پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال چهارم، شماره ۱۴، بهار ۱۳۹۴، صفحات ۱۹۰-۱۵۳

ارزشگذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس‌جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید

عباس کاظمی نجف‌آبادی[۱]، علیرضا غفاری[۲]، علی تک‌روستا[۳]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۳/۱۲/۲۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۴/۰۳/۲۶

چکیده:

انعقاد قراردادهای نفتی با شرکت‌های بین‌المللی برای انجام عملیات بالادستی و پایین‌دستی در صنعت نفت ایران سابقه دیرینه‌ای دارد. پس از کشف نفت، نخستین قرارداد نفتی در سطح بین‌المللی در ایران منعقد شده است. انواع مختلف قراردادهای نفتی در ایران مورد استفاده قرار گرفته‌اند و در اکثر دوره‌ها میزان کفایت قراردادهای منعقد شده، از منظر منافع اقتصادی برای کشور ایران مورد سوال و ابهام بوده است. در این مطالعه برای بررسی این موضوع، قراردادهای بیع متقابل گازی از منظر اقتصادی مورد ارزشگذاری قرار گرفته‌اند و به منظور ارزیابی بهتر، این قراردادها با قرارداد مشارکت در تولید مقایسه شده‌اند. برای این مقاله، فازهای ۲ و ۳ و همچنین ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی انتخاب شده‌اند و چون این پروژه‌ها در قالب قرارداد بیع متقابل واگذار شده‌اند، ضمن تعریف سناریوهای متفاوت، قالب قراردادی مشارکت در تولید برای آنها شبیه‌سازی شده است. پس از استخراج سناریو برتر در قالب قرارداد مشارکت در تولید برای هر دو پروژه، مشخص شد در اجرای فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، استفاده از قرارداد مشارکت در تولید و در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، استفاده از قرارداد بیع متقابل، برای کشور ایران مطلوب‌تر بوده‌اند.

طبقه‌بندی *JEL*: *D86*

کلمات کلیدی: قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت در تولید، ایران

۱- دکتری حقوق خصوصی، عضو هیأت علمی دانشگاه علامه طباطبائی
۲- دانشجوی دکتری رشته اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی- نویسنده مسئول
۳- عضو هیأت علمی دانشگاه خوارزمی

۱- مقدمه

انعقاد قراردادهای بالادستی در صنعت نفت[1] در ایران سابقه طولانی دارد. با آغاز دوران صنعت نفت، اولین قرارداد بین‌المللی نفتی در ایران منعقد شده و مدل‌های مختلف قراردادی در جهان برای اولین بار در ایران طراحی شده و در سایر نقاط جهان مورد تقلید قرار گرفته و به همه جا تسری یافته است (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳).

مهم‌ترین قراردادهای نفتی در جهان، قراردادهای امتیازی[2]، قراردادهای مشارکت در تولید[3] و قراردادهای خدمت[4] هستند. در این مطالعه، منظور از قراردادهای نفتی قراردادهایی است که برای کشف نفت و میادین نفتی و استخراج نفت از مخازن زیرزمینی و تولید نفت تنظیم می‌شود.

کشورهای نفت‌خیز حوزه خلیج‌فارس، پس از انعقاد قراردادهای امتیازی اولیه به مرور زمان با انتقادات فراوانی مواجه شدند. این انتقادات متاثر از چند مسأله اساسی است که در ماهیت این قراردادها دیده می‌شود. اعمال صلاحدید و آزادی عمل شرکت‌های نفتی بین‌المللی[5]، نوع مالکیت مخزن، طولانی بودن زمان قرارداد و وسعت جغرافیایی منطقه واگذار شده، از مهم‌ترین نقاط ضعف این قراردادها بوده است. اگرچه در قراردادهای امتیازی نوین، نقاط ضعف تا حدودی تعدیل شده‌اند، اما این کشورها از واگذاری میادین نفتی با شرایط قراردادهای امتیازی منصرف شده و قراردادهای جدیدی را برگزیده‌اند. در این بین، بسیاری از کشورهای حوزه خلیج‌فارس، قراردادهای مشارکت در تولید را مبنای مذاکره با شرکت‌های بین‌المللی نفتی قرارداده‌اند. در کشور ایران، پس از تحولات ابتدای دهه ۱۳۳۰ و با تصویب قانون مربوط به تفحص و اکتشاف و استخراج نفت در سراسر کشور و فلات قاره در سال ۱۳۳۶، تلفیقی از قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید، قالب اصلی قراردادهای نفتی را به خود گرفته بود.

۱- در این مقاله واژه نفت به معنای نفت و گاز به کار می‌رود.

2- Concession Contracts
3- PSCs: Production Sharing Contracts
4- Risk-Service Contracts
5- IOC: International Oil Companies

سیر تحول قراردادهای نفتی به ویژه در نیمه دوم قرن بیستم به شکل‌گیری نوع جدیدی از قراردادها تحت عنوان قرارداد خدمت یا پیمانکاری منجر شد. این امر در نتیجه بروز چالش بین شرکت‌های نفتی و کشورهای نفت‌خیز و تلاش دولت‌ها در تصاحب بیشتر منابع نفتی از یک سو و نظارت و کنترل موثرتر بر عملیات نفتی از سوی دیگر محقق شد. افزون بر این، رقابت بین شرکت‌های بزرگ نفتی بر سر افزایش حوزه نفوذ خود در دولت‌های نفتی و نیز پیدایش شرکت‌های مستقل نفتی، فرآیند ایجاد مدل جدیدی از این قراردادها را که در راستای منافع و اهداف دولت میزبان باشد، تشدید می‌کرد.

در ایران پس از تلفیق قراردادهای امتیازی و مشارکت بین سال‌های ۱۳۳۶ تا ۱۳۴۵ همچنان خلأ وجود قرارداد جدیدی که کنترل و نظارت دولت بر فرآیند اجرای عملیات نفتی را تقویت کرده و سهم او از منابع نفتی را افزایش دهد، احساس می‌شد. در همین راستا و با امضای اولین قرارداد خدمت[1]، نقطه عطفی در سازوکار اجرای پروژه در صنایع بالادستی نفت و گاز در ایران محقق شد به طوری که در پی این قرارداد، قراردادهای متعدد دیگری نیز به این شیوه امضا شدند.

پیش از انقلاب اسلامی ایران، موضوع مشارکت و سرمایه‌گذاری اشخاص خارجی در بخش نفت و گاز، تحت شمول قوانین نفت سال‌های ۱۳۳۶ و ۱۳۵۳ بود. با پیروزی انقلاب اسلامی، ایجاد محدودیت‌های قانونی در بکارگیری قراردادهای نفتی از جمله قالب‌های مشارکت و امتیاز از یک سو و موانع موجود در مسیر سرمایه‌گذاری در صنایع نفت و گاز از سوی دیگر، سبب پیدایش نوع خاصی از قراردادهای خدمت تحت عنوان بیع متقابل[2] (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳) شد.

در این مطالعه سعی می‌شود قراردادهای بیع متقابل از منظر میزان تحصیل منافع اقتصادی، ارزشگذاری شده و با استفاده از تکنیک شبیه سازی، با طرح سناریوهای متفاوت، با قالب قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه شود. برای تبیین دقیق موضوع،

۱- قرارداد پیمانکاری اکتشاف و تولید بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت فرانسوی «اراپ-Erap» و شرکت فرانسوی سوفیران (وابسته به اراپ) مصوب ۱۳۴۵/۹/۱۹ به عنوان نخستین قرارداد نفتی پیمانکاری در صنایع بالادستی نفت ایران محسوب می‌شود (برگرفته از امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، مجموعه قوانین و مقررات نفت، گاز و پتروشیمی پیش از مشروطیت تاکنون).

2- Buyback Contracts

از قراردادهای بیع متقابل گازی که برای توسعه میادین گازی در فازهای ۲ و ۳ همچنین فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی منعقد شده و در نهایت به بهره‌برداری رسیده است استفاده می‌شود. مزیت این فازها نسبت به سایر پروژه‌های مشابه که با قرارداد بیع متقابل واگذار شده‌اند، این است که قراردادهای میدان پارس جنوبی در فازهای یادشده منجر به تسویه وجوه مربوط به شرکت‌های نفتی بین‌المللی شده و با وضعیت نسبتا روشنی در اطلاعات مواجه هستند.

در این مطالعه، پس از بیان پیشینه تحقیق، در ابتدا به اصول کلی قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید اشاره شده، سپس اطلاعات اقتصادی و قراردادی فاز ۲ و ۳ و همچنین فاز ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی ارائه می‌شود. در ادامه مبانی نظری و روش تحقیق بیان شده و محاسبات تحقیق به دنبال آن می‌آید. در پایان، یافته‌های حاصل از این مطالعه ارائه شده، نتایج و پیشنهادهایی بیان می‌شود.

۲- پیشینه تحقیق

با وجود آنکه صنعت نفت و گاز در مقایسه با سایر فعالیت‌های جاری در کشور، سهم بسزایی دارد، اما تاکنون اقدامات پژوهشی زیادی از جنبه‌های متفاوت به خصوص جنبه‌های اقتصادی و حقوقی، در قراردادهای نفتی ایران انجام نشده است. پژوهش‌های خارجی نیز قراردادهای نفت و گاز ایران را از جنبه‌های یاد شده، کمتر مورد توجه قرار داده‌اند.

مومنی وصالیان و همکاران (۱۳۸۹) در پژوهشی به بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید، در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران پرداخته‌اند. در این پژوهش که با هدف تعیین روش بهینه قراردادها در تامین مالی و اجرای پروژه‌ها در بخش بالادستی و برای میادین مستقل و مشترک نفت و گاز ایران شکل گرفته، دو گزینه؛ یکی قراردادهای بیع متقابل و دیگری قراردادهای مشارکت در تولید مورد بررسی قرار گرفته و با استفاده از مدل تحلیل فرآیند سلسله مراتبی با هم مقایسه شده‌اند. به این منظور، معیارهای تصمیم‌گیری برای انعقاد قراردادها به دو دسته کلی معیارهای پیش از عقد قرارداد و درون قرارداد تقسیم شده‌اند. برای مقایسه دو نوع

روش قرارداد، افراد متخصص و صاحب‌نظر در صنعت نفت اقدام به تکمیل پرسشنامه کرده‌اند. در نهایت، نتایج این پژوهش نشان داد که بکارگیری روش‌های مشارکت در تولید در میادین مستقل، ۶۵/۷ درصد و در میادین مشترک، ۶۸/۳ درصد نسبت به قراردادهای بیع متقابل برتری داشته‌اند.

فنگ[1] و همکاران (۲۰۱۴) در مقاله‌ای اقدام به ساخت مدلی تئوری به منظور مقایسه سطوح تولید و سرمایه‌گذاری تحت دو قرارداد مشارکت در تولید و بیع متقابل کردند. مدل مورد مطالعه نشان داد که قراردادهای مشارکت در تولید منجر به سطوح بالاتری از سرمایه‌گذاری نسبت به قراردادهای بیع متقابل می‌شوند. البته چنانچه سهم سود شرکت‌های نفتی بین‌المللی افزایش یابد، آنگاه افزایش سطوح سرمایه‌گذاری در قراردادهای بیع متقابل بیشتر است. همچنین مقایسه سطوح بهینه تولید در این دو نوع قرارداد نشان می‌دهد که سطح بهینه تولید در قرارداد مشارکت در تولید با سهم مشارکت شرکت نفتی ارتباط مستقیم دارد و در قراردادهای بیع متقابل، این سهم به هزینه‌های عملیاتی تولید نفت که از سوی دولت‌های میزبان در نظر گرفته می‌شود، بستگی دارد.

درخشان (۱۳۹۲) در پژوهشی به بیان ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی پرداخته است. منظور از ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی در این پژوهش، حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی، حقوق و منافع ملی در زنجیره عملیات نفتی، انتقال دانش و مهارت‌های فنی و افزایش سهم دولت از عواید نفتی است. نتیجه مطالعه انجام شده که با رویکرد اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران پرداخته است، نشان می‌دهد که تمامی قراردادهای نفتی ایران از هر نوع آن با ضعف‌های مشترکی نظیر عدم توجه به سیاست‌های ملی انرژی در بخش نفت، عدم بهبود توان مدیریتی شرکت ملی نفت و عدم ارتقاء آن به سطح شرکت‌های ملی بین‌المللی و توجه شعارگونه به عواملی چون اعمال حاکمیت و مالکیت ملی بر منابع نفتی، رعایت حقوق و منافع ملی در عملیات نفتی و انتقال دانش و مهارت‌های فنی مواجه هستند.

مقدم و مزرعتی (۱۳۸۵) در مقاله دیگری اقدام به مدل‌سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل کردند. ایشان همچنین تلاش کردند تا مدل بهینه‌سازی قرارداد در ایران را

1- Feng

ارائه کنند. در این مقاله، جنبه‌های مختلف قرارداد بیع متقابل مورد تحلیل قرار می‌گیرد و مقایسه‌ای با شیوه مشارکت در تولید نیز انجام می‌شود. در این مطالعه قرارداد بیع متقابل، به شیوه ریاضی فرمول‌بندی شده تا قابلیت مقایسه‌پذیری با دیگر شیوه‌های سرمایه‌گذاری را داشته باشد. همچنین از طریق مدل برنامه‌ریزی ریاضی، بهینه‌سازی شرایط قراردادهای بیع متقابل، امکان‌پذیر شده است. در این مقاله، مطالعه موردی قرارداد بیع متقابل برای یک میدان گازی شبیه‌سازی شده است. با اعمال سناریوهای مختلف، مشخص شد که با افزایش هزینه فرصت پول، بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی باید دیرتر انجام شود. همچنین هرگونه تغییر در نرخ بازدهی انتظاری برای هر یک از طرفین، نظام متفاوتی از بازپرداخت‌ها را برای قرارداد پیشنهاد می‌کند.

منتظر و ابراهیمی (۱۳۹۲) جایگاه قراردادهای بیع متقابل در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز ایران را بررسی کرده و آن را از جنبه‌های حقوقی و قراردادی با قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه کرده‌اند. مقایسه این دو نوع قرارداد در پژوهش انجام شده، نشان می‌دهد که قراردادهای یاد شده از این جهات دارای تفاوت‌هایی هستند: تجویز قانونی، حاکمیت و مالکیت دولتی بر منابع زیرزمینی و تاسیسات و تجهیزات به کار رفته جهت تولید، میزان ریسک‌پذیری سرمایه‌گذار، تنوع ریسک‌های سرمایه‌گذار، مدت قرارداد، مسئولیت پذیری در دوره تولید و بهره‌برداری از میدان، نحوه محاسبه نرخ بازگشت سرمایه، طبقات هزینه‌ها و نحوه مدیریت میدان از دوره اکتشاف، توصیف، توسعه و بهره‌برداری.

قندی و لین[1] (۲۰۱۲) تابع تولید نفت پویای بهینه میادین دریایی نوروز و سروش را مدل‌سازی کردند. این میادین توسط شرکت نفتی شل[2] و تحت قرارداد بیع متقابل، اکتشاف و توسعه یافته‌اند. در این پژوهش رفتار واقعی و قراردادی شرکت ملی نفت ایران بررسی شده و با نمودار تولید تحت شرایط قرارداد بهینه مقایسه شده است. نتایج این تحقیق نشان داد که نمودار تولید این قرارداد با نمودار بهینه تولید متفاوت است. علت این تفاوت، نرخ تخفیفات و ناکافی بودن رفتار واقعی شرکت ملی نفت بیان شده است.

1- Ghandi , Lin
2- Shell Oil Company

۳- اصول کلی قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید

۳-۱- بیع متقابل

موضوع قراردادهای بیع متقابل در واقع محدود به عملیات نفت و گاز نیست. افزون بر صنایع نفت و گاز، قالب قرارداد بیع متقابل در دیگر صنایع و بخش‌ها نیز قابلیت بکارگیری دارد. در واقع کشورهای نفت‌خیزی که خود به تنهایی توان انجام عملیات بالادستی را در صنعت نفت و گاز ندارند، به مرور زمان ضمن آگاهی از اهمیت نفت به عنوان یک کالای استراتژیک در حیات اقتصادی خود، سعی کردند تا حداکثر بهره‌برداری را از منابع فسیلی خود ببرند. از این رو از هر ابزاری برای افزایش سهم کشور میزبان[1] استفاده کردند. بنابراین در بخش نفت، قراردادهایی پا به عرصه وجود گذاشت که موضوع آن منحصر به این حوزه نبود. قراردادهای بیع متقابل نمونه بارزی برای آن هستند.

یکی از تقسیماتی که در قراردادهای خدمت وجود دارد، تقسیمی است که براساس نحوه پرداخت دستمزد پیمانکار به وجود می‌آید با این توضیح که در قرارداد خدمت، کشور میزبان مکلف است هزینه خدمات ارائه شده از سوی شرکت نفتی را پرداخت کند، اما منبع تامین و پرداخت هزینه در قرارداد وارد نمی‌شود. البته ممکن است در نوعی از قراردادها شرط شود که پرداخت هزینه‌های عملیات، تنها از وجه ناشی از فروش نفت حاصل از میدان موضوع عملیات انجام شود. این نوع از قراردادها که مدت‌ها است در ایران اجرا می‌شود به قرارداد بیع متقابل معروف شده است.

در واقع بیع متقابل، یکی از روش‌های تجارت متقابل و تامین مالی در قراردادها است. در این قراردادها، یک شرکت خارجی متعهد می‌شود تا از طریق عرضه ماشین‌آلات، مواد، تکنولوژی، دانش فنی و دیگر کمک‌های فنی، مالی و اقتصادی به کشور واردکننده کمک کند تا یک واحد اقتصادی و تولیدی راه‌اندازی شود و در مقابل، موافقت می‌کند تا هزینه خود را از طریق بازخرید محصولات حاصل از پروژه مستهلک کند. در قراردادهای بیع متقابل در صنایع نفتی در ایران، شرکت نفتی تعهد می‌کند که یک میدان نفتی را با تامین منابع مالی، فناوری و دانش فنی ارائه تجهیزات و مواد لازم

1- Host Country

توسعه دهد و هزینه‌های سرمایه‌گذاری و حق‌الزحمه آن از طریق اختصاص بخشی از وجوه نفت تولیدی به سرمایه‌گذار بازیافت شود (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳).

در قراردادهای بیع متقابل مانند همه انواع قراردادها، شرکت نفتی و کشور میزبان وظایف و تعهداتی دارند. معمولا در این قراردادها شرکت نفتی موظف است انواعی از خدمات فنی، مالی و بازرگانی مورد توافق را تامین و ارائه کند. در مقابل، کشور میزبان اقدام به بازپرداخت هزینه‌هایی می‌کند که در متن قرارداد از سوی کشور میزبان قابل جبران است. به علاوه کشور میزبان موظف به پرداخت سود در ازای انجام عملیات به شرکت نفتی است. در برخی از قراردادهای بیع متقابل، پرداخت پاداش نیز پیش‌بینی می‌شود.

نظام مالی قراردادهای بیع متقابل در مقایسه با دیگر قراردادهای نفتی به ویژه قراردادهای مشارکت در تولید، از پیچیدگی بیشتری برخوردار است. در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های پیمانکار و حق‌الزحمه او با فروش تولیدات میدان به وی بازیافت می‌شوند و شرکت نفتی خارجی هیچ‌گونه مالکیتی بر منابع تولیدی نخواهد داشت. افزون بر این، هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه پیمانکار در این قراردادها به صورت ثابت تعیین می‌شوند از این رو هرگونه افزایش این هزینه‌ها از مبالغ مصوب (به غیر از موردی که این افزایش در نتیجه کارهای اضافی یا تغییر در شرح کارها باشد) تاثیری در سقف تعیین شده برای آنها نداشته و هزینه‌های مازاد، بازیافت نمی‌شوند. در نتیجه حق‌الزحمه پیمانکار که به صورت درصد ثابتی از هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین می‌شود نیز تحت تاثیر افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای قرار نگرفته و بدون تغییر باقی خواهد ماند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

در قراردادهای بیع متقابل پنج دسته هزینه وجود دارد که عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌ای[1]، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای[2]، هزینه‌های عملیاتی[3]، هزینه‌های بانکی[4] و هزینه‌های همیاری و پشتیبانی تولید[5].

1- Capital Costs
2- Non-Capital Costs
3- Operating Costs
4- Bank Charges
5- Production Support and Assistance Costs

منظـور از هزینـه‌هـای سـرمایه‌ای، هزینـه هـایی هسـتند کـه مسـتقیما بـه عملیـات برمی‌گردند و تبدیل به اموالی می‌شوند که باقی می‌مانند، ماننـد هزینـه‌هـایی کـه بـرای خرید زمین، ساختمان، تجهیزات و ماشین‌آلات صرف می‌شود.

هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌هایی هستند کـه بـه طـور مسـتقیم بـه خـود عملیـات مربوط نمی‌شوند و تبدیل به محصولی که باقی بماند، نمی‌شوند، مانند هزینه خدمات و کالاهای مصرفی و عوارض دولتی (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳).

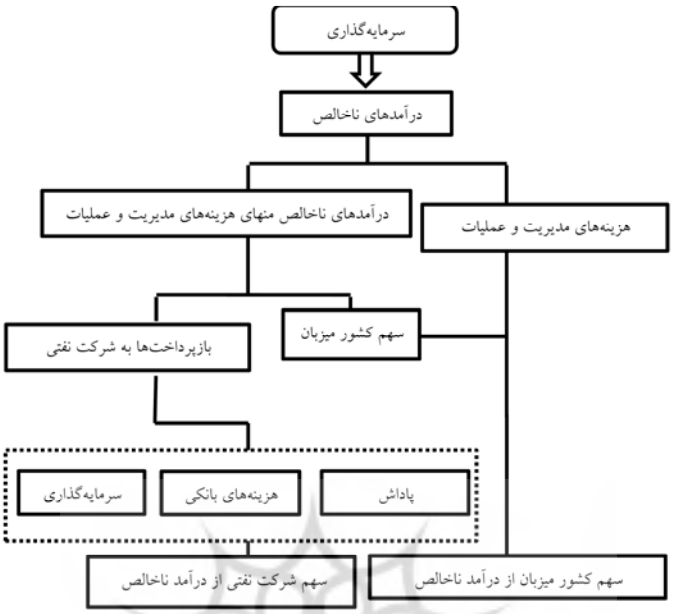
هزینه‌های عملیاتی به مخارجی اطلاق می‌شـوند کـه پـس از تصـویب شـرکت ملـی نفت، مستقیما، ضرورتا و منحصرا به منظور اجرای فعالیت‌های عملیاتی، تـامین قطعـات یدکی و تامین پوشش بیمه‌ای برای پس از تاریخ تحویل پروژه، توسط پیمانکار تعهد و پرداخت می‌شوند.

هزینه‌های همیاری و پشتیبانی تولید شامل تمـامی هزینـه‌هـا و مخـارجی هسـتند کـه پیمانکار مستقیما و منحصرا در اجرای شروط ناظر به کمـک هـای پیمانکـار بـه کشـور میزبان در جریان عملیات تولید و دستیابی به بالاترین نرخ بهره‌وری و به منظور کمـک و مساعدت به کشور میزبان پرداخت می‌کند.

هزینه‌های بانکی نیز به منظور جبران هزینه‌های تامین مالی عملیـات توسـعه پـیش‌بینـی شده‌اند. نرخ محاسبه هزینه‌های بانکی از جمع نرخ بهره لایبور[1] به علاوه درصـد دیگـری که مورد توافق طـرفین اسـت، حاصـل مـی‌شـود (حـاتمی و کریمیـان، ۱۳۹۳). نمـودار ۱ فرآیند تخصیص درآمدهای نفتی در چارچوب قراردادهای بیع متقابل را تشریح می‌کند.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1- Libor Interest Rate



ماخذ: بانک مرکزی روسیه، ۲۰۱۱

نمودار ۱- فرآیند تخصیص درآمدهای نفتی تحت قراردادهای بیع متقابل

۳-۲- مشارکت در تولید

پرمخاطب‌ترین انواع قراردادهای نفتی به ویژه در کشورهایی که برای انجام عملیات نفتی نیاز به حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی دارند، قرارداد مشارکت در تولید است. این نوع قرارداد که گونه تکامل یافته قراردادهای امتیازی است، بیش از نیم قرن پیش، پا به عرصه وجود گذاشته است.

قراردادهای مشارکت در تولید به مجموعه‌ای از روش‌های معاملاتی اطلاق می‌شود که به موجب آن شرکت‌های نفتی بین‌المللی (پیمانکار) تعهد می‌کنند ضمن تامین منابع مالی (نقدی و غیرنقدی) مورد نیاز طرح نفتی فقط به اتکای عوائد حاصل از آن پروژه نسبت به ایجاد، توسعه، بازسازی، نوسازی، اصلاح و یا روزآمد کردن طرح نفتی مزبور اقدام کنند و بازپرداخت به سرمایه‌گذار از طریق اختصاص بخشی از تولیدات به سرمایه‌گذاری انجام خواهد شد. پیمانکار عامل در این قراردادها عملیات نفتی را برای کشور صاحب نفت انجام می‌دهد بدون اینکه در مخزن، تاسیسات و یا نفت حق

مالکیت داشته باشد. پیمانکار شرکت نفتی بین‌المللی تمامی هزینه‌های اکتشاف، توسعه و تولید را عهده‌دار می‌شود و ریسک عدم کشف نفت یا عدم تکافوی درآمدهای حاصله را نیز به عهده می‌گیرد (شیروی، ۱۳۹۳).

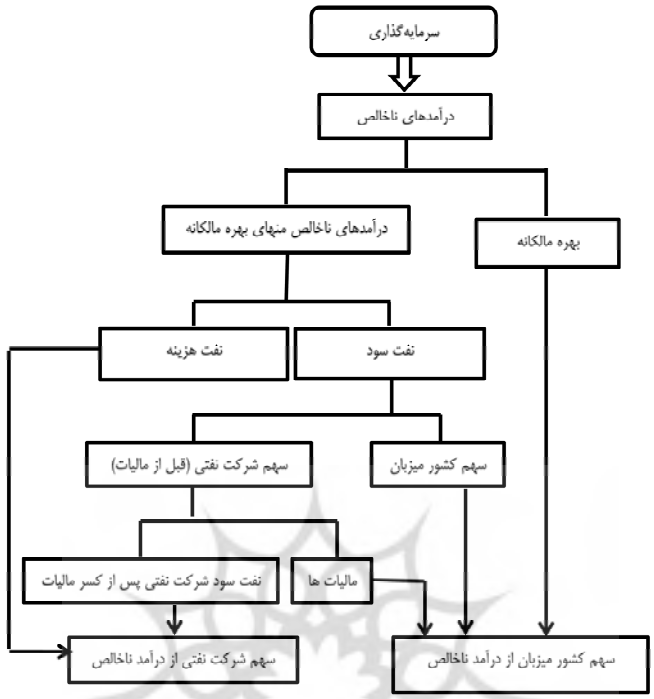
در قراردادهای مشارکت در تولید، آنچه که شرکت نفتی باید ارائه کند تا بتواند در قبال آن در نفت سهیم باشد را می‌توان به دو قسمت تقسیم کرد؛ اول، انجام عملیات نفتی که از مرحله اکتشاف شروع شده و تا بهره‌برداری ادامه پیدا می‌کند و قسمت عمده تعهدات شرکت نفتی نیز همین قسمت است. دوم، پرداخت‌های مختلف و پراکنده‌ای که شرکت نفتی باید در طی اجرای قرارداد انجام دهد (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳).

در قراردادهای مشارکت در تولید، نفت یا گاز تولیدی میدان بر اساس فرمول و درصدی که از پیش تعیین شده است، بین دولت میزبان و پیمانکار شرکت نفتی بین‌المللی تقسیم می‌شود. در این قراردادها هزینه‌های قابل بازیافت پیمانکار شرکت نفتی تحت سرفصل «نفت هزینه»[1] و حق‌الزحمه و سود سرمایه‌گذاری او با تخصیص «نفت سود»[2] مستهلک می‌شوند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

نمودار ۲، فرآیند تخصیص درآمدهای نفتی در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید بین کشور میزبان و شرکت نفتی را نشان می‌دهد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1- Cost Oil
2- Profit Oil



ماخذ: بانک مرکزی روسیه، ۲۰۱۱

نمودار ۲- فرآیند تخصیص درآمدهای نفتی تحت قراردادهای مشارکت در تولید

٤- میدان گازی پارس جنوبی

٤-١- فازهای ۲ و ۳ توسعه حوزه گازی پارس جنوبی

مراحل ۲ و ۳ توسعه میدان پارس جنوبی با هدف استحصال روزانه دو میلیارد فوت مکعب گاز، حدود ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی و ۴۰۰ تن گوگرد به صورت بیع متقابل در تاریخ ۱۳۷۶/۷/۸ (تاریخ موثر شدن)[1] با کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های توتال[2] فرانسه (۴۰ درصد)، گازپروم[3] روسیه (۳۰ درصد) و پتروناس[4]

1- Effective Date
2- TOTAL Petroleum Company
3- Gazprom
4- Petronas

مالزی (۳۰ درصد) منعقد شد. عملیات اجرایی این قرارداد شامل طراحی و ساخت دو سکوی سرچاهی، دو حلقه چاه توصیفی، ۱۰ حلقه چاه توسعه‌ای، خط لوله دریایی به طول ۲۱۰ کیلومتر و قطر ۲۲ اینچ و همچنین ایجاد پالایشگاه گازی خشکی جهت تصفیه گاز، گوگرد و میعانات گازی است. این قرارداد از نظر حجم مالی یکی از بزرگ‌ترین قراردادهای نفتی در دوران پس از انقلاب اسلامی است. سقف هزینه‌های سرمایه‌ای این قرارداد ۲۰۱۲ میلیون دلار و بهره بانکی آن (با نرخ لایبور + ۰/۷۵ درصد)، حدود ۸۰۷ میلیون دلار برآورد شد. حق‌الزحمه مقطوع پیمانکار ۱۴۰۰ میلیون دلار خواهد بود که ۲۵۱ میلیون دلار آن برای سایر هزینه‌های تامین مالی پیش‌بینی شده است. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (شامل گمرک، بیمه، هزینه‌های آموزش نیروی انسانی و...)، ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای برآورد شد که در ابتدا به خزانه دولت واریز شده و سپس به اقساط از محل درآمد پروژه به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

مطابق برنامه زمان‌بندی ارائه شده توسط کنسرسیوم، بهره‌برداری در چهار مرحله به شرح زیر پیش‌بینی شده است:

* مرحله اول: با ظرفیت ۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز به تاریخ ۱۳۸۰/۷/۹
* مرحله دوم: با ظرفیت ۱۰۰۰ میلیون فوت مکعب در روز به تاریخ ۱۳۸۰/۹/۱۰
* مرحله سوم: با ظرفیت ۱۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز به تاریخ ۱۳۸۱/۱/۱۲
* مرحله چهارم: با ظرفیت ۲۰۰۰ میلیون فوت مکعب در روز به تاریخ ۱۳۸۱/۴/۱۰

مدت قرارداد ۱۱ سال است و پیمانکاران مجاز خواهند بود طی این دوره جهت بازیافت هزینه‌های انجام شده تا ۶۰ درصد از درآمد میعانات گازی تولیدی را برداشت کنند. در ضمن در قرارداد تصریح شده که اگر میعانات گازی میدان برای بازپرداخت اقساط کافی نباشد، میزان باقی‌مانده از محل درآمد نفت میدان سیری- که مجری آن نیز توتال بوده است- تامین شود[1] (حسن بیکی، ۱۳۸۱ و پایگاه اطلاعات شرکت نفت و گاز پارس). شواهد نشان می‌دهد، تمامی مبالغ مورد نظر، طی شش سال و از محل درآمدهای همین پروژه به کنسرسیوم پرداخت یا بازپرداخت شده است.

۱- در این قرارداد بهره به روش مرکب محاسبه و اعمال خواهد شد.

در پایان قرارداد، تغییراتی در پیش‌بینی‌های اولیه مشاهده شد. تاریخ تولید زودهنگام[1] در عمل در بهمن ماه ۱۳۸۰ به وقوع پیوست و پروژه با تاخیری حدود هشت ماه در خرداد ماه ۱۳۸۲ تحویل کارفرما شد[2]. هزینه‌های سرمایه‌ای معادل ۱۹۴۶ میلیون دلار و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای معادل ۱۲۹ میلیون دلار تحقق یافت. حق‌الزحمه پرداختی به کنسرسیوم با کاهش ۱۶ میلیون دلاری به میزان ۱۳۸۴ میلیون دلار پرداخت شد. همچنین به لحاظ افت شدید نرخ بهره لایبور، هزینه‌های بانکی پرداخت شده به کنسرسیوم معادل ۳۵۴ میلیون دلار بود (پایگاه اطلاعات شرکت نفت و گاز پارس). جدول ۱ به تبیین اطلاعات مالی در دسترس در این پروژه می‌پردازد.

٤-۲- فازهای ٤ و ٥ توسعه میدان گازی پارس جنوبی

فازهای ۴ و ۵ توسعه میدان گازی پارس جنوبی با هدف استحصال گاز طبیعی به میزان روزانه ۵۰ میلیون متر مکعب، میعانات گازی روزانه ۸۰ هزار بشکه و گاز مایع سالانه یک میلیون و ۵۰ هزار تن، اتان سالانه یک میلیون تن و گوگرد به میزان ۴۰۰ تن در روز در تاریخ ۱۳۷۹/۵/۶ بین وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران و کنسرسیومی مرکب از شرکت اجیپ[3] (۶۰ درصد)، پتروپارس (۲۰ درصد) و نیکو (۲۰ درصد) به امضا رسید. ایجاد تاسیسات استحصال گاز مایع و اتان و همچنین یک رشته خط لوله به قطر ۴۲ اینچ و طول ۸۰ کیلومتر از عسلویه تا کنگان، وجود تاسیسات اضافی استحصال گاز مایع، این امکان را فراهم آورده که بازپرداخت سرمایه‌گذاری طرح فقط از محل تولید میعانات گازی و گاز مایع تولیدی خود میدان صورت گیرد، حال آنکه در فاز ۲ و ۳ به علت محدود بودن میعانات گازی، بازپرداخت از محل نفت خام سیری هم پیش‌بینی شده بود. جدول ۱ اطلاعات مالی در دسترس در این پروژه را بیان می‌کند.

1- Early Production

۲- تاریخ پایان قرارداد مطابق توافقات قبلی، مهرماه ۱۳۸۱ بوده است.

۳- شرکت اجیپ از زیرمجموعه‌های شرکت انی است که یکی از شرکت‌های بزرگ نفتی بین‌المللی است که قریب به نیم قرن در ایران سابقه فعالیت داشته و اولین توسعه میدان نفتی بهرگانسر با مشارکت این شرکت صورت گرفته است.

جدول ۱- اطلاعات مالی قرارداد فاز ۲ و ۳ و قرارداد فاز ٤ و ٥ بیع متقابل پارس جنوبی (میلیون دلار)

			نام پروژه	
			فاز ۲ و ۳	فاز ٤ و ٥
هزینه‌های انجام شده	سرمایه‌ای	پیش‌بینی	۲۰۱۲	۱۹۲۸
		تحقق یافته	۱۹٤٦	۲۰۵۷
	غیرسرمایه‌ای	پیش‌بینی	۲۰۱	۱۹۳
		تحقق یافته	۱۲۹	۱۹۳
توافقات قراردادی	حق‌الزحمه		۱٤۰۰	۱۰۷٤
	بانکی		۸۰۷	۹۲۵
هزینه‌های بازپرداخت شده	سرمایه‌ای		۱۹٤٦	۱۹۲۸
	غیرسرمایه‌ای		۱۲۹	۱۹۳
	بانکی		۳۵٤	۱۸۲
حق‌الزحمه پرداختی			۱۳۸٤	۱۰۷٤
مالیات			۱۰۳	۹۷

ماخذ: گزارش انرژی ایران در سال ۲۰۰۳ موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۸۲)- پایگاه اطلاع رسانی شرکت نفت و گاز پارس- حسن بیکی (۱۳۸۱)

مدت اجرای این طرح ۵ پنج سال و دوره بازپرداخت هفت سال پیش‌بینی شده بود که حداکثر می‌توانست تا ۱۰ سال به طول انجامد. اطلاعات موجود نشان می‌دهد قرارداد ظرف مدت هفت سال تسویه شده است. همان طور که قبلا نیز عنوان شد، بازپرداخت هزینه‌های طرح به پیمانکار باید فقط از محل فروش میعانات گازی و گاز مایع تولیدی همان میدان با اقساط حداکثر سالانه ۵۷۴/۶ میلیون دلار[1] انجام می‌شد. پیش‌بینی می‌شد که این طرح تولید خود را با ۵۰۰ میلیون فوت مکعب گاز، چهار سال پس از شروع قرارداد آغاز خواهد کرد و طی پنج سال به تولید حداکثر خود، یعنی دو میلیارد فوت مکعب در روز خواهد رسید. همان طور که بیان شد تاریخ موثر شدن پروژه فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی مرداد ماه ۱۳۷۹ است. تولید زودهنگام در این پروژه در

۱- به استناد پیش‌بینی‌های انجام شده و ارزش عایدات پروژه به قیمت‌های همان زمان، درآمد حاصل از پروژه سالانه ۱۵۲۸ میلیون دلار و اقساط بازپرداخت در یک دوره هفت ساله، ۵۷۴/۶ میلیون دلار خواهد بود که این مقدار به طور تقریبی معادل ۳۸ درصد عواید این میدان طی دوران بازپرداخت است.

مردادماه ۱۳۸۳ به وقوع پیوست و پروژه در فرودین ماه ۱۳۸۴ به کارفرما تحویل شد، حال آنکه تاریخ اتمام قرارداد مرداد ماه ۱۳۸۴ بود.

تغییرات دیگری نیز پس از پایان قرارداد نسبت به پیش‌بینی اولیه مشاهده شد. هزینه‌های سرمایه‌ای در این قرارداد، ۱۲۹ میلیون دلار بیشتر از سطح پیش‌بینی اولیه بود. افت شدید نرخ بهره لایبور نیز باعث کاهش ۷۴۳ میلیون دلاری هزینه‌های بانکی پرداخت شده به کنسرسیوم شد (پایگاه اطلاعات شرکت نفت و گاز پارس).

۵- مبانی نظری و روش تحقیق

قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران از زمان پیدایش آن با انتقادات وسیعی مواجه شده است. گروه‌های مختلف از جنبه‌های گوناگون این نوع از قراردادها را نقد کرده‌اند. دامنه انتقادات مربوط به قراردادهای بیع متقابل، گسترده و متنوع است.

برخی از مخالفان اعتقاد دارند که این قراردادها به ویژه در بخش بالادستی نفت و گاز، موضوع صیانت از مخازن را نادیده می‌گیرد. عده‌ای دیگر به برخی از مفاد قراردادهای بیع متقابل اعتراض دارند. بعضی به نحوه به مناقصه گذارن این‌گونه قراردادها و برخی دیگر به منطقه‌بندی انجام شده میادین و به اصطلاح فازبندی آنها ایراد می‌گیرند. گروهی معتقدند که قراردادهای بهتری را می‌توان جایگزین قراردادهای بیع متقابل کرد. عده‌ای به نحوه توزیع ریسک بین طرفین اشاره کرده و عنوان می‌کنند در صورت نوسانات شدید قیمت محصول، مخاطرات زیادی متوجه کارفرما می‌شود (حسن بیکی، ۱۳۸۱).

در مقابل عده‌ای این قراردادها را ضامن منافع ملی و بهترین گزینه موجود برای توسعه صنعت نفت، قلمداد می‌کنند. برخی معتقدند که انتقادات بی اساس به عملکرد قراردادهای بیع متقابل، موقعیت‌های زیادی را در اواخر دهه ۱۳۸۰ از میدان گازی پارس جنوبی به هدر داده است. بخش زیادی از موافقت‌ها و مخالفت‌های بیان شده مبتنی بر بستر پژوهشی نیست.

این مطالعه در نظر دارد قراردادهای بیع متقابل که در میدان پارس جنوبی و در فاز ۲ و ۳ و همچنین فاز ۴ و ۵[1] مورد استفاده قرار گرفته است را از منظر ملاحظات اقتصادی ارزشگذاری کرده و آن را با قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه کند.

۵-۱- ارزشگذاری قراردادهای بیع متقابل

در بخش اول و به منظور ارزشگذاری قراردادهای بیع متقابل مورد نظر در این مطالعه، از مفهوم ارزش زمانی پول در این پروژه‌ها استفاده می‌شود. با توجه به محدودیت‌های موجود در دسترسی به برخی از اطلاعات و به منظور حفظ چارچوب مدل، فرض‌هایی به شرح زیر اتخاذ شده و تعدیلاتی در مدل اعمال می‌شود. البته این مفروضات و تعدیلات، لطمه‌ای به اصل مطالعه وارد نمی‌کند. در این راستا فرض می‌شود:

الف) شرکت‌های بین المللی که قصد توسعه فازهای مورد نظر از میدان پارس جنوبی را دارند، در هر قالب قراردادی، از توان فنی و تکنولوژیکی مشابهی استفاده می‌کنند. این فرض مشابهت، هم در انواع قراردادها حاکم است و هم بر عملیات شرکت‌های پیمانکار. اتخاذ این فرض، از یک سو اثر احتمالی برتری تکنولوژیکی شرکت‌های پیمانکار عامل در این دو پروژه را خنثی می‌کند و از سوی دیگر، تغییر احتمالی اراده پیمانکار مبنی بر عدم استفاده از حداکثر توان فنی را کنترل می‌کند.

امروزه افزایش توان نظارتی کشورهای میزبان بر کیفیت عملکرد شرکت‌های نفتی بین‌المللی، اتخاذ این فرض را منطقی کرده است، زیرا کشورهای میزبان تا حدود زیادی با عملیات نفتی آشنا بوده و می‌توانند به صورت اثربخش، هزینه‌ها و عملیات شرکت‌های نفتی بین‌المللی را مورد راستی‌آزمایی قرار دهند.

ب) هزینه‌های سرمایه‌ای از تاریخ موثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه به کارفرما (وزارت نفت) در هر سال به نسبت‌های مساوی، سرمایه‌گذاری شده‌اند چراکه هزینه‌های سرمایه‌ای به طور مستقیم به اجرای عملیات مربوط هستند و شرکت نفتی تا زمان رسیدن به بهره برداری در یک فرآیند هزینه‌بر قرار دارد، می‌توان گفت هزینه‌های انجام شده در هر سال به میانگین سالانه هزینه‌ها نزدیک است.

۱- به علت آنکه محصول حاصل از دو فاز ۲ و ۳ در یک پالایشگاه تصفیه می‌شود، ارقام و اطلاعات این دو فاز در تمامی منابع به صورت تلفیقی ارائه شده است. این موضوع در خصوص دو فاز ۴ و ۵ نیز صادق است.

پ) حق‌الزحمه پرداختی و بازپرداخت هزینه‌های شرکت نفتی از تاریخ تحویل پروژه‌ها تا تاریخ تسویه آنها به نسبت‌های مساوی کارسازی شده است.

ت) مبالغ مربوط به هزینه‌های قابل جبران، در هر دو مدل قراردادی مشابه هستند. اتخاذ این فرض دور از ذهن نیست، زیرا در قراردادهای مشارکت در تولید به طور معمول هزینه‌های مربوط به توسعه میدان (اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای) قابل جبران هستند و هزینه‌های اکتشاف، خطرپذیری، تورم و هزینه مدیریت قابل جبران نیستند. در قراردادهای بیع متقابل نیز به طور معمول چنین است. تنها تفاوت در جبران هزینه‌ها، هزینه سرمایه است که در قراردادهای مشارکت در تولید قابل جبران نبوده، اما در قراردادهای بیع متقابل در سرفصل هزینه‌های بانکی با نرخ ثابت و از پیش تعیین شده‌ای، بازپرداخت می‌شود.

در این مطالعه، هزینه سرمایه در قرارداد بیع متقابل محاسبه شده و در شبیه‌سازی قرارداد مشارکت در تولید محاسبه نشده است. البته در ازای آن، قراردادهای مشارکت در تولید، دارای هزینه‌های استخراج هستند که قابل جبران از سوی کشورهای میزبان است و این هزینه‌ها در شبیه‌سازی این قراردادها وارد شده‌اند.

در قراردادهای بیع متقابل دو پروژه مورد نظر (فاز ۲ ، ۳ و فاز ۴ ، ۵) برای رسیدن به ارزش زمانی پول، از نرخ لایبور به عنوان نرخ بهره استفاده شده است. متوسط نرخ بهره لایبور دلاری ۱۲ ماهه برای سال‌های اجرای این پروژه‌ها استخراج و در پیوست۱ قرار گرفته است. ارزش فعلی پول در هر پروژه، برای سالی که مقارن با تاریخ تحویل پروژه است، محاسبه شده، بنابراین در فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، سال ۱۳۸۲ و در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، سال ۱۳۸۴ مدنظر قرار گرفته است.

هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد بیع متقابل با استفاده از رابطه ارزش آتی اقساط مساوی محاسبه می‌شود. ارزش آتی اقساط مساوی عبارت است از مرکب کردن تعداد معین اقساط مساوی که در پایان هر دوره (به فاصله زمانی یکسان) سرمایه‌گذاری می‌شود و اقساط مساوی عبارت است از پرداخت‌های مساوی که در دوره‌های زمانی مشخص و یکسان انجام می‌شوند (معادله (۱) و (۲)).

$$S_n = R\left(۱+i_۱\right)^{n-۱} + R\left(۱+i_۲\right)^{n-۲} + R\left(۱+i_۳\right)^{n-۳} + \ldots + R\left(۱+i_n\right)^{n-n} \qquad (۱)$$

$$S_n = R\left[\left(۱+i_۱\right)^{n-۱} + \left(۱+i_۲\right)^{n-۲} + \left(۱+i_۳\right)^{n-۳} + \ldots + \left(۱+i_n\right)^{n-n}\right] \qquad (۲)$$

که در این رابطه S_n ارزش آتی اقساط مساوی سالانه برای n قسط، R مبلغ هر قسط، n تعداد دوره‌های اقساط مساوی و $i = \{i_۱, i_۲, i_۳, \ldots, i_n\}$ نرخ بهره لایبور از تاریخ موثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه است.

در خصوص هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، همان طور که بیان شد، شرکت نفتی ابتدا آن را به صورت کامل به خزانه دولت واریز می‌کند و پس از پایان پروژه، بازپرداخت می‌شود. بنابراین می‌توان از ارزش آتی با رابطه زیر استفاده کرد:

$$P_n = P_۰\left(CVIF\right)_n^i \qquad (۳)$$

که در آن P_n ارزش آتی، $P_۰$ اصل مبلغ هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و $CVIF$ [1]عامل بهره ارزش مرکب است. i نرخ بهره لایبور در تاریخ موثر شدن قرارداد و n تعداد سال‌های اجرای پروژه تا تاریخ تحویل پروژه است.

در مقابل، به منظور تعیین ارزش زمانی حق‌الزحمه و هزینه‌های بانکی (لایبور + ۰/۷۵درصد) که بر اساس فرض «پ» در اقساط مساوی و ظرف مدت معین[2] به شرکت نفتی پرداخت می‌شود از روش ارزش فعلی اقساط مساوی استفاده می‌شود. منظور از ارزش فعلی، ارزش دارایی در تاریخ تحویل پروژه است و بنابراین می‌توان از رابطه زیر استفاده کرد:

$$A_n = R\left[\frac{۱}{\left(۱+i_۱\right)} + \frac{۱}{\left(۱+i_۲\right)^۲} + \frac{۱}{\left(۱+i_۳\right)^۳} + \ldots + \frac{۱}{\left(۱+i_n\right)^n}\right] \qquad (۴)$$

1- Compound Value Interest Factor

۲- بر اساس شواهد موجود، این مبالغ در فاز ۲ و ۳ ظرف مدت شش سال و در فاز ۴ و ۵ ظرف مدت هفت سال به شرکت نفتی پرداخت شده‌اند.

A_n ارزش فعلی اقساط مساوی سالانه برای n قسط، R مبلغ هر قسط، n تعداد دوره‌های اقساط مساوی و $i=\{i_1,i_2,i_3,\ldots,i_n\}$ نرخ بهره لایبور، از تاریخ تحویل پروژه تا تاریخ پرداخت آخرین قسط است.

۵-۲- شبیه‌سازی قراردادها در قالب مشارکت در تولید

به منظور مقایسه قراردادهای بیع متقابل در فازهای مورد نظر در میدان پارس جنوبی در این مطالعه اقدام به شبیه‌سازی اجرای این پروژه‌ها تحت قالب قرارداد مشارکت در تولید می‌کنیم. ابتدا عوامل مورد نیاز برای شبیه‌سازی قرارداد، تبیین شده و سپس سناریوهایی برای بررسی آن مطرح می‌شود.

برای شبیه‌سازی این قرارداد، لازم است به نظام مالی[1] آن توجه کنیم. نظام‌های مالی نزد کشور میزبان و شرکت نفتی بین‌المللی به عنوان چارچوبی برای مدیریت، تنظیم مقررات و به اشتراک گذاشتن درآمدهای نفتی، اهمیت بسیاری دارند (ایشوناوا و یوزولور[2]، ۲۰۱۱).

شرکت نفتی بین‌المللی دو پرداخت عمده دارد. یکی هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم انجام عملیات است که ما در فرض «الف» آن را برابر با هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای انجام شده توسط پیمانکاران فازهای مورد مطالعه در پارس جنوبی دانستیم و به این مبالغ، هزینه‌های استخراج نیز اضافه می‌شود. پرداخت دوم شرکت نفتی، حسب قرارداد می‌تواند شامل موارد متعددی باشد. به عنوان مثال، شرکت نفتی بین‌المللی می‌تواند در قرارداد تعهد کند که در ازای انعقاد قرارداد مبالغی را با عناوین بهره مالکانه[3]، پاداش[4]، حق مدیریت[5] و نظایر آن به کشور میزبان پرداخت کند. همچنین هر کدام از این مبالغ، حسب قرارداد می‌توانند در زمان‌های متفاوت، به طور مثال در ابتدای قرارداد، در انتهای آن یا در صورت وقوع یا به نتیجه رساندن یک یا چند مرحله به کشور میزبان پرداخت شود.

1- Fiscal Regime
2- Isehunwa & Uzoalor
3- Royalty
4- Bonuses
5- Management Fee

در این مقاله از تمامی وجوه یاد شده با عنوان بهره مالکانه یاد می‌شود و منظور از آن، تمامی پرداخت‌هایی است که شرکت نفتی بین‌المللی تحت هر عنوان به کشور میزبان پرداخت می‌کند.

همچنین در صورت تحقق شرایط قرارداد و رسانیدن میدان به تولید تجاری، شرکت نفتی بین‌المللی، هزینه‌های قابل جبران را که طبق فرض «ت» مساوی با هزینه‌های قابل جبران در قراردادهای بیع متقابل است، مستهلک کرده و سود خود را برداشت می‌کند. نکته اساسی اینجا است که در قراردادهایی که موضوع آن بهره‌برداری از میادین نفتی است، هزینه‌ها و سود شرکت نفتی بین‌المللی عموما از طریق پرداخت نفت مستهلک و ارائه می‌شود، اما با توجه به اینکه در میادین گازی ایران، امکان بازپرداخت وجوه از طریق گاز به شرکت نفتی بین‌المللی فراهم نیست[۱]، فرض می‌شود که بازپرداخت وجوه در این قرارداد از طریق میعانات گازی صورت می‌پذیرد[۲].

باید توجه کرد که در قراردادهای مشارکت در تولید، بر اساس قاعده حصارکشی[۳] هزینه‌های هر قرارداد تنها از محصول تولیدی از همان قرارداد تامین می‌شود و امکان برداشت هزینه‌ها از سایر قراردادها، حتی در صورتی که شرکت نفتی چند قرارداد در یک کشور داشته باشد، امکان‌پذیر نیست (گروه پژوهش مدرسه عالی حقوق، ۱۳۹۳).

برای شبیه‌سازی قرارداد مشارکت در تولید جهت بکارگیری در فاز ۲ و ۳ و همچنین فاز ۴ و ۵، سناریوهای اشاره شده در جدول ۲ را در نظام‌های مالی هر دو پروژه اتخاذ می‌کنیم. در انتخاب سناریوها سعی شده است اطلاعات آن با شرایط واقعی مشابهت‌هایی داشته باشد[۴].

۱- در قراردادهای مشارکت در تولید پروژه‌های گازی قطر، برداشت هزینه‌ها و سهم سود شرکت نفتی از طریق پرداخت LNG صورت می‌پذیرد، اما در ایران به علت مصارف داخلی فراوان (مصارف داخلی در بخش‌های خانگی، تجاری، صنعتی و کشاورزی و همچنین استفاده برای تزریق به میادین نفتی) امکان ارائه گاز به شرکت نفتی نیست.

۲- چون در ایران تاکنون سابقه‌ای از استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید در میادین گازی وجود نداشته است، این فرض اتخاذ شده است.

3- Ring Fenced

۴- سناریو اول از کیرستن بیندمان۴، بهره مالکانه در سناریو سوم و چهارم در نمونه قرارداد مشارکت در تولید هندوستان (مدل ۲۰۰۷) و سایر محتویات سناریوهای ۲ تا ۴ پیشنهاد محققان.

جدول ۲- سناریوهای مورد مطالعه در قرارداد مشارکت در تولید (درصد)

سناریو	بهره مالکانه	زمان پرداخت بهره مالکانه	نفت هزینه	نفت سود	مالیات بر درآمد
۱	۱۰	ابتدای قرارداد	۳۳/۳ (حداکثر تا نیمی از تولید)	۶۰- ۴۰	۴۰
۲	۱۰	نیمه قرارداد	۳۳/۳ (حداکثر تا نیمی از تولید)	۶۰- ۴۰	۴۰
۳	۱۲	ابتدای قرارداد	۴۰ (حداکثر تا نیمی از تولید)	۶۵- ۳۵	۵۰
٤	۱۲	نیمه قرارداد	۴۰ (حداکثر تا نیمی از تولید)	۶۵- ۳۵	۵۰

ماخذ: کیرستن بیندمان[1] ، نمونه قرارداد مشارکت در تولید هندوستان (مدل ۲۰۰۷) و پیشنهاد محققان

طبق فرض، مبالغ بهره مالکانه در جدول ۲ فقط شامل حق الامتیاز[2] نمی‌شود، بلکه تمامی مبالغی که شرکت نفتی به کشور میزبان پرداخت می کند را شامل می‌شود. میزان این مبالغ و زمان پرداخت آن، هیچ قاعده خاصی ندارد و به اوضاع منطقه موضوع قرارداد، به لحاظ احتمال کشف و سختی کار در آن و میزان نفت احتمالی و توافق و رضایت طرفین برمی گردد. به عنوان نمونه، پاداش، امتیازی برای کشور میزبان به حساب می آید که صاحب مخزن بوده و اکنون می‌خواهد محصول تولیدی را با شرکت نفتی شریک شود و شرکت، بابت اینکه کشور میزبان او را به عنوان شریک در محصول پذیرفته است، این مبالغ را به کشور میزبان می‌دهد. زمان پرداخت پاداش ممکن است زمان امضای قرارداد (پاداش امضا)[3]، زمان کشف نفت، زمان رسیدن تولید نفت به میزان تجاری، زمان برداشت میزان معینی نفت از میدان موضوع قرارداد یا هر زمان مورد توافق دیگری باشد (کاظمی نجف آبادی، ۱۳۹۳). بنابراین برای سادگی، پرداخت این مبالغ در سناریوها به دو زمان متفاوت تقسیم شده است؛ یکی زمان شروع عملیات (ابتدای قرارداد) و دیگری در نیمه قرارداد.

1- Kirsten Bindemann

۲- واژه «حق‌الامتیاز» مختص قراردادهای امتیازی است زیرا مقتضای قرارداد، پرداخت مبلغی به عنوان حق‌الامتیاز است.

3- Signature Bonuses

مقصود از نیمه قرارداد، حد وسط زمان شروع عملیات تا زمان رسیدن تولید به میزان تجاری و فرایند فروش محصول است. همچنین بهره مالکانه ممکن است به صورت محصولی[1] یا نقد[2] به دولت میزبان تعلق پیدا کند؛ در هر دو حالت موضوع های متنوعی از جمله بازاریابی سهم دولت توسط پیمانکار شرکت نفتی و دریافت کمیسیون بازاریابی (در صورتی که بهره مالکانه، محصولی پرداخت شود)، زمان قیمت گذاری تولیدات و چگونگی تحقق این امر (در صورتی که بهره مالکانه، نقد پرداخت شود) و.. مطرح می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳). در این مطالعه فرض می‌شود بهره مالکانه نقد پرداخت شده است.

جبران هزینه‌ها به طور معمول دارای دو محدودیت یا در اصطلاح دو سقف پرداختی است. یک محدودیت، بر اساس درصد مشخصی از میزان نفت تولیدی در بازه‌های زمانی تعریف شده است؛ به این معنا که شرکت نفتی نمی‌تواند تمام نفت تولیدی را بابت هزینه خود برداشت کند[3]. محدودیت و قید دوم، مدت قرارداد و در واقع مدت مرحله بهره‌برداری و تولید است. برداشت هزینه‌ها از زمانی ممکن است که میدان به تولید تجاری می‌رسد، یعنی مرحله بهره‌برداری شروع می‌شود و تا زمانی ممکن است که مدت قرارداد پایان نیافته است، که به عنوان مثال می‌تواند ۱۰ سال باشد (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳). در سناریو اول و دوم فرض می‌شود ۳۳/۳ درصد از هر بشکه از میعانات گازی استحصال شده، بابت هزینه‌های قابل جبران پرداخت می‌شود. این روند تا نیمی از تولید ادامه خواهد داشت. در سناریو سوم و چهارم، ۴۰ درصد از هر بشکه از میعانات گازی بابت هزینه‌ها پرداخت می‌شود.

پس از کسر بهره مالکانه و نفت هزینه، باقی‌مانده تولیدات نفتی که به اصطلاح نفت سود خوانده می‌شوند طبق درصدی از پیش تعیین شده و بر اساس فرمولی مشخص در قرارداد بین طرفین تقسیم می‌شوند. شیوه و فرمول تسهیم تولیدات نفتی به ویژه نفت سود بین دولت میزبان و پیمانکار شرکت نفتی، یکی از مباحث اساسی قراردادهای

1- In Kind
2- In Cash
۳- یکی از تفاوت‌های اساسی قراردادهای farm out با قراردادهای مشارکت در تولید در همین بخش است. در قراردادهای farm out ابتدا تمام نفت استحصالی بابت هزینه‌ها برداشته می‌شود و تا زمانی که هزینه‌ها به طور کامل تسویه نشود، نوبت به تقسیم نفت نمی‌رسد.

مشارکت در تولید است. نفت سود ممکن است بر مبنای شیوه «تسهیم ثابت»[1] و یا شیوه «تسهیم متغیر یا قابل تطبیق»[2] بین طرفین قرارداد تقسیم شود. در شیوه تسهیم ثابت از ابتدا بین دولت میزبان و پیمانکار توافق می‌شود که نفت سود بر مبنای درصدی ثابت و بدون تغییر، بین طرفین تقسیم شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳). چون در قراردادهای مورد نظر در این مقاله، حجم تولیدات میعانات گازی به طور متوسط و روزانه ثابت است، از روش تسهیم ثابت در شبیه‌سازی قرارداد استفاده می‌شود. بر این مبنا، در سناریو اول و دوم ۴۰ درصد از میعانات گازی استحصالی به عنوان نفت سود به شرکت نفتی بین‌المللی پرداخت می‌شود. در سناریو سوم و چهارم نیز ۳۵ درصد از میعانات گازی به شرکت نفتی بین‌المللی پرداخت می‌شود.

قرارداد مشارکت در تولیدی نیست که در آن، پرداخت مالیات وجود نداشته باشد. پرداخت مالیات، یک قسمت بسیار مهم از قرارداد مشارکت در تولید را تشکیل می‌دهد، چراکه قسمت عمده‌ای از سهم کشور میزبان از نفت تولیدی، آن چیزی است که به عنوان مالیات اخذ می‌کند. مالیات نسبت به نفتی که هزینه‌ها از آن برداشته شده است، محاسبه می‌شود، چراکه با کسر هزینه‌ها، نفت باقی‌مانده، سود به حساب می‌آید. بنابراین اینکه چه مواردی را به عنوان هزینه حساب کنیم یا چه هزینه‌هایی را قابل جبران و برداشتن از نفت تولیدی بدانیم، به طور مستقیم در میزان مالیات موثر است (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳). مالیات در قراردادهای مشارکت در تولید به طور معمول براساس درصد مشخصی از نفت باقی‌مانده پس از کسر هزینه ها یا نفت سود تعیین می‌شود. در سناریو اول و دوم مالیات معادل ۴۰ درصد و در سناریو سوم معادل ۵۰ درصد تولید نفت سود محاسبه شده است.

میعانات گازی استحصال شده از فاز ۲ و ۳ و همچنین فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی به طور تقریبی ۸۰ هزار بشکه در روز است. مبنای تسویه وجوه مربوط به شرکت نفتی، میعانات گازی است. قیمت متوسط سالانه میعانات گازی بر اساس فوب خلیج‌فارس از مجله پلاتس[3] اخذ و در پیوست ۲ ارائه شده است. این آمار بر اساس هر تن- دلار

1- Fixed Share
2- Sliding Scale
3- Platts Energy Prices

ارائه شده که برای استفاده در محاسبات باید قیمت هر بشکه میعانات گازی محاسبه شود. بنابراین در پیوست ۳، محاسبات مربوط به تبدیل یک تن به بشکه میعانات گازی ارائه شده و در پیوست ۴ قیمت متوسط سالانه میعانات گازی در هر بشکه بیان شده است.

برای سنجش ارزش زمانی بهره مالکانه از رابطه (۳) استفاده می‌شود. همچنین برای محاسبه ارزش زمانی نفت سود و مالیات از رابطه (۴) استفاده می‌شود. ارزش آتی هزینه‌های انجام شده توسط شرکت نفتی که قابل جبران هستند نیز با استفاده از رابطه (۲) محاسبه می‌شود. جدول ۳ مبالغ مربوط به قرارداد مشارکت در تولید شبیه‌سازی شده در سناریوهای مورد نظر و در فاز ۲ و ۳ را نشان می‌دهد و جدول ۴ همین مبالغ را در فاز ۴ و ۵ بیان می‌کند.

هزینه‌های قابل جبران، شامل جمع هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و استخراج است. برای هزینه‌های استخراج، به ازای استخراج هر بشکه میعانات گازی، دو دلار در نظر گرفته شده است[1]. بهره مالکانه به صورت واقعی در محاسبات اعمال شده، اما طبق سناریوها، در زمان خود دریافت می شود. به علت اوج گیری قیمت میعانات گازی در آغاز عملیات تولید فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، هزینه‌های شرکت نفتی بین‌المللی با سرعت بیشتری مستهلک شده و بنابراین شرکت نفتی بین‌المللی در پایان قرارداد از سود بیشتری نسبت به فاز ۲و ۳ بهره‌مند شده است.

بر اساس اطلاعات جدول‌های شماره ۳ و ۴، هزینه‌های قابل جبران در سناریو اول و دوم هر دو پروژه در پایان سال پنجم مستهلک شده‌اند. در سناریوهای سوم و چهارم، هزینه‌های مزبور در پایان سال چهارم بازپرداخت شده‌اند. به علت افزایش درآمد شرکت نفتی بین‌المللی در فاز ۴ و ۵، مالیات اخذ شده از این شرکت نیز افزایش چشمگیری داشته و به طور تقریبی دو برابر مالیات‌های دریافت شده در فاز ۲ و ۳ است.

۱- این هزینه، در واقع منحصر به استخراج میعانات گازی نیست. استخراج تمامی محصولات حاصل از میدان گازی واجد اعمال این هزینه است. این مبلغ بر اساس مصاحبه با کارشناسان، پیشنهاد شده است.

جدول ۳- مبالغ شبیه‌سازی شده قرارداد مشارکت در تولید (میلیون دلار)- فاز ۲ و ۳

سناریو	هزینه‌های قابل جبران	بهره مالکانه	زمان بازپرداخت	نفت هزینه	نفت سود	مالیات بر درآمد
۱ و ۲	۲۴۲۵/۴	۱۲۲	سال اول تولید	۳۶۶	۱۷۶	۱۱۷
		۱۵۵	سال دوم تولید	۴۶۳	۲۲۴	۱۴۹
		۱۸۹	سال سوم تولید	۵۶۷	۲۷۳	۱۸۲
		۲۲۹	سال چهارم تولید	۶۸۶	۳۳۰	۲۲۰
		۲۶۹	سال پنجم تولید	۳۴۳/۴	۴۹۹	۳۳۲
		۱۸۳	سال ششم تولید	-	۳۹۵	۲۶۴
جمع کل		۱۱۴۷		۲۴۲۵/۴	۱۸۹۷	۱۲۶۴
۳و۴	۲۴۲۵/۴	۱۴۶	سال اول تولید	۴۲۹	۱۱۲	۱۱۲
		۱۸۵	سال دوم تولید	۵۴۴	۱۴۳	۱۴۳
		۲۲۷	سال سوم تولید	۶۶۶	۱۷۵	۱۷۵
		۲۷۴	سال چهارم تولید	۷۸۶/۴	۲۱۵	۲۱۵
		۳۲۳	سال پنجم تولید	-	۴۱۵	۴۱۵
		۲۲۰	سال ششم تولید	-	۲۸۲	۲۸۲
جمع کل		۱۳۷۵		۲۴۲۵/۴	۱۳۴۲	۱۳۴۲

ماخذ: محاسبات تحقیق

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

جدول ٤- مبالغ شبیه‌سازی شده قرارداد مشارکت در تولید (میلیون دلار)- فاز ٤ و ٥

سناریو	هزینه‌های قابل جبران	بهره مالکانه	زمان بازپرداخت	نفت هزینه	نفت سود	مالیات بر درآمد
۱ و۲	۲٦٥٥/۸	۱۸۹	سال اول تولید	٥٦۷	۲۷۳	۱۸۲
		۲۲۹	سال دوم تولید	٦۸٦	۳۳۰	۲۲۰
		۲٦۹	سال سوم تولید	۸۰۸	۳۸۸	۲٥۹
		۱۸۳	سال چهارم تولید	٥٤۸	۲٦٤	۱۷٦
		۲٤٥	سال پنجم تولید	٤٦/۸	٥۱۷	۳٤٤
		۳۱٥	سال ششم تولید	–	٦۸۰	٤٥٤
		۳۲۲	سال هفتم تولید	–	٦۹٥	٤٦۳
جمع کل		۱۷٥۲		۲٦٥٥/۸	۳۱٤۷	۲۰۹۸
۳و٤	۲٦٥٥/۸	۲۲۷	سال اول تولید	٦٦٦	۱۷٥	۱۷٥
		۲۷٤	سال دوم تولید	۸۰٥	۲۱۱	۲۱۱
		۳۲۳	سال سوم تولید	۹٤۸	۲٤۹	۲٤۹
		۲۲۰	سال چهارم تولید	۲۳٦/۸	۲٤۰	۲٤۰
		۲۹٤	سال پنجم تولید	–	۳۷۷	۳۷۷
		۳۷۸	سال ششم تولید	–	٤۸٥	٤۸٥
		۳۸٦	سال هفتم تولید	–	٤۹٥	٤۹٥
جمع کل		۲۱۰۲		۲٦٥٥/۸	۲۲۳۲	۲۲۳۲

ماخذ: محاسبات تحقیق

٦- یافته‌های تحقیق

بر اساس روش تحقیق، ابتدا ارزش واقعی سرمایه‌گذاری انجام شده برای ایجاد دارایی در اجرای عملیات توسعه فاز ۲ و ۳ و همچنین فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی و ارزش واقعی وجوه کنسرسیوم نفتی بین‌المللی که طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۷۶ (فاز ۲ و ۳) و ۱۳۹۰-۱۳۷۹ (فاز ۴ و ۵) با قرارداد بیع متقابل به اجرا درآمده‌اند، بیان می‌شود. این ارزش‌ها برای زمان تحویل پروژه محاسبه شده‌اند. در ادامه ارزش فرضی قرارداد مشارکت در تولید در فازهای یاد شده برای کشور میزبان (ایران) و شرکت نفتی بین‌المللی تشریح می‌شود.

جدول ۵ ارزش اسمی و آتی سرمایه‌گذاری انجام شده توسط کنسرسیوم‌های پیمانکار عامل برای فازهای یادشده را نشان می‌دهد. براساس جدول ۵، جمع کل ارزش اسمی وجوه پرداخت شده توسط پیمانکار مجری فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی مبلغ ۲۱۹۶ میلیون دلار است در حالی که جمع کل ارزش آتی همین وجوه، ۲۵۷۵ میلیون دلار است. بنابراین مبلغی معادل ۳۷۹ میلیون دلار هزینه فرصت از دست رفته برای کنسرسیوم مجری فاز ۲ و ۳ از تاریخ موثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه برآورد می‌شود. همچنین جمع کل ارزش اسمی وجوه پرداخت شده در قرارداد بیع متقابل در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی مبلغی معادل ۲۳۴۷ میلیون دلار است و ارزش آتی آن نیز ۲۵۶۱ میلیون دلار ارزیابی شده است. بنابراین در این فاز نیز مبلغی معادل ۲۱۴ میلیون دلار هزینه فرصت از دست رفته از تاریخ موثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه برای شرکت نفتی ایجاد شده است.

جدول ۵- ارزش وجوه نقد پرداخت شده توسط کنسرسیوم‌های پیمانکار عامل در فاز ۲ و ۳ و فاز ٤ و ۵
(میلیون دلار)

فاز	هزینه‌های سرمایه‌ای		هزینه‌های غیرسرمایه‌ای		مالیات	جمع کل	
	ارزش اسمی	ارزش آتی	ارزش اسمی	ارزش آتی		ارزش اسمی	ارزش زمانی
فاز ۲ و ۳	۱۹٦٤	۲۲۹۲	۱۲۹	۱۸۰	۱۰۳	۲۱۹٦	۲۵۷۵
فاز ٤ و ۵	۲۰۵۷	۲۲۳۱	۱۹۳	۲۳۳	۹۷	۲۳٤۷	۲۵٦۱

ماخذ: یافته‌های تحقیق

جدول ۶ ارزش اسمی و فعلی دارایی‌های واگذار شده به کنسرسیوم‌های پیمانکار عامل برای فازهای یاد شده در پارس جنوبی را نشان می‌دهد. همان طور که در این جدول مشخص است، جمع کل ارزش اسمی دارایی‌های واگذار شده به پیمانکار مجری فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی مبلغ ۳۸۱۳ میلیون دلار است در حالی که جمع کل ارزش فعلی همین وجوه، ۳۶۶۲ میلیون دلار است بنابراین مبلغی معادل ۱۵۱ میلیون دلار هزینه فرصت از دست رفته برای کنسرسیوم مجری فاز ۲ و ۳ از تاریخ تحویل پروژه تا تاریخ تسویه نهایی برآورد می‌شود.

همچنین جمع کل ارزش اسمی دارایی‌های واگذار شده در قرارداد بیع متقابل در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی مبلغی معادل ۳۳۷۷ میلیون دلار است و ارزش فعلی آن نیز ۳۳۰۲ میلیون دلار ارزیابی شده است بنابراین در این فاز نیز مبلغی معادل ۷۵ میلیون دلار هزینه فرصت از دست رفته از تاریخ تحویل پروژه تا تاریخ تسویه برای شرکت نفتی ایجاد شده است.

جدول ٦- ارزش دارایی‌های واگذار شده به کنسرسیوم‌های پیمانکار عامل در فاز ۲ و ۳ و فاز ٤ و ٥ (میلیون دلار)

فاز	بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای	بازپرداخت هزینه‌های غیرسرمایه‌ای	حق‌الزحمه		هزینه‌های بانکی		جمع کل	
			ارزش اسمی	ارزش فعلی	ارزش اسمی	ارزش فعلی	ارزش اسمی	ارزش زمانی
فاز ۲ و ۳	۱۹٤٦	۱۲۹	۱۳۸٤	۱۲٦٤	۳٥٤	۳۲۳	۳۸۱۳	۳٦٦۲
فاز ٤ و ٥	۱۹۲۸	۱۹۳	۱۰۷٤	۱۰۱۰	۱۸۲	۱۷۱	۳۳۷۷	۳۳۰۲

ماخذ: یافته های تحقیق

بنابراین اگرچه کشور میزبان (ایران) مبلغ ۱۶۱۷ میلیون دلار به کنسرسیوم پیمانکار بابت قرارداد اجرای فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی پرداخت کرده است، در واقع ۱۰۸۷ میلیون دلار از دارایی‌های استحصال شده را به پیمانکار واگذار کرده است. این مبلغ حتی از حق‌الزحمه تحقق یافته نیز کمتر است. از این رو کارفرما (وزارت نفت) مبلغی معادل ۵۳۰ میلیون دلار از ناحیه ویژگی‌های قرارداد بیع متقابل کسب کرده و می‌توان بیان

داشت که قرارداد بیع متقابل در این پروژه ارزشی معادل ۵۳۰ میلیون دلار را ایجاد کرده است. بر اساس همین تعریف، در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، قرارداد بیع متقابل در این پروژه با مبلغی معادل ۲۸۹ میلیون دلار ارزشگذاری می‌شود.

یافته‌های حاصل از ارزشگذاری قرارداد مشارکت در تولید که با سناریوهای چهارگانه، مورد شبیه‌سازی قرار گرفته‌اند در جدول‌های ۷ و ۸ نمایش داده شده‌اند. جدول ۷ ارزش وجوه نقد پرداخت شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی را در هر دو پروژه نمایش می‌دهد. جدول ۸ نیز به بیان ارزش دارایی‌های واگذار شده به شرکت نفتی‌بین المللی در دو پروژه پرداخته است.

جدول ۷- ارزش وجوه نقد پرداخت شده توسط شرکت‌های نفتی بین‌المللی برای اجرای فاز ۲ و ۳ و فاز ٤ و ٥ پارس جنوبی (میلیون دلار)

نام فاز	سناریو	هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای		هزینه‌های استخراج		مالیات		بهره مالکانه		جمع کل	
		ارزش اسمی	ارزش آتی	ارزش اسمی	ارزش فعلی	ارزش اسمی	ارزش فعلی	ارزش اسمی	ارزش آتی	ارزش اسمی	ارزش زمانی
۲و۳	۱	۲۰۷۵	۲٤٤٥	۳٥۰	۳۲۰	۱۲٤٦	۱۱٥٥	۱۱٤۷	۱٦۰۱	٤۸۱٤	٥٥۲۱
	۲	۲۰۷۵	۲٤٤٥	۳٥۰	۳۲۰	۱۲٤٦	۱۱٥٥	۱۱٤۷	۱۲۲٥	٤۸۱٤	٥۱٤٥
	۳	۲۰۷۵	۲٤٤٥	۳٥۰	۳۲۰	۱۳٤۲	۱۲۲۸	۱۳۷٥	۱۹۱۹	٥۱٤۲	٥۹۱۲
	٤	۲۰۷۵	۲٤٤٥	۳٥۰	۳۲۰	۱۳٤۲	۱۲۲۸	۱۳۷٥	۱٤٦۸	٥۱٤۲	٥٤۹۱
٤و٥	۱	۲۲٥۰	۲٤٤۰	٤۰۹	۳۸٥	۲۰۹۸	۱۹٦٦	۱۷٥۲	۲۱۱٤	٦٥۰۹	٦۹۰٥
	۲	۲۲٥۰	۲٤٤۰	٤۰۹	۳۸٥	۲۰۹۸	۱۹٦٦	۱۷٥۲	۱۸۲٤	٦٥۰۹	٦٦۱٥
	۳	۲۲٥۰	۲٤٤۰	٤۰۹	۳۸٥	۲۲۳۲	۲۰۹۳	۲۱۰۲	۲٥۳۸	٦۹۹۳	۷٤٥٦
	٤	۲۲٥۰	۲٤٤۰	٤۰۹	۳۸٥	۲۲۳۲	۲۰۹۳	۲۱۰۲	۲۱۸۹	٦۹۹۳	۷۱۰۷

ماخذ: یافته‌های تحقیق

در هر دو عملیات، بهترین پروژه از نظر شرکت نفتی بین‌المللی، سناریو دوم محسوب می‌شود. در سناریو دوم، بهره مالکانه در نیمه عملیات توسعه پرداخت می‌شود و هزینه‌های قابل جبران در این سناریو با سرعت کمتری بازپرداخت می‌شود، اما سهم سود بالا و مالیات ۴۰ درصدی منجر به کسب بیشترین سود برای شرکت نفتی

بین‌المللی می‌شود. این موضوع نشان از اهمیت بالای سهم سود در قراردادهای مشارکت در تولید دارد. سناریو سوم در هر دو پروژه، با حداقل منفعت برای شرکت نفتی بین‌المللی همراه است. کاهش نفت سود و افزایش مالیات، با وجود افزایش سهم شرکت نفتی بین‌المللی برای برداشت از نفت هزینه منجر به ظهور این یافته شده است.

جدول ۸- ارزش دارایی‌های واگذارشده به شرکت‌های نفتی بین‌المللی در فاز ۲ و ۳ و فاز ٤ و ٥ پارس جنوبی (میلیون دلار)

نام فاز	سناریو	نفت هزینه	نفت سود		جمع کل	
			ارزش اسمی	ارزش فعلی	ارزش اسمی	ارزش زمانی
۲ و ۳	۱	۲٤۲٥/٤	۱۸۹۷	۱۷۳۳	٤۳۲۲/٤	٤۱٥۸/٤
	۲	۲٤۲٥/٤	۱۸۹۷	۱۷۳۳	٤۳۲۲/٤	٤۱٥۸/٤
	۳	۲٤۲٥/٤	۱۳٤۲	۱۲۲۸	۳۷٦۷/٤	۳٦٥۳/٤
	٤	۲٤۲٥/٤	۱۳٤۲	۱۲۲۸	۳۷٦۷/٤	۳٦٥۳/٤
٤و٥	۱	۲٦٥٥/۸	۳۱٤۷	۲۹٤۹	٥۸۰۲/۸	٥٦۰٤/۸
	۲	۲٦٥٥/۸	۳۱٤۷	۲۹٤۹	٥۸۰۲/۸	٥٦۰٤/۸
	۳	۲٦٥٥/۸	۲۲۳۲	۲۰۹۳	٦٦٥۳/٦	٤۷٤۸/۸
	٤	۲٦٥٥/۸	۲۲۳۲	۲۰۹۳	٦٦٥۳/٦	٤۷٤۸/۸

ماخذ: یافته‌های تحقیق

یافته‌های حاصل از جدول‌های ۷ و ۸ ارزش اسمی و واقعی وجوه پرداخت شده به شرکت نفتی بین‌المللی را طی سناریوهای متفاوت و در قالب قرارداد مشارکت در تولید نشان می‌دهد. به منظور بهره‌مندی دقیق‌تر از این اطلاعات، جدول ۹ به بیان ارزش اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید در هر سناریو پرداخته است.

جدول ۹- مقایسه سناریوها در قرارداد شبیه‌سازی شده مشارکت در تولید (میلیون دلار)

فاز	سناریو	ارزش اسمی وجوه دریافت شده توسط *IOC*	ارزش زمانی وجوه دریافت شده توسط *IOC*
۲ و۳	۱	۷٥٤/٤	(۲۰۷/٦)
	۲	۷٥٤/٤	۱٦۸/٤
	۳	(۳۲/٦)	(۱۰۳۰/٦)
	٤	(۳۲/٦)	(٦۰۹/٦)

ادامه جدول ۹- مقایسه سناریوها در قرارداد شبیه‌سازی شده مشارکت در تولید (میلیون دلار)

فاز	سناریو	ارزش اسمی وجوه دریافت شده توسط *IOC*	ارزش زمانی وجوه دریافت شده توسط *IOC*
٤و ٥	١	١٣٩١/٨	٦٦٥/٨
	٢	١٣٩١/٨	٩٥٥/٨
	٣	١٨٩٢/٦	(٦١٤/٢)
	٤	١٨٩٢/٦	(٢٦٥/٢)

ماخذ: یافته‌های تحقیق

باید توجه داشت که در محاسبات جدول ۹، ارزش اسمی و فعلی مالیات‌ها اعمال نشده‌اند، زیرا مالیات در قراردادهای مشارکت در تولید، بر درآمد حاصل از نفت سود تعلق می‌گیرد و در عمل شرکت نفتی در لحظه تقسیم سود، مالیات را از طریق محصولات مخزن پرداخت می‌کند.

ارزش اسمی و زمانی موجود در جدول ۹ نشان می‌دهد شرکت نفتی بین‌المللی در قراردادهای مشارکت در تولید، باید هنگام انعقاد قرارداد و تنظیم نظام مالی آن دقت زیادی اتخاذ کند زیرا این قراردادها به طرز چشمگیری وابسته به شرایط بازار و عواملی نظیر مالیات، نفت سود و نفت هزینه، بهره مالکانه و زمان پرداخت آن هستند. بروز تغییرات اندک در نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید، می‌تواند اثرات زیانباری برای هر دو طرف به همراه داشته باشد. البته چون کشور میزبان با ابزارهایی نظیر مالیات می‌تواند این موضوع را مورد کنترل قرار دهد، کنترل شرایط قید شده در قراردادهای مشارکت در تولید برای شرکت نفتی حیاتی‌تر است.

با توجه به یافته‌های حاصل از جدول شماره ۹، در هر دو پروژه (فاز ۲ و ۳ و فاز ۴ و ۵)، سناریوی دوم به عنوان سناریو برتر برای شرکت نفتی محسوب می‌شود. سایر سناریوهای اتخاذ شده در این مطالعه، برای شرکت نفتی از کیفیت مطلوبی برخوردار نیستند.

در سناریو اول از فاز ۲ و ۳ و در سناریوهای سوم و چهارم از فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، ارزش زمانی وجوه دریافت شده توسط شرکت نفتی، منفی است. به بیان دیگر، با در نظر گرفتن نرخ بهره، شرکت نفتی در واقع دچار زیان شده است. در سناریو سوم

و چهارم از فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، هم در ارزش اسمی و هم در ارزش زمانی وجوه دریافت شده توسط شرکت نفتی، زیان مشاهده می‌شود.

۷- فرجام

در این مطالعه، ابتدا قراردادهای بیع متقابل انجام شده در فاز ۲ و ۳ و همچنین فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی ارزشگذاری شد. سپس اقدام به شبیه‌سازی قراردادهای مشارکت در تولید شد که برای این منظور، چهار سناریو معرفی شده و هرکدام مورد ارزیابی قرار گرفت. در نهایت مشخص شد که بین سناریوهای اتخاذ شده، سناریو دوم، سناریو برتر است. اکنون این سناریو از قراردادهای مشارکت در تولید با ارزش اقتصادی قراردادهای بیع متقابل مورد نظر مقایسه می‌شود. جدول شماره ۱۰ ارزش اسمی و واقعی هر دو قرارداد را مورد ارزیابی قرار داده است.

جدول ۱۰- ارزش اسمی و واقعی قرارداد بیع متقابل و قرارداد مشارکت در تولید در پروژه پارس جنوبی (میلیون دلار)

نام فاز	نوع قرارداد	ارزش اسمی قرارداد برای *IOC*	ارزش واقعی قرارداد برای *IOC*
۲ و ۳	بیع متقابل	۱۶۱۷	۱۰۸۷
	مشارکت در تولید	۷۵٤/٤	۱٦۸/٤
٤ و ٥	بیع متقابل	۱۰۳۰	۷٤۱
	مشارکت در تولید	۱۳۹۱/۸	۹٥٥/۸

ماخذ: نتایج تحقیق

مطابق نتایج به دست آمده، در فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، شرکت نفتی بین‌المللی در قالب قراردادی بیع متقابل، به صورت اسمی و واقعی به ترتیب ۱۶۱۷ و ۱۰۸۷ میلیون دلار منتفع می‌شود. چنانچه شرکت نفتی بین‌المللی در قالب قرارداد مشارکت در تولید اقدام به اجرای فاز ۲ و ۳ می‌کرد با درآمد اسمی ۷۵۴/۴ و واقعی ۱۶۸/۴ میلیون دلار مواجه بود. این مبالغ نشان می‌دهد که انعقاد قرارداد مشارکت در تولید در فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی برای ایران مطلوب‌تر از انعقاد قرارداد بیع متقابل بوده است. با توجه به

اینکه این پروژه به روش بیع متقابل اجرا شده، می‌توان نتیجه گرفت که قالب قراردادی اتخاذ شده، هزینه‌های بیشتری را به ایران تحمیل کرده است.

نتایج به دست آمده در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، متفاوت از نتایج فاز ۲ و ۳ است. در این بخش، ارزش اسمی و واقعی قرارداد بیع متقابلی که کنسرسیوم مجری با شرکت ملی نفت منعقد کرده به ترتیب برابر با ۱۰۳۰ و ۷۴۱ میلیون دلار است. در حالی که تحت قالب قراردادی مشارکت در تولید، کارفرما به صورت اسمی ۳۶۱/۸ میلیون دلار و به صورت واقعی ۲۱۴/۸ میلیون دلار بیشتر از وضعیت فعلی باید به شرکت نفتی پرداخت می‌کرد. بنابراین در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، انعقاد قرارداد بیع متقابل، مزیت‌های بیشتری برای کشور ایران به همراه داشته است.

افزایش قیمت میعانات گازی که در طول بازپرداخت هزینه‌های فاز ۴ و ۵ به وقوع پیوست یکی از دلایل اصلی افزایش مطلوبیت قرارداد بیع متقابل در این دو فاز است، زیرا در قرارداد بیع متقابل، بخش‌های زیادی از نظام مالی، در زمان انعقاد قرارداد پایه‌گذاری می‌شود و تحولات قیمتی، اثرات زیادی بر سود شرکت نفتی نخواهد داشت. نفت از جمله کالاهایی است که پیش‌بینی قیمت آن به سادگی امکانپذیر نبوده و قیمت آن در طول نیم قرن گذشته با نوسانات زیادی همراه بوده است و می‌توان نتیجه گرفت که قراردادهای بیع متقابل، در مقابل نوسانات قیمتی مقابله کرده و کشورهای میزبان را در حاشیه امن‌تری قرار می‌دهند. دلیل دیگری که منجر به افزایش مطلوبیت قرارداد بیع متقابل در این دو فاز شده است، دوره بازپرداخت طولانی این پروژه نسبت به فاز ۲ و ۳ است. بدیهی است هرچه مدت زمان پرداخت سود به شرکت نفتی بین‌المللی از طریق نفت سود طولانی‌تر باشد، شرکت نفتی، انتفاع بیشتری خواهد برد.

شرکت‌های نفتی بین‌المللی که به عنوان پیمانکار در کشورهای میزبان به انجام عملیات نفتی می‌پردازند، در مقابل هزینه‌های چشمگیری که انجام می‌دهند، انتظار دریافت سود معقول دارند. یک شرکت نفتی متعارف، با وجود چشم‌انداز نامناسب در سود حاصل از عملیات، اقدام به اجرای پروژه‌های نفتی نمی‌کند. البته در برخی از موارد، شرکت‌های نفتی به منظور مستحکم نمودن جایگاه خود در کشورهای میزبان،

ممکن است اقدام به انجام پروژه‌های کم بازده کنند، اما این امر یک استثنا محسوب می‌شود. از سوی دیگر، کشورهای میزبان نیز از هر فرصتی برای دریافت سود بیشتر و انعقاد قرارداد بهتر با شرکت‌های نفتی بین‌المللی بهره می‌برند. با این حال، همواره قراردادی به عنوان توافقنامه برتر شناخته می‌شود که منتج به شرایط برد- برد برای دو طرف شود.

از آنجاکه قیمت نفت همواره در نوسانات شدیدی قرار داشته است و اغلب با شوک‌های مثبت همراه بوده، انعقاد قرارداد بیع متقابل برای کشور ایران بیشتر از قراردادهای مشارکت در تولید توصیه می‌شود، زیرا همان طور که بیان شد در قراردادهای بیع متقابل، نظام مالی حساسیت کمتری به شوک‌های مثبت قیمتی از خود نشان می‌دهد. البته این نکته را نباید فراموش کرد که عدم توجه به منافع طرف مقابل در دراز مدت می‌تواند منجر به زیان کشور میزبان شود.

۸- پیوست‌ها

پیوست ۱- متوسط ۱۲ ماهه نرخ بهره لایبور برای دلار آمریکا: ۱۹۹۸ لغایت ۲۰۱۲

ردیف	سال	نرخ بهره لایبور برای دلار آمریکا (درصد)	ردیف	سال	نرخ بهره لایبور برای دلار آمریکا (درصد)
۱	۱۹۹۸	۵/۵۳۹	۹	۲۰۰۶	۵/۳۲۵
۲	۱۹۹۹	۵/۷۱۱	۱۰	۲۰۰۷	۵/۱۲٤
۳	۲۰۰۰	٦/۸٦٦	۱۱	۲۰۰۸	۳/۰۸۹
٤	۲۰۰۱	۳/۸۳۲	۱۲	۲۰۰۹	۱/۵۵۹
۵	۲۰۰۲	۲/۲۰٦	۱۳	۲۰۱۰	۰/۹۲۳
٦	۲۰۰۳	۱/۳۵٦	۱٤	۲۰۱۱	۰/۸۳۰
۷	۲۰۰٤	۲/۱۲۱	۱۵	۲۰۱۲	۱/۰۱۳
۸	۲۰۰۵	٤/۰۳۳	۱٦	۲۰۱۳	۰/٦۸۳

ماخذ: global-rates.com

پیوست ۲- میانگین قیمت میعانات گازی در فوب خلیج‌فارس به ازای هر تن (دلار)

ردیف	سال	قیمت
۱	۲۰۰٤	۳۵۰
۲	۲۰۰۵	٤٤٤
۳	۲۰۰٦	٥٤٤
٤	۲۰۰۷	٦٥۷
٥	۲۰۰۸	۷۷٤
٦	۲۰۰۹	٥۲٦
۷	۲۰۱۰	٦۹٥
۸	۲۰۱۱	۹۰٥
۹	۲۰۱۲	۹۲٤
۱۰	۲۰۱۳	۸۷٥

ماخذ: Oil Market Data & News -Platts Energy Prices

پیوست ۳- محاسبات تبدیل هر تن میعانات گازی به بشکه میعانات گازی

دانسیته میعانات گازی= ۰/۷۵ کیلوگرم بر متر مکعب

$$۰/۷۵\frac{kgr}{m^۳}\times\frac{۱^{m^۳}}{۶/۲۹bbl}\times\frac{۱ton}{۱۰۰۰kgr}=۰/۰۰۰۱۱۹۲\frac{ton}{bbl}\rightarrow ۱ton\cong ۸.۳۹bbl$$

هر تن میعانات گازی به طور تقریبی معادل ۸/۳۹ بشکه میعانات گازی است.

پیوست ٤- میانگین قیمت میعانات گازی در فوب خلیج‌فارس به ازای هر بشکه (دلار)

ردیف	سال	قیمت
۱	۲۰۰٤	٤۱/۷۲
۲	۲۰۰٥	٥۲/۹۲
۳	۲۰۰٦	٦٤/۸٤
٤	۲۰۰۷	۷۸/۳۱
٥	۲۰۰۸	۹۲/۲٥
٦	۲۰۰۹	٦۲/٦۹
۷	۲۰۱۰	۸۳/۸٤
۸	۲۰۱۱	۱۰۷/۸۷
۹	۲۰۱۲	۱۱۰/۱۳
۱۰	۲۰۱۳	۱۰٤/۲۹

ماخذ: محاسبات تحقیق

۹- منابع

الف) فارسی

۱- امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران (۱۳۹۳)، *مجموعه قوانین و مقررات نفت، گاز و پتروشیمی (پیش از مشروطیت تاکنون)*. جلد اول، چاپ دوم، تهران: روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران.۱۴۱۴ صفحه.

۲- حاتمی، علی و اسماعیل کریمیان (۱۳۹۳)، *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*، چاپ اول، تهران: انتشارات تیسا.۱۱۷۴ صفحه.

۳- حسن بیکی، ابوالفضل (۱۳۸۱)، *نفت، بای بک و منافع ملی، بیع متقابل در توسعه میادین نفت و گاز و تاثیر آن بر امنیت ملی- منافع ملی*، چاپ اول، تهران: انتشارات آوای نور. ۱۵۶ صفحه.

۴- درخشان، مسعود (۱۳۹۲)، «ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران»، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال سوم، شماره ۹ ، زمستان ۱۳۹۲ ، صفحات ۵۳- ۱۱۳.

۵- شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳)، *حقوق نفت و گاز*، چاپ اول، تهران: انتشارات بنیاد حقوقی میزان، ۶۹۴ صفحه.

۶- کاظمی نجف‌آبادی، عباس (۱۳۹۳)، *آشنایی با قراردادهای نفتی*، چاپ اول، تهران: انتشارات شهر دانش. ۲۱۰ صفحه.

۷- گروه پژوهش مدرسه عالی حقوق (۱۳۹۳)، *حقوق قراردادهای نفت و گاز داخلی، بین‌الملل*، چاپ اول، تهران: انتشارات صابریون. ۲۷۲ صفحه.

۸- مقدم، محمدرضا و محمد مزرعتی (۱۳۸۵)، «مدل‌سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارائه مدل بهینه‌سازی قرارداد در ایران». *مجله تحقیقات اقتصادی*، شماره ۷۶، آذر و دی. صفحات ۱۸۲-۱۵۷.

۹- منتظر، مهدی و سیدنصرالله ابراهیمی (۱۳۹۲)، «جایگاه قراردادهای بیع متقابل در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز ایران و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید»، *مجله حقوقی بین‌المللی*، شماره ۴۹. پاییز و زمستان ۱۳۹۲، صفحات ۲۳۲-۲۱۵.

۱۰- مومنی وصالیان، هوشنگ و غنیمی‌فرد، حجت الله و محمد محمودی (۱۳۸۹)، «بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، *فصلنامه علوم اقتصادی*، سال دوم، شماره ۶، بهار ۱۳۸۸، صفحات ۱۳۵-۱۵۷.
۱۱- وکیلی‌فرد، حمیدرضا و مسعود وکیلی‌فرد (۱۳۸۰)، *مدیریت مالی*، چاپ اول، تهران: انتشارات فوج، ۴۶۹ صفحه، ترجمه کتاب *Financial Management*، تالیف *Hampton, Johns*

ب) انگلیسی

1- Central bank of Russia, 2011, Production Sharing Agreement, Twenty-fourth Meeting of the IMF Committee, On Balance of Payments Statistics. 24-26 October, Moscow, Russia.
2- Isehunwa,S.O. and Uzoalor,E.I., 2011, "Evaluation of True Government Take under Fand Sliding Royalty Scales in Nigerian Oil Industry.Aust.J. Basic Appl.Sci.5.735-741.
3- Kirsten Bindemann, Production Sharing Agreement: An Economic Analysis 15 (Oxford Institute for Energy Studies 1999) Cited from Ernest E, Smith, and Others, *op cit*, p.476.
4- www.global-rates.com/interest-rates/libor/american-dollar/usd-libor-interest-rate-12-months.aspx
5- Zhuo Feng, Shui Bozhang, Ying Gao. (2014), "On Oil Investment and Production: A Comparison of Prduction Sharing Contracts and Buyback Contracts", *Energy Economics Journal*, vol. 42, pp. 395-402.

پرتال جامع علوم انسانی