شرایط درست و نادرست استفاده از قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) از منظر ارزیابی طرح‌های اقتصادی

شیرکو بهادری*، شرکت ملی نفت ایران

چکیده

این مقاله تأثیر اعمال الگوی جدید قراردادهای جدید نفتی ایران[1] (IPC) را بر توسعه میادین نفت و گاز مورد بررسی قرار داده است. میادین مورد بررسی به دو دسته میادین کوچک و بزرگ با ذخایر و طول دوره توسعه متفاوت، تقسیم‌بندی شده‌اند. در هریک از این میادین خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران، در صورت عقد قراردادهای جدید نفتی، با قراردادهای خدماتی صِرف[2] مقایسه شده است. جهت محاسبه خالص ارزش فعلی، هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای با توجه به اندازه و نوع میادین و تولید بر اساس میانگین ضریب بازیافت میادین گازی و نفتی تخمین زده شده است. طبق نتایج به‌دست آمده، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران (NIOC) برای هر دو نوع میدان گازی بزرگ و کوچک، در صورت عقد قرارداد خدماتی صِرف بیشتر می‌باشد. اما برای میادین نفتی، خالص ارزش فعلی این شرکت در صورت عقد قراردادهای جدید نفتی (IPC) برای میادین کوچک بیشتر از حالتی است که این شرکت این میادین را از طریق قرارداد خدماتی صِرف توسعه دهد. در حالی که برای میادین نفتی بزرگ، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران در صورت عقد قراردادهای خدماتی صِرف بیشتر می باشد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۳/۰۴
تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۳/۱۷
تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۳/۲۵

واژگان کلیدی:
قراردادهای جدید نفتی ایران، قراردادهای خدماتی صِرف، خالص ارزش فعلی و میدان نفتی و گازی

مقدمه

قراردادهای جدید نفتی ایران تحت عنوان (Iranian Petroleum Contracts) پس از تصویب در هیأت وزیران، در مورخ ۱۳۹۴/۸/۱۱ جهت اجرا ابلاغ گردید[۱]. هدف از تدوین این مدل جدید، از دید نظریه قراردادی[3] افزایش منافع دو طرف قرارداد یعنی شرکت‌های بین‌المللی نفتی(IOCs) و شرکت ملی نفت ایران نسبت به نسل قبلی قراردادهای نفتی ایران بوده است. این مطالعه به بررسی منافع دولت ایران در قالب قراردادهای جدید می‌پردازد. مفهوم منفعت، خالص ارزش فعلی[4] هر یک از طرفین قراردادی می‌باشد[5]. در قراردادهای بلندمدت نفتی باتوجه به اینکه منافع دو طرف قرارداد همیشه در راستای هم نیست (به‌عنوان مثال شرکت‌های بین‌المللی نفتی(IOCs) به‌دنبال بازگشت سرمایه خود در کمترین زمان ممکن هستند درحالی‌که کشورهای میزبان به‌دنبال حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود در طول عمر میدان می‌باشند)، لذا کشورهای دارنده ذخایر نفت‌وگاز همواره به‌دنبال تدوین مدل‌های قراردادی بهینه جهت افزایش منافع خود و ایجاد انگیزه در شرکت‌های بین‌المللی نفتی جهت جذب سرمایه و تکنولوژی بوده‌اند.

با توجه به وابستگی بودجه عمومی دولت به درآمدهای ناشی از تولید و صادرات نفت[6]، کمبود سرمایه لازم برای توسعه میادین جدید منجر به وارد آمدن فشار تولید بر میادین در حال تولید کنونی جهت تأمین منابع ارزی کشور می‌گردد. این مسئله به‌نوبه خود تولید غیرصیانتی و هدر رفت قسمتی از ذخیره این میادین را به‌دنبال خواهد داشت. همچنین عدم دسترسی به تکنولوژی کافی در زمینه توسعه و بهره‌برداری از این میادین، باعث کاهش نرخ ضریب بازیافت و از دست دادن بخشی از سرمایه ملی می‌گردد[۲]. لذا نیاز به سرمایه و تکنولوژی که عموماً در اختیار شرکت‌های بین‌المللی نفتی است، کشورهای صاحب ذخایر نفتی را به‌سمت تدوین قراردادهای نفتی با این شرکت‌ها سوق می‌دهد.

یکی از پارامترهای کلیدی در خصوص قراردادهای نفتی، زمان است و پیچیدگی این قراردادها نیز به خاطر وجود همین پارامتر می‌باشد. شرکت‌های بین‌المللی نفتی به‌دنبال حداکثر کردن منافع خود در طول دوره قرارداد هستند، در حالی که هدف دولت‌های میزبان، حداکثر کردن خالص ارزش فعلی در طول کل عمر میدان می‌باشد. لذا تعارض منافع دو طرف باعث ایجاد انگیزه جهت بُروز رفتار مخاطره‌آمیز[7] می‌گردد. جهت جلوگیری از بُروز این پدیده لامبرت[8] [۳] پیشنهاد می‌کند که در قراردادهای بلندمدت، میزان پرداختی به طرف قرارداد در هر دوره، تابعی از عملکرد وی در دوره (یا دوره‌های) گذشته وی باشد. اما در میادین نفت‌وگاز، با توجه به ساختار فیزیکی و زیرزمینی بودن مخزن و خواص سیال، نمی‌توان به‌راحتی عملکرد دوره(دوره‌های) گذشته را مورد بررسی و ارزیابی قرار داد. همین امر باعث پیچیده‌تر شدن قراردادهای بلندمدت نفتی می‌گردد.

همچنین زمانی‌که تلاش و فعالیت شرکت بین‌المللی نفتی غیرقابل مشاهده باشد (به‌دلیل عدم‌تقارن اطلاعات) و وی از این فعالیت غیرقابل مشاهده منتفع نگردد، انگیزه کافی برای انجام این فعالیت را نخواهد داشت. به‌عنوان مثال، فرض کنیم دوره قرارداد بیست ساله باشد و پس از کشف نفتِ تجاری بنا به مطالعات انجام شده، لازم است تزریق گاز در سال پانزدهم و بعد از تشکیل کلاهک گازی انجام شود، حال با توجه

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (sherkoBahadori@gmail.com)

به اینکه این فعالیت هزینه‌بر بوده و همچنین تزریق بر میزان تولید، با یک دوره تأخیر(بعد از پایان دوره قرارداد) تأثیرگذار می‌باشد، لذا شرکت بین‌المللی نفتی در این حالت انگیزه کافی برای انجام فعالیت تزریق را نخواهد داشت.

طبق نظر هارت و مور[۹] [۴]، کارایی قرارداد بستگی به تمایل طرفین قرارداد به همکاری بعد از عقد قرارداد در مورد بعضی از جنبه‌های قراردادی دارد که در هنگام عقد قرارداد در مورد آنها اطلاعات کافی موجود نیست. لذا طرفی که احساس می‌کند مستحق عایدی بیشتر از این رابطه قراردادی است(اما در عمل و طبق مفاد اصلی قرارداد این مقدار عایدی به وی تعلق نمی‌گیرد)، همکاری خود را بعد از عقد قرارداد کم می‌کند. این پدیده به‌دلیل ماهیت مخازن نفتی و عدم پیش‌بینی رفتار آن در اکثر قراردادهای نفتی اتفاق می‌افتد. لذا قراردادهای بلندمدت نفتی باید به‌نوعی انعطاف لازم را در مفاد قراردادی پیش‌بینی نمایند تا طرفین در صورت رُخداد جنبه‌های پیش‌بینی نشده، انگیزه کافی جهت پایبندی به آن را داشته باشند.

این مقاله در چهار بخش، الگوی جدید قراردادهای جدید نفتی ایران را مورد بررسی قرار می‌دهد؛ در بخش اول کلیات و چارچوب مدل قراردادهای جدید نفتی ایران ارائه خواهد گردید. بخش دوم در مورد چگونگی توسعه مدلی است که در این مطالعه جهت بررسی قراردادهای IPC از آن استفاده می‌گردد. در این بخش با بهره‌گیری از مشخصات مخزنی و انجام محاسبات اقتصادی، مدلی جهت محاسبه خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران برای یک میدان متعارف نفتی و یک میدان متعارف گازی[۱۰] ارائه می‌گردد. مدل ارائه شده شامل دو سناریو می‌باشد که در سناریوی اول خالص ارزش فعلی دولت میزبان در صورت عقد قرارداد (IPC) محاسبه می‌گردد و با سناریوی دوم که در آن میدان از طریق قرارداد خدماتی صِرف[۱۱] توسعه می‌یابد، مقایسه می‌شود. در بخش سوم نتایج حاصل از مدل فوق ارائه می‌گردد و بخش چهارم به نتیجه‌گیری و ارائه راهکارهای لازم جهت بهبود قراردادهای جدید نفتی ایران می‌پردازد.

۱- قراردادهای جدید نفتی ایران (IPCs)

۱-۱- کلیات

هدف از بازنگری قراردادهای بیع متقابل و رونمایی از قراردادهای جدید نفتی ایران(IPC)، تسریع در توسعه میادین نفت‌وگاز(خصوصاً میادین مشترک) و افزایش صادرات این محصولات، نزدیک شدن به رَویه‌های پذیرفته شده بین‌المللی جهت توسعه میادین نفت و گاز کشور، ایجاد بستر مناسب جهت موفقیت در فضای رقابتی، استفاده از تکنولوژی روز در جهت افزایش ضریب بازیافت میادین و انتقال این تکنولوژی به داخل کشور، بین‌المللی شدن صنعت نفت ایران و در نهایت، همسوسازی منافع کشور با شرکت‌های بین‌المللی نفتی بیان شده است[۵].

در همین راستا، بر اساس تصویب نامه هیئت وزیران (۱۳۹۴/۸/۱۱)، قراردادهای جدید نفتی ایران به سه دسته به صورت زیر تقسیم‌بندی شده‌اند:

الف ـ قراردادهای اکتشاف، توسعه و تولید: منظور قراردادهای اکتشاف، (و در صورت کشف میدان یا مخزن تجاری) توسعه میدان یا مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آن به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد می‌باشد. در این دسته قراردادها، واگذاری عملیات توسعه و بهره‌برداری به‌صورت پیوسته با عملیات اکتشاف (در صورت کشف میدان یا مخزن تجاری توسط طرف دوم قرارداد و با در نظر گرفتن برنامه‌های برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز) مجاز می‌باشد. در این دسته از قراردادها حداقل تعهدات شرکت‌های پیشنهاددهنده برای عملیات و سرمایه گذاری در محدوده اکتشافی موردنظر به روشنی تعیین و از سوی طرف دوم قرارداد تعهد می‌شود.

ب ـ قراردادهای توسعه و تولید: شامل قراردادهای توسعه میادین یا مخزن‌های کشف شده و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد می‌باشد.

پ ـ قراردادهای انجام عملیات بهبود[۱۲] / افزایش ضریب بازیافت[۱۳] (IOR/EOR): شامل قراردادهای انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت (IOR/EOR) در میادین یا مخزن‌های در حال بهره‌برداری[۱۴] بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد می‌باشد.

این مطالعه صرفاً به بررسی منافع شرکت ملی نفت ایران در قالب قراردادهای دسته دوم یعنی قراردادهای توسعه و بهره‌برداری میادین یا مخزن‌های کشف شده می‌پردازد.

۱-۲- رژیم مالی (IPC)

بر اساس قراردادهای جدید، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز بوده و هزینه‌ها، بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار به شکل زیر تعریف شده است[۱]:

الف: هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم[۱۵]: شامل هزینه‌های اکتشاف (که تنها در صورت کشف میدان تجاری قابل بازپرداخت به پیمانکار است)، توسعه و حفظ ظرفیت و بهبود و افزایش ضریب بازیافت می‌باشد. این هزینه‌ها به‌صورت قسط‌بندی در مدت ۵ الی ۷ سال پس از شروع تولید اولیه و از محل حداکثر ۵۰ درصد عواید همان میدان بازپرداخت می‌گردند.

ب: هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم[۱۶]: شامل مالیات، بیمه، گمرگ، عوارض پرداختی به دولت و نظایر آن می‌باشد و به‌صورت جاری قابل بازپرداخت به پیمانکار است.

ج: هزینه‌های بهره‌برداری[۱۷]: شامل هزینه‌های مربوط به نگهداشت تأسیسات، بهره‌برداری از چاه‌ها و واحدهای فراورشی و همچنین انتقال نفت‌خام و غیره می‌باشد و این هزینه‌ها نیز به‌صورت جاری قابل بازپرداخت به پیمانکار است.

د: هزینه تأمین مالی[۱۸]: در صورتی‌که پرداخت‌های قراردادی پیمانکار با تأخیر روبه‌رو شود، پرداخت‌های معوقه با نرخ بهره بین بانکی Libor به‌علاوه ۱ درصد بازپرداخت می‌گردد.

هـ: دستمزد و سود پیمانکار یا "فی"[۱۹]: این عامل که اختصاراً فی (F) گفته می‌شود، مهمترین بخش رژیم مالی (IPC) می‌باشد. میزان "فی" برای

طرح‌های نفتی به‌صورت دلار در هر بشکه ($/bbl) و برای طرح‌های گازی به‌صورت دلار در هر هزار فوت مکعب گاز ($/MSCF) می‌باشد. در این مدل قراردادی، برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل که میزان بازپرداخت به پیمانکار تابعی از میزان سرمایه‌گذاری انجام شده توسط وی (با تعیین یک نرخ بازگشت سرمایه برای پیمانکار) و تعهد رسیدن به حد مشخصی از تولید توافقی در کوتاه‌مدت بود[۶]، پرداخت به پیمانکار تابعی از تولید است.

ی: فاکتور "R": این فاکتور، عاملی شناخته شده در رژیم مالی قراردادهای بین‌المللی به‌ویژه قراردادهای مشارکت در تولید می‌باشد که به‌صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$R = \frac{\text{دریافتی تجمعی توسط پیمانکار}}{\text{مجموع هزینه های انجام شده توسط پیمانکار}}$$

هدف از آوردن این فاکتور، تعدیل "فی" بر اساس فاکتور "R" می‌باشد. لذا با افزایش این فاکتور، مقدار "فی" کاهش و با کاهش آن، مقدار "فی" افزایش می‌یابد. میزان "فی" به غیر از فاکتور "R" به عوامل دیگری نیز مثل اندازه میدان، مشترک بودن یا نبودن آن، قیمت نفت و گاز و پتانسیل بالقوه ناحیه مورد توافق جهت کشف تجاری بستگی دارد. فاکتور "R" عاملی برای تعدیل میزان پرداختی به پیمانکار و عاملی برای کنترل هزینه‌های پروژه است.

۲- مدل ارزیابی اقتصادی به‌کار رفته

۲-۱- میزان ضریب بازیافت

۲-۱-۱- میزان ضریب بازیافت میادین نفتی

بر اساس مطالعه زیتا و همکاران[۷]، میانگین بازیافت اولیه مخازن نفتی برابر با ۲۰ درصد، بازیافت ثانویه که بیشتر متکی بر تزریق گاز و آب می‌باشد بین ۱۵ تا ۲۵ درصد و ازدیاد برداشت ثالثیه که با اعمال روش‌های هزینه بر صورت می‌گیرد، بین ۱۰ تا ۳۰ درصد است. لذا میزان ضریب بازیافت یک مخزن نفتی در این مطالعه برای هریک از روش‌های اولیه، ثانویه و ثالثیه برابر ۲۰ درصد فرض شده است. زمان اعمال و به تبع آن، تولید ناشی از هر یک از روش‌ها، بستگی به خصوصیات مخزن دارد ولی جهت ساده‌سازی فرض می‌گردد که بازیافت اولیه عمدتاً در ثلث اول عمر میدان، بازیافت ثانویه در ثلث دوم و بازیافت ثالثیه در ثلث سوم عمر میدان رخ دهد[۲۰].

همچنین فرض می‌گردد که شرکت ملی نفت ایران بدون عقد قراردادهای بلندمدت، در صورت داشتن سرمایه کافی، توانایی و دانش اعمال روش‌های بازیافت اولیه و ثانویه را به کمک عقد قراردادهای خدماتی صرف داشته باشد(که هم اکنون نیز این روش‌ها را در اکثر میادین در حال تولید خود اعمال می‌کند). عقد قراردادهای جدید صرفاً منجر به افزایش تولید ناشی از بازیافت ثالثیه می‌گردد[۲۱]. شرکت پیمانکار نیز تنها در صورتی برای اعمال روش‌های بازیافت ثالثیه اقدام می‌کند که از تولید ناشی از اجرای آن منتفع گردد و در صورتی که پیش‌بینی نماید که افزایش تولید ناشی از اعمال این روش بعد از اتمام دوره قرارداد اتفاق می‌افتد، از اعمال این روش اجتناب می‌ورزد.

۲-۱-۲- میزان ضریب بازیافت میادین گازی

مکانیسم تولید در مخازن گازی متفاوت از مخازن نفتی است. بازیافت اولیه، مکانیسم اصلی تولید در این نوع از مخازن است. لذا در این دسته از مخازن، نیاز به تکنولوژی بالا جهت افزایش ضریب بازیافت نیست. ضریب بازیافت اولیه برای مخازن گازی حجمی[۲۲]، ۸۰ تا ۹۰ درصد است. اگر در این مخازن یک آبده قوی وجود داشته باشد، به‌دلیل گیر افتادن حجم قابل‌توجهی از گاز در مخزن، ضریب برداشت به ۵۰ تا ۸۰ درصد کاهش می‌یابد[۸]. لذا ضریب بازیافت فرض شده در این مطالعه برای مخازن گازی به روش اولیه معادل ۸۰ درصد برای هر دو مدل قراردادی، جهت انجام محاسبات اقتصادی لحاظ می‌گردد.

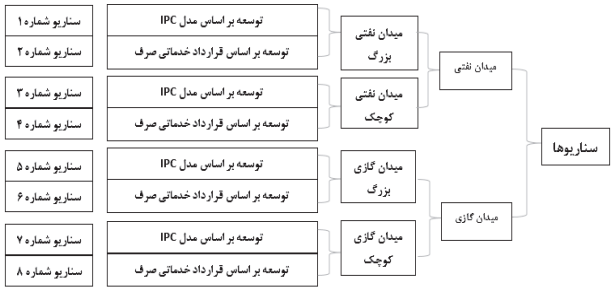
۲-۲- دوره توسعه و تولید از میدان

دوره تولید هر میدانی بستگی به اندازه و خصوصیات فیزیکی آن و همچنین شرایط حاکم بر بازار نفت و فضای سیاسی کشور میزبان دارد. پارامتر اصلی تأثیرگذار بر دوره تولید، اندازه مخزن می‌باشد[۹]. در این مطالعه، جهت ارزیابی حساسیت قراردادهای جدید به دوره تولید و به تبع آن اندازه مخزن، برای هر یک از میادین نفتی و گازی مفروض، محاسبات اقتصادی در دو حالت میدان با ذخیره در جای زیاد و کم انجام می‌شود. فرض می‌شود که مخازن نفتی و گازی نسبتاً بزرگ به‌ترتیب دارای ۳ میلیارد بشکه نفت‌خام درجا و ۳۰ تریلیون فوت مکعب گاز درجا بوده و نیازمند یک دوره توسعه ۴ ساله همراه با دوره تولید ۴۰ ساله باشند. همچنین مخازن کوچک به‌ترتیب دارای میزان نفت و گاز درجای اولیه ۱ میلیارد بشکه و ۱۰ تریلیون فوت مکعب با دوره توسعه ۲ ساله و دوره تولید ۲۰ ساله باشند[۲۳].

سناریوهای مورد ارزیابی به شرح شکل-۱ می‌باشد:

۲-۳- ارزیابی اقتصادی

در مدل اقتصادی این مطالعه، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران



شکل ۱ | سناریوهای مورد بررسی در این مطالعه

در هریک از سناریوها محاسبه می‌گردد. با توجه به اینکه تولید نفت و بازپرداخت‌های پیمانکار در طول زمان انجام می‌گیرد، لذا پرداختی‌ها و درآمدها با نرخ ۱۰ درصد به زمان حال تنزیل می‌گردد. قیمت نفت‌خام به صورت برونزا و برابر با ۵۰ دلار به ازای هر بشکه و قیمت گاز طبیعی برابر ۲/۸ دلار در هر هزار فوت‌مکعب(معادل قیمت‌های کنونی نفت‌خام برنت دریای شمال و گاز طبیعی هنری هاب) فرض می‌گردد.

هزینه‌های سرمایه‌ای[۲۴] توسعه میدان، به دو بخش هزینه‌های حفاری و هزینه‌های تأسیسات سطح‌الارضی تقسیم می‌گردد که برای هر دو مدل قراردادی خدماتی و IPC یکسان در نظر گرفته می‌شود. طبق مطالعه آدلمن و شاهی[۲۵] [۱۰] هزینه تأسیسات سطح‌الارضی برای میدان نفتی برابر با ۶۶ درصد هزینه حفاری است. برای میادین گازی، باتوجه به اینکه نرخ تولید هر چاه زیاد است، لذا نسبت هزینه تأسیسات سطح‌الارضی به هزینه حفاری بیشتر بوده و با توجه به محاسبات انجام شده برای میادین توسعه یافته گازی ایران تقریباً معادل ۲ برآورد گردیده است. هزینه حفاری هرچاه نفتی و گازی نیز از اطلاعات گزارش شده توسط اداره انرژی ایالات متحده آمریکا[۱۱] به‌دست آمده است. تعداد چاه‌های مورد نیاز هر میدان نیز با توجه به میانگین تولید هر چاه در منطقه خاورمیانه[۱۲] از فرمول-۱ محاسبه می‌گردد:

$$WN=IHIP\times RF\times 10^{4}/(T\times WP\times 365) \quad (۱)$$

که در آن:

WN: تعداد چاه‌ها

IHIP: میزان هیدروکربور درجای اولیه (میلیارد بشکه برای میدان نفتی و تریلیون فوت مکعب برای میدان گازی)

RF: ضریب بازیافت از میدان

T: طول دوره تولید از میدان (سال)

WP: میانگین تولید از هر چاه (بشکه در روز برای میدان نفتی و هزار فوت‌مکعب در روز برای میدان گازی)

هزینه‌های دوران بهره‌برداری نیز تابعی از هزینه‌های سرمایه‌ای بوده و سالیانه برابر ۵ درصد آن فرض می‌گردد[۱۰]. لذا میزان CAPEX و OPEX برای میادین نفتی و گازی با استفاده از فرمول‌های-۲و۳ محاسبه می‌گردد:

$$CAPEX_{OilFields}=c_W\times WN+0.66\times c_W\times WN \quad (۲)$$

$$CAPEX_{OilFields}=c_W\times WN+2.0\times c_W\times WN \quad (۲)$$

$$OPEX=0.05\times CAPEX \quad (۳)$$

که در آن c_W میزان هزینه حفر هر حلقه چاه می‌باشد.

با توجه به مفروضات فوق، فرمول محاسبه خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران در صورتی‌که این شرکت از طریق قرارداد خدماتی صِرف (مثل قراردادهای EPC) میدان را توسعه دهد، به شکل فرمول-۴ خواهد بود[۲۶]:

$$NPV=\sum_{t=l+1}^{T}(p_t q_t-OPEX_t)(1+r)^{-t}-\sum_{i=1}^{I}(CAPEX_i)(1+r)^{-i} \quad (۴)$$

جدول ۱ | سناریوهای هشتگانه و مفروضات هر سناریو

شماره سناریو	نوع میدان	نوع قرارداد توسعه	نفت درجا (میلیارد بشکه) گاز درجا (تریلیون فوت مکعب)	دوره توسعه (سال)	دوره تولید (سال)	دوره قرارداد (سال)
۱	میدان نفتی بزرگ	IPC	۳	۴	۴۰	۲۰
۲	میدان نفتی بزرگ	خدماتی صرف	۳	۴	۴۰	۲۰
۳	میدان نفتی کوچک	IPC	۱	۲	۲۰	۲۰
۴	میدان نفتی کوچک	خدماتی صرف	۱	۲	۲۰	۲۰
۵	میدان گازی بزرگ	IPC	۳۰	۴	۴۰	۲۰
۶	میدان گازی بزرگ	خدماتی صرف	۳۰	۴	۴۰	۲۰
۷	میدان گازی کوچک	IPC	۱۰	۲	۲۰	۲۰
۸	میدان گازی کوچک	خدماتی صرف	۱۰	۲	۲۰	۲۰

جدول ۲ | میزان فی (F) محاسبه شده در صورت توسعه میادین از طریق IPC

شماره سناریو	۱	۳	۵	۷
واحد	دلار به ازای بشکه نفت تولیدی	دلار به ازای هر بشکه نفت تولیدی	دلار به ازای هر هزارفوت مکعب گاز تولیدی	دلار به ازای هر هزارفوت مکعب گاز تولیدی
فی (F)	۲/۷۱	۵/۸۷	۰/۱۲	۰/۱۵

جدول ۳ | نتایج محاسبات اقتصادی

شماره سناریو (نوع قرارداد)	خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران (میلیون دلار)	حلقه چاه برآوردی	متوسط هزینه حفر هر چاه (میلیون دلار)	CAPEX (میلیون دلار)
(IPC) 1	۵۸۲۶	۹۵	۷/۱۷	۱۱۳۱
(Pure Service Contract) 2	۶۰۳۸	۹۵	۷/۱۷	۱۱۳۱
(IPC) 3	۵۱۶۴	۴۹	۷/۱۷	۸۱۵*
(Pure Service Contract) 4	۳۳۹۰	۴۹	۷/۱۷	۵۸۳
(IPC) 5	۹۹۴۸	۱۸	۱۲/۰۸	۶۵۲
(Pure Service Contract) 6	۱۰۲۹۹	۱۸	۱۲/۰۸	۶۵۲
(IPC) 7	۵۲۵۲	۱۵	۱۲/۰۸	۵۴۳
(Pure Service Contract) 8	۵۴۷۷	۱۵	۱۲/۰۸	۵۴۳

* بیشتر بودن CAPEX تخمینی این سناریو به‌دلیل آن است که دوره تولید و قرارداد با هم برابر می‌باشند و پیمانکار جهت انجام عملیات ازدیاد برداشت به اندازه نصب تأسیسات سطح‌الارضی اولیه، برای اعمال این روش هزینه می‌کند.

که در آن p_t قیمت نفت‌خام و q_t میزان تولید در سال tام می‌باشد. (I) مدت‌زمان توسعه میدان به سال و I+۱ سال شروع تولید از میدان می‌باشد و $CAPEX_i$ میزان سرمایه موردنیاز برای سال iام می‌باشد که دارای توزیع نرمال می‌باشد [۱۳].

با جایگزینی فرمول‌های-۲ و ۳ در فرمول-۴، این فرمول را می‌توان به شکل زیر برای توسعه میدان بر اساس قراردادهای خدماتی نوشت:

$$NPV = \sum_{t=t_0}^{T}(p_t q_t - 0{,}05 \times WN_t \times 1{,}66 \times C_{w_t})(1+r)^{-t} - \sum_{i=1}^{I}\left(\frac{WN \times 1{,}66 \times C_w}{I}\right)(1+r)^{-i} \quad (۵)$$

که در آن t_0 برابر با I+۱ و T انتهای دوره ارزیابی اقتصادی است که برابر با انتهای دوره قرارداد IPC نیز می‌باشد.

فرمول محاسبه ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت ایران در صورت توسعه میدان با مکانیسم قراردادهای جدید نفتی ایران(IPC)، به شکل زیر خواهد بود:

$$NPV = \sum_{t=t_0}^{T}[(p_t - F)q_t - 0{,}05 \times WN_t \times 1{,}66 \times C_{w_t}](1+r)^{-t} - \sum_{j=j_0}^{J}\left(\frac{WN \times 1{,}66 \times C_w}{J}\right)(1+r)^{-j} \quad (۶)$$

که در این فرمول F میزان دستمزد و سودی است که به ازای هر واحد تولید به پیمانکار پرداخت می‌گردد. همچنین j_0 برابر با I+۱ و $(J\text{-}j_0)$ دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده توسط پیمانکار می‌باشد که طبق مدل قراردادی بین ۵ تا ۷ سال و از زمان شروع تولید اولیه قابل بازپرداخت است که در این مطالعه برابر با ۵ سال فرض شده است[۲۷].

میزان (F) در این مدل جدید قراردادی اعلام نشده است و پارامتری است که در مناقصات به کمک پیمانکار اعلام می‌گردد. با توجه به اینکه یکی از اهداف مدل جدید قراردادهای نفتی ایران، ایجاد جذابیت برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی و رسیدن به میزان نرخ بازگشت سرمایه حداقلی بیان شده است و از طرف دیگر، این شرکت‌ها قبل از ورود به هر یک از این پروژه‌ها نرخ بازده داخلی خود را محاسبه نموده و سپس تصمیم به ورود یا عدم ورود به پروژه می‌گیرند، لذا در این مطالعه با توجه به وجود ریسک‌های فنی و عملیاتی پروژه‌های نفت و گاز و ریسک‌های سیاسی، میزان نرخ بازگشت ۱۶ درصد برای پیمانکار فرض شده است. در نتیجه این فاکتور

با تعیین نرخ بازگشت ۱۶ درصد برای سرمایه‌گذار به‌دست آمده است[۲۸].

۳- نتایج محاسبات

سناریوهای مورد بررسی در این مطالعه و مفروضات هر سناریو مطابق جدول-۱ می‌باشد. میزان فی (F) پرداختی به ازای هر بشکه نفت‌خام تولیدی برای میادین نفتی و به‌ازای هر هزار فوت‌مکعب گاز تولیدی برای میادین گازی برای سناریوهایی که نوع قرارداد IPC می‌باشد، مطابق جدول-۲ به‌دست آمده است. نتایج محاسبه خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران، تعداد حلقه چاه موردنیاز، متوسط هزینه حفر هر حلقه چاه و هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز جهت توسعه برای هر سناریو، با فرض قیمت ۵۰ دلار به ازای هر بشکه نفت‌خام و ۲/۸ دلار به ازای هر هزار فوت مکعب گاز، به شرح جدول-۳ می‌باشد.

نتیجه گیری[۲۹]

با مقایسه سناریوهای شماره ۱ و ۲ مشاهده می گردد که خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران در صورت عقد قرارداد صِرف خدماتی بیشتر از حالتی است که NIOC قرارداد IPC جهت توسعه میدان منعقد کند. دلیل این امر آن است که مکانیسم تولید در نیمه اول عمر میدان عمدتاً متکی بر بازیافت اولیه و ثانویه بوده و اِعمال این روش‌ها نیاز به تکنولوژی بالا ندارد و اکثر عملیات موردنیاز (همانند حفاری چاه‌های افقی، ایجاد واحدهای فراورشی و ایستگاه‌های تقویت فشار و تزریق گاز) در این مرحله از طریق قراردادهای خدماتی صِرف قابل انجام می‌باشد، لذا در صورتی که نیمه اول عمر میدان بیشتر و یا به اندازه طول مدت قراردادهای IPC باشد، نیازی به عقد این نوع قرارداد برای این میادین نیست؛ چون هم‌زمان با ورود عمر این میادین به نیمه دوم و لزوم به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت، طول دوره قرارداد به اتمام می‌رسد. اما در صورتی که طول دوره قرارداد و نیمه دوم عمر میدان با هم همپوشانی داشته باشند، عقد قراردادهای جدید (IPC) باعث افزایش ضریب بازیافت و در نتیجه افزایش خالص ارزش فعلی دولت میزبان می گردد. این نتیجه از مقایسه سناریوهای شماره ۳ و ۴ قابل مشاهده است.

با مقایسه سناریوهای مربوط به مخازن گازی کوچک و بزرگ (سناریوهای شماره ۵ الی ۸) مشاهده می گردد بدون توجه به اندازه مخزن و طول دوره تولید، سناریوهای بهینه مربوط به حالتی می‌باشد که NIOC خود از طریق قراردادهای خدماتی صِرف، میدان را توسعه دهد. دلیل این مسئله آن است که عمده گاز موجود در مخازن گازی به روش بازیافت اولیه استحصال می گردد و نیازی به استفاده از روش‌های ازدیاد ثانویه و ثالثیه نمی‌باشد، لذا با عقد قراردادهای جدید، منفعت شرکت نفت کاهش می‌یابد. همچنین با توجه به ساختار قراردادهای IPC و باز بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، احتمال بُروز مخاطره اخلاقی از این منظر توسط پیمانکار وجود دارد. طبق این قراردادها کل هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده توسط پیمانکار طی ۵ الی ۷ سال از محل تولیدات میدان قابل بازپرداخت به وی می‌باشد در حالی که میزان دستمزد و پاداش پیمانکار از محل افزایش تولید می‌باشد، در نتیجه ممکن است پیمانکار تصمیم به اِعمال روش‌های هزینه‌بر جهت افزایش تولید نماید(به‌دلیل آنکه هزینه سرمایه‌گذاری را شرکت نفت بازپرداخت می‌نماید و منفعت حاصل از افزایش تولید عاید وی می گردد) در حالی که ممکن است اتخاذ یک روش دیگر با انجام هزینه کمتر (حتی با ضریب بازیافت کمتر) از لحاظ شرکت ملی نفت ایران بهینه باشد. لذا باید راهکاری اتخاذ گردد تا با کمترین هزینه ممکن انجام شده، به بالاترین بازدهی و افزایش بازیافت رسید. یکی از مشکلات اصلی قراردادهای بیع‌متقابل یعنی وجود انگیزه منفی در پیمانکار جهت تولید حداکثری و غیرصیانتی در طول دوره بازپرداخت، به شکلی دیگر نیز در این قراردادها وجود دارد. به بیان دیگر با توجه به اینکه پرداختی به پیمانکار تابعی مستقیم از میزان تولید است لذا وی جهت افزایش منافع خود سعی در حداکثر کردن تولید در طول دوره قرارداد می‌نماید. یکی از راهکارهای حل این مشکل، می‌تواند تعیین پروفایل سقف تولید و یا استفاده از مقیاس لغزشی[۳۰] در بازپرداخت باشد.

نکته مهم دیگر، اِعمال قراردادهای جدید نفتی ایران برای توسعه و تولید از میادین مشترک می‌باشد. منافع شرکت ملی نفت ایران در این میادین در صورت تولید هر چه بیشتر در کوتاه‌مدت تأمین و حداکثر می گردد مگر آنکه قراردادهای مدیریت و برداشت مشترک با کشور همسایه امضا گردد. با توجه به اینکه تاکنون هیچ مورد تفاهم‌نامه برداشت مشترک با کشورهای همسایه در این مورد عقد نشده است، لذا اِعمال روش‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه (که هدف اصلی قراردادهای جدید نفتی ایران بیان شده است)، به‌دلیل سیال بودن منابع نفت و گاز در مخازن زیرزمینی، باعث افزایش تولید کشورهای همسایه (بدون هیچ‌گونه سرمایه‌گذاری توسط آنها) خواهد شد. در واقع، در این صورت، کشور همسایه بدون انجام هیچ‌گونه هزینه‌ای، از عمل طرف مقابل منتفع می گردد. در خصوص میادین گازی نیز با توجه به اینکه بازپرداختی‌های پیمانکار بر اساس میزان گاز تولیدی انجام می‌پذیرد، اما در عمل همواره حجم قابل‌توجهی مایعات با ارزش (C_2^+) همراه گاز تولیدی وجود دارد، ذکر دو نکته ضروری است؛ اولاً پیمانکار انگیزه صیانت و بازیافت حداکثری این ترکیبات با ارزش از مخزن را نخواهد داشت و ثانیاً با توجه به اینکه فرایند جداسازی و فراورش این ترکیبات با ارزش، نیازمند سرمایه‌گذاری بالا می‌باشد، رغبتی برای تفکیک آن توسط طرف قرارداد وجود ندارد. لذا جهت بهبود این قراردادها در خصوص میادین گازی، لازم است که بازپرداختی‌ها تابعی از میزان گاز، میعانات و مایعات گازی باشد.

نکته آخر در خصوص عدم لزوم واگذاری تعداد زیادی از میادین نفت و گاز بر اساس این مدل جدید قراردادی به‌صورت یکجا می‌باشد. از طرفی یکی از اهداف این قراردادها انتقال تکنولوژی به شرکت‌های داخلی جهت اعمال این روش‌ها برای توسعه میادین در آینده بیان شده است و از طرف دیگر، جهت شناخته شدن نقاط ضعف و قوت قراردادهای جدید در عمل، لازم است این امر به‌صورت مرحله‌ای انجام پذیرد تا هم مشکلات احتمالی برای دوره‌های بعدی رفع گردد و هم شرکت‌های داخلی که در دوره‌های قبلی به تکنولوژی نوین دست پیدا کرده‌اند، قابلیت خود را جهت توسعه میادین در آینده نشان دهند و از این توانایی جهت حضور در بازارهای بین‌المللی و رقابت با شرکت‌های نفتی خارجی استفاده نمایند. ■

پانویس‌ها

1. Iranian Petroleum Contracts

۲ مقصود از قرارداد خدماتی صِرف (Pure Service Contract) آن دسته از قراردادهایی است که بازپرداخت خدمات انجام شده توسط پیمانکار، به‌صورت نقدی انجام می‌گیرد و بازپرداخت ها تابعی از رسیدن به اهداف اکتشافی و تولیدی نمی‌باشد.

3. Contract Theory

4. Net Present Value

۵. البته هر قراردادی غیر از منافع اقتصادی می تواند منافع سیاسی، اجتماعی، زیست‌محیطی و ... داشته باشد که بررسی این جوانب خارج از حوزه بحث این مقاله می‌باشد.

۶. در این مقاله نفت به معنای عام آن یعنی Petroleum آمده است که شامل نفت‌خام، گاز طبیعی، NGL، میعانات نفتی و ... می‌باشد.

7. Moral Hazard

8. Lumbert

9. Hart & Moore

۱۰. نفت‌خام و گاز طبیعی متعارف به هیدرکربورهای تولیدی از یک چاه حفر شده در یک سازند زمین‌شناسی اطلاق می‌گردد که در آن، هیدروکربور با توجه به مشخصات مخزن و سیال به آسانی به سمت چاه جریان یابد [۱۴].

۱۱. مقصود از قرارداد خدماتی صرف (Pure Service Contract) آن دسته از قراردادهایی است که بازپرداخت خدمات انجام شده توسط پیمانکار، به صورت نقدی انجام می گیرد و بازپرداخت ها تابعی از رسیدن به اهداف اکتشافی و تولیدی نمی باشد.

۱۲. بهبود ضریب بازیافت عبارت است از استخراج نفت خام یا گاز طبیعی به هر روشی غیر از روش‌هایی که متکی بر فشار طبیعی مخزن، فرازآوری با گاز (Gas Lift) و استفاده از پمپ باشد [۱۴].

۱۳. ازدیاد ضریب برداشت عبارت است از بازیافت هیدروکربور بوسیله تزریق موادی که بصورت عادی در مخزن وجود ندارند مثل تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی، سیلاب‌زنی (Water Flooding)، تزریق بخار و احتراق درجا [۱۵].

14. Brown Field

15. Direct Capital Costs

16. Indirect Capital Costs

17. OPEX

18. Cost of Money

19. Compensation Fee

۲۰. اهمیت زمان رخداد هر یک از روش‌ها به دلیل تنزیل کردن درآمدهای آتی میدان می‌باشد.

۲۱. بدلیل اینکه شرکت های بین‌المللی نفتی تنها در صورت وجود قرارداد حاضر به اعمال این روش‌ها در میادین کشورهای صاحب ذخایر نفتی هستند.

22.Volumetric Gas Reservoirs

۲۳. ممکن است که دوره توسعه در چند فاز متفاوت اجرا گردد ولی با توجه به اینکه هدف این مطالعه مقایسه سناریوها می‌باشد، لذا این مسئله بر نتایج تأثیر گذار نخواهد بود.

24. CAPEX

25. Adelman & Shahi

۲۶. در محاسبات خالص ارزش فعلی، مبنای محاسبه سال شروع ساخت ملاک قرار گرفته است.

۲۷. ضریب ثابت ۱/۶۶ در فرمول‌های شمار (۵) و (۶) برای میادین گازی برابر با ۳ می‌باشد.

۲۸. نرخ بازگشت ۱۶ درصد، نرخ قراردادی در اکثر قراردادهای بیع متقابل بود (هر چند این نرخ قراردادی در برخی از طرح‌ها عملاً محقق نشد)، لذا با توجه به هدف قراردادهای جدید نفتی ایران که به دنبال جذاب‌تر نمودن شرایط قراردادی به نسبت قراردادهای بیع متقابل هستند، این میزان، حداقل نرخ بازگشت مفروض جهت ورود شرکت‌های بین‌المللی نفتی به پروژه‌های نفتی ایران می‌باشد.

۲۹. همه نتیجه‌گیری‌های انجام شده با فرض آن است که شرکت ملی نفت ایران قادر به تأمین سرمایه کافی، جهت توسعه میادین به روش قراردادی خدماتی صِرف می‌باشد.

۳۰. بر اساس مقیاس لغزشی یا Sliding Scale، میزان فی تابعی از میزان تولید (یا افزایش تولید) خواهد بود و با افزایش آن میزان فی کاهش می یابد.

منابع

[۱] روزنامه سمی کشور (۱۳۹۴)، تصویب نامه در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز. www.rrk.ir/Laws/ShortLaw.as-px?Code=7945

[2] Bahadori, Shirkou (2013), "Effects of Insufficient Investment and Overproduction on Iran's Oil Production Trend." Journal of Energy and Power Engineering, Vol. 7, Issue 2, February, pp. 318-324.

[3] Lambert, Richard A. (1983), "Long-term contracts and moral hazard." The Bell Journal of Economics, October, pp. 441-452.

[4] Hart, O., & Moore, J. (1988). "Incomplete contracts and renegotiation." Econometrica: Journal of the Econometric Society, July, pp. 755-785.

[۵]کمیته بازنگری در قراردادهای نفتی (۱۳۹۴). کنفرانس معرفی مدل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC). تهران، سالن اجلاس سران، ۷-۹۴/۹/۸.

[6] Shiravi, Abdolhossein, and Ebrahimi, Seyed Nasrollah (2006), "Exploration and development of Iran's oilfields through buy back", Natural Resources Forum, Vol. 30, Issue. 3, August, pp. 199- 206, BLACKWELL PUBLISHERS.

[7] Zitha, D, et al. (2011), "Increasing Hydrocarbon Recovery Factors.", Soceiety of Petroleum Engineers, <http://www.spe.org/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors.php>.

[8] Craft, B., Hawkins,V., and Terry R. (1991), "Applied Petroleum Reservoir Engineering." 2nd. Edition, Prentice Hall Inc., pp. 14-48.

[9] Ahmad, T.H., Ahmad, T., Meehan, D. N. (2011), "Advanced Reservoir Management and Engineering." Gulf Professional Publishing. Pp. 433-537.

[10] Adelman, M. A. and Shahi M. (1989), "Oil Development-Operating Cost Estimates, 1955-1985", Energy Economics, Vol. 11, Issue 1, January, pp. 2-10.

[11] Energy Information Administration (2015), "Definition of Conventional Oil and Natural Gas Production" <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=C#conv_oil_nat_gas_prod>.

[12] Sorkhabi, Rasoul (2014), "How Much Oil In The Middle East?", GeoExpro: GeoScience and Technology Explained, Vol. 11, Issue. 1, January, pp. 42-46.

[13] Emhjellen et al. (2002), "Investment cost estimates and investment decisions", Energy Policy, Vol. 30, pp. 91-96.

[14] Energy Information Administration (2015), "Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled. " <http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_wellcost_s1_a.htm>.

[15] Lake, W. Larry. (2010), "Enhanced Oil Recovery", Society of Petroleum Engineers, pp.