملاً در سه نسل ارائه شده که در هر نسل به منظور بهبود شرایط اصلاحاتی در آن‌ها صورت گرفت اما در مجموع انتقادهایی به مشکلات این قراردادها وجود داشت و اعتقاد بر این بود که با رفع این مشکلات، بهره‌مندی بیشتر طرفین قرارداد و انعقاد قراردادهای برد-برد ممکن خواهد شد.

یکی از موارد اصلی این ایرادها این بود که شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار می‌تواند به صورت بالقوه در معرض خطر قیمتی قرار گیرد؛ چرا که پیمانکار از افزایش شدید قیمت نفت بهره‌ای نمی‌برد، اما در صورت کاهش قیمت نفت با توجه به اینکه هزینه‌های بانکی و خدمات و اصل سرمایه طبق یک جدول زمان‌بندی مشخص پرداخت می‌شود، عملاً بازپرداخت‌ها به زمان دورتر موکول می‌شود و می‌توان نشان داد که نرخ بازده سرمایه‌گذاری برای سرمایه‌گذار کاهش می‌یابد، در حالی که در وضعیت کلی، نرخ بازده طرح برای شرکت ملی نفت ایران تغییر چندانی ندارد (مقدم و مزرعتی، ۱۳۸۵).

علاوه بر این، با توجه به اینکه شرکت‌های نفتی به‌عنوان یک پیمانکار اجرایی تلقی می‌شدند و صرفاً در مرحله توسعه حضور داشتند و نه در مرحله تولید، در نتیجه این موضوع هم می‌توانست تولید بهینه و حداکثرسازی ضریب باز یافت مخزن در بلندمدت را متأثر سازد که در واقع به زیان شرکت ملی نفت و مغایر با سیاست‌های تولید صیانتی بود و هم این که در بلندمدت یا حتی در طی مدت پیمان نیز شرکت نفتی قادر نبود ذخایر هیدروکربوری را که به بهبود قیمت سهام این شرکت‌ها در بازارهای مالی بین‌المللی منجر می‌شود به حساب خود منظور کرده و از مزایای آن در رقابت با رقبای خود بهره‌مند شود (Bindemann, 1999).

ایراد دیگر قراردادهای بیع متقابل این بود که به دلیل نداشتن ظرفیت نگهداری یا بازاریابی، در شرایطی که اجبار به کاهش تولید وجود دارد نحوه فروش و بازاریابی از انعطاف لازم برخوردار نیست (Ghandi & Lawell, 2011). نکته مهم دیگر آن است که در قراردادهای بیع متقابل وقتی شرکت ملی نفت در حال بهره‌برداری غیربهینه باشد قرارداد چیزی را که معطوف به بیشترین نرخ تنزیل است دیکته نمی‌کند و این موضوع با حضور پیمانکار در حین بهره‌برداری تا حدود زیادی حل خواهد شد (Ghandi & Lawell, 2011). همچنین مطالعات نشان می‌دهد که نظام مالی قراردادهای بیع متقابل در مقایسه با دیگر قراردادهای نفتی به‌ویژه قراردادهای مشارکت در تولید، از پیچیدگی بیشتری برخوردار است (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).



۳. قراردادهای جدید (IPC)

در قراردادهای جدید نفتی، قوانین حقوقی بیش از آنکه به قراردادهای مشارکت در تولید نزدیک باشد، با قراردادهای بیع متقابل قرابت دارد؛ به نحوی که مشخصاً بند ۲ تصویب‌نامه (هیئت وزیران، ۱۳۹۵) در مورد خصوصیات این نوع قرارداد تصریحاتی دارد که این شباهت‌ها را بیشتر نشان می‌دهد. در واقع به نظر می‌رسد که تدوین‌کنندگان قراردادهای جدید الگوی اولیه خود را از قراردادهای منعقدشده در عراق اخذ کرده‌اند. یکی از این قراردادها قرارداد توسعه میدان رمیله^۶ است که یکی از بزرگ‌ترین میادین نفت جهان است و در صورتی که به اوج تولید خود برسد می‌تواند بعد از میدان الغوار عربستان سعودی بیشترین میزان تولید نفت از یک میدان را داشته باشد. تخمین‌ها نشان می‌دهد که ۱۷ تا ۱۸ میلیارد بشکه نفت این میدان قابل استحصال است. تولید نفت از این میدان در ابتدای پروژه حدود ۱ میلیون بشکه بوده و قرار است طی یک قرارداد ۲۰ ساله توسعه به حداکثر ۲/۸۵ میلیون بشکه رسانده شود و تا اکتانهای مازاد (خواجه‌ای، ۱۳۸۹). برای نیل به این هدف، یک قرارداد انگیزشی تنظیم شده که براساس آن، شرکت‌های توسعه‌دهنده به ازای تولید هر بشکه نفت مازاد بر تولید اولیه میدان پاداش می‌گیرند. برنامه آن‌ها برای افزایش تولید، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت (مثل تزریق آب) از لایه‌های نفتی در حال تولید و حفاری چاه‌های جدید از لایه‌های دیگر از جمله لایه میشریف بوده که به صورت پلکانی به حداکثر تولید میدان خواهد رسید. در این قرارداد ضمن بازپرداخت هزینه‌ها از تولیدات میدان، پرداخت پاداش هم بر مبنای فرمولی است که در قراردادهای جدید (IPC) نیز به کار گرفته شده است. یعنی اولاً پرداخت پاداش نه مثل قراردادهای بیع متقابل بلکه براساس مقدار نفت تولیدی^۷ است. به این معنی که در قراردادهای بیع متقابل میزان پاداش به صورت کلی محاسبه می‌شد در حالی که در این قرارداد چون پیمانکار به ازای هر واحد تولید اضافی پاداش می‌گیرد، لذا هر قدر بیشتر تولید کند پاداش بیشتری خواهد گرفت و از آنجا که طول مدت قرارداد به صورت معقولی طولانی در نظر گرفته شده، شرکت توسعه‌دهنده نسبت به صیانت از مخزن برای تولید تجمعی بیشتر نیز حساس خواهد بود. ثانیاً برای اینکه میزان پرداخت پاداش در طول سال‌های تولید، تا حدی منطقی شود از یک ضریب (R) برای تنظیم پرداخت‌ها استفاده می‌شود. ضریب (R) عبارت است از نسبت کل درآمدها به هزینه‌ها در هر موقعیت زمانی. اگر این عدد بین ۰ و ۱ باشد به این معنی است که درآمدهای حاصل از میدان هنوز به میزان هزینه‌ها نرسیده بنابراین مقدار پاداش حداکثر خواهد بود اما اگر این عدد بیش از یک باشد به این معنی است که میزان درآمدها از هزینه‌ها بالاتر رفته بنابراین میزان پاداش درصدی از

6. Rumaila Oil Field

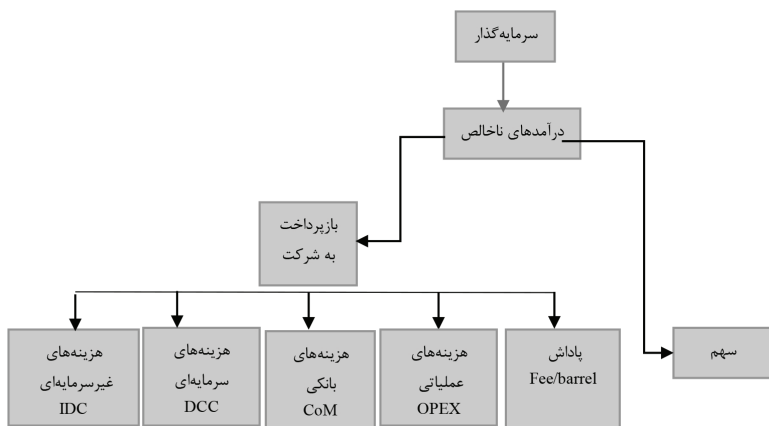
7. Fee / Barrel



سقف پاداش خواهد شد. در این قرارداد به ازای تولید هر بشکه نفت ۲ دلار پاداش در نظر گرفته شده که پس از کسر سهام شرکت نفت عراق (۲۵ درصد) و مالیات (۳۵ درصد)، ۰/۹۷۵ دلار خواهد شد. این سازوکار در واقع پروفایل مالی را طوری تنظیم می‌کند که پرداخت‌ها نسبتاً متوازن شود و در طول قرارداد تداوم یابد به نحوی که سهم درآمدهای حاصله برای دولت عراق نیز حفظ شود. شرکت نفت عراق توانسته با توسعه میدانی که دومین میدان تولیدی دنیا بوده میلیاردها دلار در آمد کسب کند و موقعیت عراق را در تولید نفت تا حد بسیار زیادی ارتقا دهد.

در واقع می‌توان گفت که این قرارداد مبنای قراردادهای جدید نفتی (IPC) قرار گرفته است. به نظر می‌رسد دست‌اندرکاران به سه دلیل عمده این قرارداد را مبنای عمل خود قرار داده‌اند، اول محدودیت‌های قانونی در مورد انعقاد قرارداد صرفاً در چارچوب قراردادهای خدماتی به دلیل دغدغه‌هایی که عمدتاً برخاسته از ملاحظات تاریخی است.

دوم جذابیت کافی این قرارداد که امتحان خود را پس داده و مورد استقبال طرف‌های بین‌المللی و بومی قرار گرفته است. سوم اینکه احتمالاً مهم‌ترین کاربرد این قراردادها در میدانی از جمله میداین غرب کارون خواهد بود که بین ایران و عراق مشترک هستند، لذا این همانی قراردادهای به جذب سرمایه شرکت‌های بین‌المللی کمک زیادی خواهد کرد. بنابراین قراردادهای جدید (IPC) تقریباً با این الگوی قراردادی تدوین شده‌اند و در حال حاضر برای انجام مراحل مذاکره یا مناقصه آماده‌اند.



شکل ۳. الگوی قراردادهای جدید (IPC)



۴. ادبیات موضوع

مطالعات مالی در مورد میزان تولید از مخازن نفت و گاز، بسیار پر دامنه است اما گذشته از مطالعات نظری فراوان، مطالعات کاربردی نیز در این زمینه وجود دارد که بخشی از آنها بر مبنای مقایسه انواع قراردادهای بیع متقابل مدّت زیادی در کشور مبنای توسعه میادین بوده مطالعات متنوعی در این خصوص انجام شده که برخی از آنها مقایسه‌ای یا تطبیقی بوده است.

با توجه به ذهنیتی که در مورد بدیل قراردادهای بیع متقابل وجود داشت و عموماً قراردادهای مشارکت در تولید را بدیل این قراردادها می‌دانستند، مقایسه‌های تطبیقی عمدتاً بر روی قراردادهای بیع متقابل و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید بوده است. برای مثال، در مطالعه وصالیان و غنیمی فرد (۱۳۸۹) نشان داده شده است که قراردادهای بیع متقابل در قیاس با قراردادهای مشارکت در تولید جذابیت کمتری برای سرمایه‌گذار دارد، هرچند این موضوع در مطالعه‌ای که کاظمی، غفاری و تک‌روستا (۱۳۹۴) بر روی چهار فاز پارس جنوبی انجام داده‌اند به چالش کشیده شده و نشان داده شده که با تغییر شرایط در فاز ۴ و ۵ نسبت به فاز ۲ و ۳ نتایج نیز تغییر می‌یابند و سهم هریک از طرفین تابعی از شرایط است و قابل تعمیم به کل نیست. همچنین صاحب‌هنر و دیگران (۱۳۹۵) در مقاله‌ای، با استفاده از اطلاعات میدان آزادگان جنوبی، قراردادهای جدید نفتی (IPC) را با قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه کرده و جذابیت قراردادهای مشارکت در تولید را بیشتر دانسته‌اند، اما چنان که در همان مقاله نیز نشان داده شده، با تغییر شرایط قرارداد و خصوصاً نرخ دستمزد، امکان جذاب کردن قراردادهای جدید نفتی (IPC) در مقابل قراردادهای مشارکت در تولید وجود دارد. همین‌طور مطالعه قندی و لاول (۲۰۱۶) بر روی میدان رمیله عراق به بررسی سه سناریو پرداخته که شامل قراردادهای بیع متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد خدماتی منعقد شده در رمیله عراق است که بسیار نزدیک به نوع قرارداد IPC است. در این مطالعه، جذابیت قراردادی برای طرف سرمایه‌گذار به ترتیب مشارکت در تولید، قرارداد خدماتی و بیع متقابل تشخیص داده شده است. همچنین مطالعه صاحب‌هنر، طاهری فرد و فریمانی (۲۰۱۵) با تکیه بر اطلاعات دریای خزر، رژیم مالی قراردادهای جدید (IPC) را بررسی کرده و به آنالیز حساسیت این نوع قرارداد نسبت به قیمت نفت پرداخته که نشان می‌دهد تأثیر تغییرات قیمت نفت بر وضعیت مالی پروژه بسیار کم شده است، اما در این مطالعه مقایسه‌ای بین دو الگوی قراردادی انجام پذیرفته است. همچنین، در مطالعه مرکز پژوهش‌های مجلس درباره تفاوت‌های قراردادهای جدید نفتی (IPC) و بیع متقابل، عمدتاً چارچوب‌های قراردادی



مدنظر قرار گرفته و الگوی مالی و رهیافت‌های اقتصادی بررسی نشده است. در تحقیق پیش رو برای مقایسه دو نوع قرارداد بیع متقابل و قرارداد جدید (IPC) اولاً از یک الگوی مالی با استفاده از داده‌های واقعی یک میدان استفاده شده که تا کنون سابقه نداشته است، ثانیاً به مزیت‌های اقتصادی پروژه خصوصاً در سطح ملی اشاره شده و در آخر هم آثار قیمت نفت بر شاخص‌های مالی پروژه IRR و NPV بررسی شده است.

۵. الگوی مالی و شرح پژوهش

برای مقایسه قراردادهای جدید IPC و بیع متقابل یک میدان نفتی در بلوک اناران بررسی شده است. در این مطالعه تا جایی که محدودیت‌های قراردادی اجازه می‌دهد سعی شده در محاسبه هر دو الگوی قراردادی مفروضات یکسان در نظر گرفته شود تا امکان قضاوت صحیح‌تر در این خصوص فراهم آید. البته با توجه به برخی ویژگی‌های قراردادی طبیعی است که امکان مقایسه جزء به جزء وجود ندارد. مثلاً، هر کدام از این قراردادها محدودیت‌هایی در مورد دوره بازگشت یا سقف پرداخت یا نحوه بازگشت سرمایه دارند که جزء اصول و ویژگی‌های آن‌ها محسوب می‌شوند. با این حال، برای بررسی بهتر هر دو قرارداد فرض می‌شود که نرخ بازگشت داخلی سرمایه^۸ از نگاه سرمایه‌گذار بررسی و مقایسه شود. در پایان این پژوهش نیز نتایج هر دو قرارداد از دید کارفرما و کل پروژه بررسی شده است تا وضعیت قرارداد در هر دو طرف آن لحاظ شده باشد.

مطلب دیگر آن است که هر دوی این قراردادها در یک زمره طبقه‌بندی می‌شوند و هر چند ممکن است در نگاه اول اصطلاحات تخصصی آن‌ها متفاوت به نظر برسد، در مجموع مفاهیم نزدیکی را تداعی می‌کنند. به‌طور کلی، هزینه‌های سرمایه‌ای یا مستقیم هزینه‌هایی هستند که به عملیات اجرای پروژه برمی‌گردند و به اموالی تبدیل می‌شوند که باقی می‌مانند، مثل هزینه‌هایی که برای ساختمان، تجهیزات و ماشین‌آلات صرف می‌شود. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای یا غیرمستقیم به‌طور مستقیم به خود عملیات مربوط نیستند و به محصولی تبدیل نمی‌شوند که باقی بماند، مانند هزینه خدمات و عوارض دولتی (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳). همچنین هزینه‌های عملیاتی آن دسته از هزینه‌ها هستند که پس از تصویب شرکت ملی نفت، مستقیماً، ضرورتاً و منحصرأً برای اجرای فعالیت‌های عملیاتی، تأمین قطعات یدکی و تأمین پوشش بیمه‌ای برای پس از تاریخ تحویل پروژه، توسط پیمانکار تعهد و پرداخت می‌شوند. هزینه‌های بانکی یا هزینه تأمین پول نیز برای جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش‌بینی شده‌اند و معمولاً نرخ محاسبه این هزینه‌ها از جمع نرخ بهره LIBOR و درصد دیگری که مورد توافق

8. Internal Rate of Return (IRR)



طرفین است، حاصل می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

جدول ۲. مقایسه اصطلاحات مالی - قراردادی بیع متقابل و قراردادهای جدید (IPC)

IPC Terms	Buy-Back Terms
Direct Capital Cost	(Capital Cost (Capex
Indirect Capital Cost	Non Capital cost
(Operating Cost (Opex	(Operating Cost (Opex
(Cost of Money (CoM	Bank Charges

البته در این مقاله بازپرداخت هزینه‌های بانکی از سمت شرکت نفت ۲٫۵ درصد در نظر گرفته شده است که احتمالاً کمترین میزانی است که می‌توان برای این رقم در نظر گرفت. همان‌طور که در مفروضات پروژه که در جدول ۱ آمده، فرض شده است این پروژه بعد از دو سال به مرحله تولید اولیه (۱۵,۰۰۰ بشکه در روز) و پس از پنج سال به مرحله تولید نهایی (۵۰,۰۰۰ بشکه در روز) برسد. مبنای در نظر گرفتن مرحله اول براساس ظرفیت موجود در پایین دست است که تا انجام عملیات تکمیلی قابل استفاده خواهد بود.

قیمت نفت در محاسبات ۵۵ دلار در نظر گرفته شده و فرض شده است که در طول مدت تولید، قیمت نفت سالی ۲ دلار رشد کند که این فرض با توجه به گزارش اوپک فرضی منطقی خواهد بود.^۹ از سویی دیگر، با توجه به اینکه در مقایسه هر دو الگو رشد قیمت نفت یکسان در نظر گرفته می‌شود، تأثیر رشد قیمت بر هر دو الگو نزدیک به هم خواهد بود.

نکته مهم در این خصوص شیوه محاسبه دستمزد یا پاداش است. همان‌طور که گفته شد، در قراردادهای بیع متقابل پاداش از دل الگوی مالی قرارداد استخراج می‌شود؛ به نحوی که نرخ بازگشت داخلی سرمایه IRR را ارضا کند. در قرارداد بیع متقابل، پس از اینکه پروفایل مالی ساخته شد و هزینه‌ها و درآمدهای ماهیانه در فرمول‌های قراردادی جایگذاری شد، با در نظر گرفتن IRR میزان پاداش با سعی و خطا به دست خواهد آمد اما در قراردادهای جدید (IPC) بر سر نرخ پاداش مذاکره یا مناقصه صورت می‌گیرد و نرخ پاداش نسبت به هر بشکه نفت تولیدی محاسبه می‌شود، مشروط بر اینکه مثل قراردادهای بیع متقابل، IRR مورد نظر در محدوده معینی محقق گردد. با توجه به این مفروضات در محاسبات انجام شده IRR پیمانکار (و نه پروژه) ۱۵ درصد در نظر گرفته شده و میزان پاداش بر این اساس محاسبه می‌شود.



جدول ۳. اطلاعات پروژه براساس قرارداد بیع متقابل

Buy Back Assumption	
(.Oil Price (USD/bbl	55.00
(.USD/bbl) Oil Price Change Factor	2
Remuneration Fee	1,623,000
Production Decline Rate	8.00%
Production Share Cap	60.00%
(Cost of Money Rate (Paid by NIOC	2.50%
Discount Rate	10.00%
Production days in year	330
(Production Rate (BBL	50,000
(Plateau Period (Years	5
(Recovery Period (Years	6
(First Production Development Period (Years	2

DCC	1,800,000				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
DCC Distribution in years	7.00%	14.00%	23.00%	34.00%	22.00%
IDC/DDC	15.00%				
IDC Distribution in years	7.00%	14.00%	23.00%	34.00%	22.00%

جدول ۴. اطلاعات پروژه براساس قراردادهای جدید (IPC)

IPC Assumption	
:(.Initial Oil Price (USD/bbl	55.00
Oil Price Change Factor	2.00
Development Fee (DF) per BBL	9.65
Production Decline Rate	8.00%
Production Share Cap	50.00%
(Cost of Money Rate (Paid by NIOC	2.50%
Discount Rate	10.00%
Production days in year	330
(Production Rate (BBL	50,000
(Plateau Period (Years	5
(Recovery Period (Years	6
(First Production Development Period (Years	2



DCC	1,800,000				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5
DCC DiStribution in years	7.00%	14.00%	23.00%	34.00%	22.00%
IDC/DDC	15.00%				
IDC DiStribution in years	7.00%	14.00%	23.00%	34.00%	22.00%

بنابراین، با مفروضات یکسان در خصوص مسائل تولیدی و فنی، بانکی و مالی، نرخ افت مخزن و نرخ تنزیل که شرح آن در جدول‌های ۱ و ۲ آمده است، ابتدا می‌بایست جریان نقدی ورودی^{۱۰} و جریان نقدی خروجی^{۱۱} را در هر دو قرارداد بررسی کرد که نتایج آن در جدول‌های ۳ و ۴ (جریان نقدی ورودی) و جدول‌های ۵ و ۶ (جریان نقدی خروجی) آمده است. همان‌طور که مشخص است مفروضات پروژه در خصوص جریان نقدی خروجی شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری مستقیم و غیرمستقیم یکسان در نظر گرفته شده ولی باید توجه کرد که به دلیل تفاوت در جریان نقدی ورودی هزینه‌های بانکی تغییر می‌کنند. دلیل این مطلب آن است که پس از رسیدن به تولید زود هنگام، جریان نقدی ورودی در الگوی مالی وارد می‌شود و چون آورده‌های پروژه در دو الگو متفاوت اند، در نتیجه هزینه‌های بانکی برای مقدار باقیمانده سرمایه‌گذاری از مرحله تولید زود هنگام تا تولید نهایی متفاوت خواهد بود. در مورد هزینه‌های عملیاتی نیز با توجه به متغیر بودن این هزینه‌ها و با عنایت به اینکه این هزینه‌ها مشمول پرداخت‌های سه‌ماهه^{۱۲} هستند در الگوی مالی سالیانه آورده نشده و تأثیر گذار نخواهند بود.

جدول ۵. جریان نقدی ورودی بر اساس قرارداد بیع متقابل

(Cumulative) Buy-Back Cash In	
CoSt Recovery	\$M
REM	1,623,000
Petroleum CoSt Recovery	2,222,890
Cum. Petroleum CoSt Recovery + REM	3,845,890

جدول ۶. جریان نقدی ورودی بر اساس قرارداد های جدید (IPC)

(IPC Cash In (Cumulative	
CoSt Recovery	\$M
Petroleum CoSt Recovery	2,288,087
(Development Fee (DF	2,320,948
Cum. Petroleum CoSt Recovery + DF	4,609,034

10. Cash In
11. Cash Out
12. Current Basis



جدول ۷. جریان نقدی خروجی براساس قرارداد بیع متقابل

Buy-Back Cash out									
Year	Total	1	2	3	4	5	6	7	8
Capex	1,800,000	126,000	252,000	414,000	612,000	396,000			
Non- Capex	270,000	18,900	37,800	62,100	91,800	59,400			
Capex + Non-Capex	2,070,000	144,900	289,800	476,100	703,800	455,400			
Total Bank Charges	149,236	0	4,095	11,824	22,416	36,239	42,156	24,563	7,942
Yearly CASH OUT	2,219,236	144,900	293,895	487,924	726,216	491,639	42,156	24,563	7,942
\$All Figures in M									

می‌توان با بحث در مورد درآمدهای پروژه، وضعیت هر دو نوع قرارداد را بررسی کرد. در بخش درآمدهای پروژه دو عامل اساسی قابل بررسی خواهد بود: اول بازگشت هزینه‌ها و دوم دستمزد یا پاداش پروژه. این موضوع بالحاظ مفاد قرارداد و سقف بازپرداخت سالیانه ۵۰ درصد برای قراردادهای جدید (IPC) و ۶۰ درصد برای قراردادهای بیع متقابل به دست می‌آید.

جدول ۸. جریان نقدی خروجی براساس قراردادهای جدید (IPC)

IPC Cash Out									
Year	Total	1	2	3	4	5	6	7	8
Direct Capital Cost (DCC)	1,800,000	126,000	252,000	414,000	612,000	396,000			
Indirect Cost (IDC)	270,000	18,900	37,800	62,100	91,800	59,400			
DCC + IDC	2,070,000	144,900	289,800	476,100	703,800	455,400			
Total CoM	184,780		3,150	10,946	20,709	36,307	45,983	38,068	29,616
Yearly CASH OUT	2,254,780	144,900	292,950	487,046	724,509	491,707	45,983	38,068	29,616
\$All Figures in M									

همان‌طور که از محاسبات مشخص است ارزش حال خالص^{۱۳} برای قراردادهای جدید (IPC) برابر ۳۶۰,۷۵ دلار و برای قراردادهای بیع متقابل ۲۹۳,۳۹ میلیون دلار به دست می‌آید که به ترتیب ۱۲/۲۵ درصد و ۱۷/۶۱ درصد از سهم میدان است. با توجه به اینکه IRR برای هر دو الگو ۱۵ درصد در نظر گرفته شده این تفاوت ناشی از میزان پاداش تعلق گرفته به پیمانکار

13. Net Present Value



است. این رقم برای قراردادهای جدید (IPC) برابر ۲,۳۲۰,۹۴۸,۰۰۰ دلار در دوره زمانی ۲۰ ساله و برای قراردادهای بیع متقابل برابر ۱,۶۳۲,۰۰۰,۰۰۰ دلار در دوره زمانی ۱۱ ساله به دست آمده است. این تفاوت در پاداش و طول مدت پرداخت یکی از مهم‌ترین تفاوت‌های این دو نوع قرارداد است. از این رو در قراردادهای بیع متقابل دستمزد بر مبنای وضعیت پروژه و براساس IRR پروژه و در قراردادهای جدید (IPC) براساس میزان تولید (Fee/Barrel) محاسبه و پرداخت می‌شود؛ به نحوی که هر چقدر تولید بیشتر شود طبیعتاً مقدار دستمزد یا پاداش نیز بیشتر خواهد شد. در نتیجه، پیمانکار انگیزه خواهد داشت تا با بالاتر بردن تولید به خصوص تولید تجمعی میزان پاداش خود را افزایش دهد. همان‌طور که از جدول‌های بالا مشخص است برای قراردادهای جدید (IPC) میزان پاداش به ازای هر بشکه نفت ۹,۶۵ دلار و در ازای مقدار ثابت $IRR=15\%$ ارزش حال خالص بیشتری نسبت به قراردادهای بیع متقابل خواهد داشت. البته دو نکته در این خصوص وجود دارد: (۱) با توجه به اینکه میزان پاداش به ازای هر بشکه نفت^{۱۴} تابعی از چانه‌زنی‌های قراردادی است، در صورت تصمیم برای اعمال ضریب R اگر سقف پرداخت‌های قراردادی را متأثر نسازد و همچنین IRR را در محدوده مورد قبول نگاه دارد، قابل تغییر خواهد بود؛ (۲) سازوکار انگیزشی در نظر گرفته شده برای تولید بیشتر می‌تواند باعث شود پیمانکار طرف قرارداد با تولید بیشتر نسبت به مقادیر قراردادی مبلغ بیشتری را دریافت نماید.

۶. رهیافت‌ها و مزیت‌های اقتصادی

یکی از مباحث مطرح در اقتصاد پروژه توسعه میدانی نفتی، افزایش بازدهی این طرح‌هاست، خصوصاً در میدانی که تولید نفت سنگینی دارند یا به دلایل فنی نسبت سرمایه‌گذاری به تولید در آن‌ها بالا است، افزایش تولید تجمعی یا تولید صیانتی از مخزن مهم‌تر نیز خواهد شد. در واقع در میدانی مثل میدانی نفتی بلوک اناران که از نظر فنی پیچیده‌اند و نسبت سرمایه‌گذاری آن‌ها به تولید نفتشان بالاتر از میزان متوسط دیگر پروژه‌ها است، علاوه بر اینکه شاخص‌های مالی که قبلاً به آن اشاره شد مهم‌اند، تولید تجمعی بیشتر به منظور بهره‌مندی اقتصادی بیشتر و در نتیجه افزایش درآمدهای حاصل از میدان نیز واجد اهمیت است. به تعبیر دیگر علاوه بر اینکه قرارداد می‌بایست پروژه را به لحاظ شاخص‌های مالی تضمین کند تا پیمانکار به توسعه آن راغب شود، باید تمهیداتی را نیز برای انتفاع بیشتر کارفرما و صاحب مخزن در نظر گرفت.

به نظر می‌رسد که سازوکار «پاداش به واحد بشکه تولیدشده» که در قراردادهای

14. Development Fee (DF) per BBL



جدید (IPC) در نظر گرفته شده است، انگیزه‌های لازم را برای پیمانکار ایجاد می‌کند تا با افزایش تولید پایدار در مدت زمان معقول، به تولید تجمعی بیشتر و در نتیجه افزایش درآمدهای ارزی کشور کمک کند. توجه به این نکته ضروری است که در قراردادهای بیع متقابل چون طول مدت قرارداد محدود بود و پیمانکار در مدت بهره‌برداری در میدان حضور نداشت پیشنهاد های پیمانکار برای تولید لزوماً به تولید صیانتی منجر نمی‌شد؛ چرا که پیمانکار مایل بود با افزایش موقت تولید در مدت زمان کوتاه‌تری سرمایه خود را بازگردانده و میدان را ترک کند، در حالی که سازوکار در نظر گرفته شده برای اعمال روش‌های بهبود و افزایش تولید کمک خواهد کرد تا احتمالاً ضریب باز یافت مخزن افزایش یافته و منجر به تولید بهینه از مخزن گردد زیرا به دلیل طول مدت بیشتر قرارداد و مشارکت پیمانکار در بهره‌برداری از یک سو و سود پیمانکار از تولید بیشتر میدان از سویی دیگر این امکان برد - برد برای طرفین به وجود آمده که با بهره‌گیری از فناوری‌های جدید ارتفاع بیشتری کسب کند. به این مفهوم که استفاده از فناوری‌های جدید نه صرفاً یک الزام قراردادی که انگیزه‌ای است برای تولید و ارتفاع بیشتر طرفین. در واقع این امکان‌های به وجود آمده، نه تنها الزاماتی را در نظام حقوقی برقرار می‌کند که در نظام حقیقی نیز سیستم‌های انگیزشی لازم را برای بهره‌گیری از دانش و فناوری روز فراهم می‌آورد. این مسئله علاوه بر اینکه با تضمین بازگشت سرمایه منافع مالی طرح را تأمین می‌کند، نهایتاً و احتمالاً درآمد بیشتری را نیز نصیب مالک مخزن خواهد کرد چرا که احتمال تولید تجمعی بیشتر را که در اثر بهره‌گیری دانش روز فراهم شده افزایش داده و پیمانکار را نه با الزام حقوقی که با انگیزه‌های حقیقی برای تولید تجمعی بیشتر ترغیب می‌کند.

استفاده از فناوری‌های جدید در کنار افزایش طول مدت قرارداد و ایجاد امکان مشارکت برای شرکت‌های طرف قرارداد در حین تولید باعث خواهد شد طول مدت استفاده از مخزن نیز بیشتر شده و نفت قابل استحصال برای مدت بیشتر و با مقدار بیشتری تولید شود و نهایتاً ثروت ذخیره شده در مخزن نفتی به ثروتی قابل سرمایه‌گذاری برای نسل‌های بعدی تبدیل شود. از طرف دیگر، در قراردادهای بیع متقابل چون سازوکار پاداش‌دهنده‌ای برای افزایش تولید وجود نداشت و پرداخت پاداش با هزینه‌ها مرتبط می‌شد عملاً پیمانکار دغدغه‌ای برای کنترل هزینه‌ها نداشت، در حالی که در قراردادهای جدید (IPC) سود پیمانکار ناشی از عملکرد او در افزایش تولید خواهد بود زیرا پاداش‌ها به واحد تولید وابسته شده‌اند.



جدول ۹. مقایسه مزیت‌های اقتصادی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید (IPC)

تولید صیانتی	اثر قیمت نفت	سطح تولید	میزان سود	
پیمانکار انگیزه‌ای برای تولید صیانتی نداشته و درصدد تولید بیشتر در زمان کوتاه‌تر است.	کارفرما از افزایش یا کاهش قیمت نفت متأثر می‌شود ولی پیمانکار بهره‌ای از افزایش قیمت نفت نمی‌برد و با کاهش آن متضرر می‌شود.	سازوکار انگیزشی برای افزایش تولید تجمعی وجود ندارد.	نرخ پاداش و دستمزد با هزینه‌ها مرتبط است.	بیع متقابل
به دلیل افزایش طول مدت قرارداد و پاداش تولید، پیمانکار برای تولید صیانتی با انگیزه‌تر است.	کارفرما از افزایش یا کاهش قیمت نفت متأثر می‌شود ولی تأثیر آن روی پیمانکار کم است.	سازوکار انگیزشی برای افزایش تولید تجمعی وجود دارد.	نرخ پاداش و دستمزد با افزایش تولید مرتبط است.	قراردادهای جدید (IPC)

۷. نتیجه

همان‌طور که در محاسبات فوق دیده می‌شود به شرط در نظر گرفتن مفروضات یکسان، هم پاداش و هم ارزش حال خالص برای سرمایه‌گذار در قراردادهای جدید (IPC) نسبت به قراردادهای بیع متقابل بیشتر است. این موضوع نشان می‌دهد که قراردادهای جدید (IPC) در مجموع جذابیت بیشتری از قراردادهای بیع متقابل دارند. علاوه بر این، در صورتی که پیمانکار موفق شود تولید خود را از میدان افزایش دهد باز هم می‌تواند عایدات خود را از پروژه بهبود بخشد.

جدول ۱۰. خلاصه نتایج مالی قراردادهای بیع متقابل و IPC

Buyback				
		Contractor	Government	Project
IRR	(%)	15.00	-	41.58
NPV	(MMUSD)	293.39	3,605.39	3,898.78
Share	(%)	12.25	87.75	

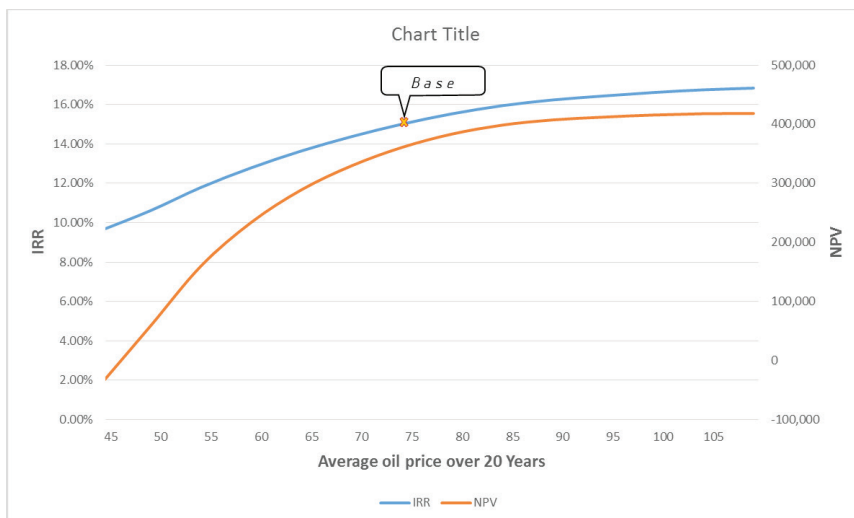
IPC				
		Contractor	.Gov	Project
IRR	(%)	15.00	-	41.37
NPV	(MMUSD)	360.75	3,608.72	3,899.47
Share	(%)	17.61	82.39	



نکته مهم آن است که علی‌رغم بالا رفتن سهم پیمانکار از میدان، با توجه به سقف حداکثر میزان برداشت، ارزش حال خالص در هر دو قرارداد به یکدیگر نزدیک است. در واقع با نگاهی به جدول ۷ می‌توان دریافت که با تنظیم شرایط قراردادی بدون اینکه کارفرما متضرر شود به پیمانکار سود بیشتری رسیده است. نفع بیشتر اقتصادی کارفرما در صورتی است که پیمانکار بتواند با استفاده از فناوری‌های جدید و سازوکار انگیزشی که در قرارداد گنجانده شده، به تولید تجمعی بیشتری برسد.

نکته مهم دیگر در این بررسی آن است که تا حد امکان سعی شده تا مبالغ قابل دریافت در طول مدت پروژه بازپرداخت گردد که این موضوع با توجه به سقف بازپرداخت و سهم آن از تولید میدان گاهی ممکن است به طولانی‌تر شدن زمان پرداخت منجر شود که این در نرخ بازگشت سرمایه مؤثر خواهد بود. علاوه بر این همان‌طور که در نمودار ۱ نشان داده شده است، محدوده تغییرات نرخ بازگشت سرمایه (IRR) حساسیت نسبتاً کمی را نسبت به قیمت نفت از خود نشان می‌دهند.^{۱۵} این موضوع طبیعی است چون با توجه به سقف ۵۰ درصدی در نظر گرفته شده برای بازپرداخت‌ها، در صورت نزدیک شدن قیمت نفت به سقف بازپرداخت‌ها تأثیر آن بر نرخ بازگشت سرمایه کمتر شده و در صورت رسیدن به این سقف نیز به کلی بی‌اثر خواهد شد. همچنین، با توجه به اینکه در صورت کاهش قیمت نفت یا به هر دلیل دیگر مقادیری از بازپرداخت به آینده موکول شود، به آن سود تعلق می‌گیرد، این امر عملاً جبران مافات نموده و تأثیر چندانی بر نرخ بازگشت سرمایه نخواهد داشت. بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که با توجه به محدودیت‌های گفته شده، عوامل بیرونی مانند تغییر قیمت نفت نسبت به عوامل درونی مثل افزایش نرخ تولید تأثیر بسیار کمتری دارند و این موضوع کمک شایان توجهی به پیمانکار می‌کند تا با کاهش خطرهای بازار، تمرکز خود را بر تولید تجمعی بیشتر میدان قرار دهد و این موضوع هم پیمانکار و هم دارنده مخزن را منتفع می‌سازد.

۱۵. در نمودار ۱ در بخش افقی نمودار، متوسط قیمت جهانی نفت در طول ۲۰ سال مدت قرارداد در نظر گرفته شده است.



شکل ۴. نمودار آنالیز حساسیت نرخ بازگشت سرمایه نسبت به متوسط قیمت نفت

با توجه به اینکه جذابیت‌های مالی برای پیمانکار طرح می‌تواند به جذب سرمایه بیشتر و در نتیجه چرخش چرخ‌های صنعتی کشور کمک کند، خصوصاً در مورد میادینی که پیچیدگی‌های فنی باعث می‌شود رغبت کمتری برای سرمایه‌گذاری در آن‌ها وجود داشته باشد، می‌توان نتیجه گرفت که الگوهای قراردادی جذاب‌تر صرفاً موجب افزایش نرخ بازگشت سرمایه نمی‌شود بلکه در سطحی وسیع‌تر به اقتصاد کلان کشور نیز کمک می‌کند؛ چرا که اولاً تولید صیانتی باعث تولید تجمعی بیشتر و در نتیجه افزایش درآمدهای میدان خواهد شد و ثانیاً با شفاف‌تر شدن قانون الزام برای استفاده از منابع داخلی برای اجرای پروژه، امکان رشد شرکت‌های سازنده و پیمانکار داخلی نیز فراهم خواهد آمد.

نکته حائز اهمیت دیگر آن است که اگرچه از محاسبات انجام شده می‌توان نتیجه گرفت که قراردادهای جدید در حالت ایستا جذابیت بیشتری از قراردادهای بیع متقابل دارند^{۱۶} اما ملاحظات دیگری نیز وجود دارد که ممکن است شرایط را تغییر دهد. این تغییر شرایط تابع مقتضیاتی است که ممکن است یک قرارداد را حتی جذاب‌تر کند. مثلاً، در میادینی که با پیچیدگی‌های فنی روبرو هستند (برای نمونه پایین بودن نرخ برداشت) یا تولید نفت سنگین و مافوق سنگین دارند، حتی با مفروضات مالی یکسان، طبیعی است که هرچقدر انعطاف

۱۶. اگرچه در مقایسه قراردادهای بیع متقابل، قراردادهای مشارکت در تولید، و قراردادهای جدید (IPC) می‌توان نتیجه گرفت که در حالت کلی قراردادهای جدید (IPC) از دو نوع قرارداد دیگر جذاب‌ترند، چنان‌که هم صاحب‌هنر و دیگران (۱۳۹۵) و هم Ghandi & Lawell (2016) به چنین نتیجه‌ای رسیده‌اند اما نکته مهم آن است که انعطاف قراردادی و تغییر در شرایط در هر یک از این گونه قراردادها باعث تغییر در نتایج خواهد شد.



قراردادی بیشتر باشد و هرچقدر سازوکار پاداش‌دهنده مؤثرتر باشد، جذابیت قراردادی نیز بالاتر خواهد بود. بنابراین، انتخاب قراردادهای جدید (IPC) در میدانی که توسعه سخت‌تری دارند نسبت به میدانی که توسعه آن‌ها سهل‌تر است اهمیت بیشتری دارد؛ چرا که در این میداین پیمانکار خطر بالاتری را متحمل می‌شود و نیاز به انعطاف بیشتری نیز دارد. البته گاهی نسبت به این دست انعطاف‌ها احساس نگرانی پیش می‌آید ولی طبیعی است که سازوکار پاداش‌دهی ارائه‌شده تا حد زیادی این نگرانی‌ها را مرتفع کرده و قرارداد را به سمت برد-برد پیش می‌برد.

کتابنامه

- ابراهیمی، نصرالله. ۱۳۸۸. «نگاهی به بهینه‌سازی قراردادهای بالادستی صنعت نفت: نسل سوم بیع متقابل». مشعل.
- ابراهیمی، نصرالله و محمد شیریحیان. ۱۳۹۳. «قراردادهای بالادستی نفت و گاز جمهوری اسلامی ایران و دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید». فصلنامه اقتصاد انرژی ایران. حاتمی. علی و اسماعیل کریمیان. ۱۳۹۳. حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری. چاپ اول. تهران: انتشارات تیسرا.
- خواجوی. علی. ۱۳۸۹. «بررسی قرارداد توسعه نفتی میدان رمیله در عراق و مقایسه اجمالی آن با قرارداد بیع متقابل». مجله اکتشاف و تولید.
- درخشان، مسعود. ۱۳۹۲. «ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی. رویکرد اقتصادی - تاریخی به قراردادهای نفتی در ایران». فصلنامه اقتصاد انرژی ایران.
- هیئت وزیران. ۱۳۹۵. «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز». قابل دسترس در: <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/982405>
- صاحب‌هنر، حامد و دیگران. ۱۳۹۵. «مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران و قراردادهای مشارکت در تولید. مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی». فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد.
- کاظمی نجف‌آبادی، عباس و علیرضا غفاری و علی تک‌روستا. ۱۳۹۴. «ارزش‌گذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید». پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران.
- معاونت پژوهش‌های اقتصادی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. ۱۳۹۵. «مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل».
- مقدم، محمدرضا و محمد مزرعتی. ۱۳۸۵. «مدل‌سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارائه مدل بهینه‌سازی قرارداد در ایران». مجله تحقیقات اقتصادی.
- مؤمنی وصالیان. هوشنگ و حجت‌الله غنیمی‌فرد و محمد محمودی. ۱۳۸۹. «بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران». فصلنامه علوم اقتصادی.



- Ghandi, Abbas and Cynthia Lin Lawell C.-Y. 2016. "An Analysis of the Economic Efficiency of Oil Contracts: A Dynamic Model of the Rumaila Oil Field in Iraq". Working paper.
- Sahebbonar, Hamed and Ali TaheriFard and Fazel Farimani. 2015. "Economic Analysis Of New Iranian Petroleum Contract (Ipc): The Case Study Of Caspian Sea Fields".
- Ghandi, Abbas and Cynthia Lin Lawell C.-Y. 2011. "Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz".
- Bindemann Kirsten. 1999. "Production Sharing Agreement, An Economic Analysis". Oxford Institute for Energy Studies.
- World Oil Outlook. 2015. OPEC. Available at: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf