پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال پنجم، شماره ۱۸، بهار ۱۳۹۵، صفحات ۲۱۷- ۱۷۹

ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید

داود منظور[۱]
روح‌اله کهن‌هوش نژاد[۲]
مسعود امانی[۳]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۰۷/۱۴ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۱۲/۲۳

چکیده

رژیم مالی فصل ممیز میان قراردادهای نفتی است. رژیم‌های مالی در قراردادهای نفتی به دو دسته کلی امتیازی و قراردادی تقسیم می‌شود. تفاوت میان قراردادهای خدمت و مشارکت درنحوه جبران خدمات پیمانکار است که به صورت نقدی یا به صورت نفت خام پرداخت شود. در قراردادهای مشارکت در تولید، پیمانکار حصه‌ای از نفت تولیدی را دریافت می‌نماید. یکی از معیارهای اصلی ارائه مقایسه‌ای کلی از رژیم‌های مالی، میزان سهم‌بری طرفین قرارداد است که به صورت ارزش واقعی بیان می‌گردد. مقایسه میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی براساس ارزش فعلی خالص دریافتی در پروژه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز، فروزان و اسفندیار نسبت به بیع متقابل برای کشور میزبان (ایران) می‌توانست مطلوب‌تر و کم هزینه‌تر باشد.

واژگان کلیدی: رژیم مالی، قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت در تولید، سهم‌بری، ایران
طبقه‌بندی JEL: D86

---

۱ - دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع).
Email: manzoor@isu.ac.ir
۲ - دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز دانشگاه امام صادق (ع)، (نویسنده مسئول)
Email: kohan3@gmail.com
۳ - استادیار دانشکده حقوق دانشگاه امام صادق (ع).
Email: amani.masoud@gmail.com

مقدمه

رابطه میان دولت‌های ملی و شرکت‌های خارجی در صنعت نفت و گاز معمولاً از طریق قراردادهایی که مورد مذاکره طرفین قرار می‌گیرند، تعیین می‌شود. در یک تقسیم‌بندی کلی، قراردادهای نفتی به دو دسته کلی امتیازی و قراردادی تقسیم می‌شوند. تفاوت میان قراردادهای خدمت و مشارکت درنحوه جبران خدمات پیمانکار است که به صورت نقدی یا به صورت نفت خام پرداخت شود. در قراردادهای مشارکت در تولید، پیمانکار حصه‌ای از نفت تولیدی را دریافت می‌نماید. مفاد قراردادهای نفتی به طور عمده از شروط حقوقی، شروط فنی و مهندسی و شروط مالی و حسابداری تشکیل شده است. این شروط، در عین حال که دارای ماهیتی منحصر به فرد هستند، ولی در یک قرارداد نفتی در کنار یکدیگر مجموعه‌ای یکپارچه را تشکیل داده و در ارتباط و تأثیر و تأثر مستقیم از هم قرار دارند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۶۷۹).

نظام یا رژیم مالی[1] حاکم بر قراردادها از مهمترین وجوه تفاوت قراردادها با یکدیگر است. برخی معتقدند که بیش از ۸۰ درصد مفاد قراردادهای بالادستی یکسان بوده و آنچه آنها را از یکدیگر متمایز می‌سازد، نظام مالی این قراردادهاست (دوال و همکاران[2]، ۲۰۰۹، ص ۵۴). نظام مالی قرارداد مقرر می‌کند که چگونه عواید و درآمدهای ناشی از اجرای یک قرارداد نفتی بین دولت صاحب نفت و شرکت‌های بین‌المللی تقسیم می‌شود. در واقع، عناصر بنیادین و اصلی تشکیل دهنده نظام مالی حاکم بر یک قرارداد، نحوه تقسیم درآمدهای میدان، نحوه بازیافت هزینه‌ها و پرداخت سود به شرکت نفتی و مالیات‌ها می‌باشند (میان[3]، ۲۰۱۱، ص ۲۶۶).

1. Fiscal Regime
2 - Duval. Et al,
3 - Mian

بررسی ادبیات موجود درخصوص قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز نشان می‌دهد رژیم مالی این قراردادها از دو منظر تحلیل حقوقی[۱] و تحلیل مالی و اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته‌اند؛ منظور از تحلیل مالی و اقتصادی که در این نوشتار مورد توجه قرار می‌گیرد، بررسی رژیم مالی با استفاده از مفاهیم علم اقتصاد، ابزارهای ریاضی، مقایسه قراردادها با یکدیگر از طریق شبیه‌سازی و آزمون حالت‌های مختلف و تحلیل حساسیت نسبت به متغیرهای گوناگون است. به عنوان مثال، کیسر و پابلیشر[۲] (۲۰۰۴) چارچوبی تحلیلی با استفاده از شبیه‌سازی جریان نقدی و تحلیل رگرسیون طراحی کرده و روابط میان ارزش فعلی، نرخ بازده و میزان سهم‌بری دولت میزبان و شرکت خارجی را برای میدان گیراسول[۳] آنگولا تحلیل کرده‌اند. توردو[۴] (۲۰۰۷) با طراحی یک مدل اقتصادی ساده‌سازی شده برای چهار پروژه نفتی فرضی و انجام شبیه‌سازی، به بررسی آثار رژیم‌های مختلف مالی روی اقتصاد پروژه پرداخته است.

با این وجود، طراحی دقیق و تعامل میان اجزای مختلف رژیم مالی نقش مهمی ایفا می‌کند. برخی از رژیم‌های مالی ممکن است دارای ساختاری ظاهراً مشابه باشند، درحالی‌که تأثیر آن‌ها بر پروژه‌های نفتی و سهم‌بری دولت و سرمایه گذار می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. بطورکلی در قضاوت در مورد رژیم‌های مالی در قراردادهای نفتی می‌بایست به سه نکته مهم توجه نمود:

نخست آنچه اهمیت دارد این است که دولت‌ها چه هدفی را دنبال می‌کنند. ممکن است کشوری به دلایلی از قبیل تلاش برای جذب بیشتر سرمایه‌گذاری، ریسک بالای زمین‌شناسی یا میزان بلوغ میادین، مالیات پایین وضع نموده و سهم‌بری پایین‌تری داشته باشد. برای مثال، اگرچه قراردادهای مشارکت در تولید روسیه که طی سال‌های ۱۹۹۴ و ۱۹۹۵ منعقد شده، گاهی اوقات برای نشان دادن ضعف‌های قراردادهای مشارکت در تولید مورد استفاده قرار می‌گیرند، با این وجود، توجه به اهداف دولت روسیه و شرایط این کشور در آن دوره بسیار حائز اهمیت است.

---

۱ - تحلیل حقوقی، ارکان رژیم مالی حاکم بر قراردادهای بالادستی را از دیدگاه حقوقی مورد بررسی قرار داده و از طریق بررسی قوانین و مقررات مرتبط و مفاد مالی قراردادها، سعی در شناخت چارچوب مالی قراردادها و تحلیل آنها دارد (برای نمونه مراجعه کنید به: رکنی حسینی، ۱۳۹۳).

2 - Kaiser & Pulsipher

3 - Girassol

4 - Tordo

هدف اصلی دولت روسیه، افزایش جذب سرمایه‌گذاری خارجی در پروژه‌های دارای پیچیدگی‌های فنی و منزوی به لحاظ جغرافیایی و نیز افزایش تولید نفت و گاز در شرایط پایین بودن قیمت نفت بود. در واقع، دهه ۱۹۹۰ شاهد پایین‌ترین سطوح قیمت نفت در دهه‌های اخیر بود به گونه‌ای که قیمت نفت در سال ۱۹۹۸ به بشکه‌ای ۱۰ دلار رسید. با بهبود شرایط سرمایه-گذاری (یعنی افزایش ثبات سیاسی و بهبود شرایط اقتصادی همراه با افزایش قیمت نفت)، دولت روسیه به سمت دستیابی سهم بالاتری از درآمدها حرکت کرد. این امر موجب شد دولت با دخالت و باز طراحی قراردادهای مشارکت در تولید، توازن بهتری میان پاداش سرمایه-گذاران و دولت برقرار نماید.

دوم، شرایط مناطق دارای میادین نفت و گاز می‌بایست مد نظر قرار گیرد. در نظر گرفتن سطح بالایی از سهم‌بری برای دولت در شرایط بالا بودن ریسک اکتشاف و هزینه‌های توسعه ممکن است قابل توجیه نباشد (نخله[1]، ۲۰۱۰، صص ۱۰۵-۱۰۶).

سوم این که طراحی دقیق و تعامل میان اجزای مختلف رژیم مالی نقش مهمی ایفا می‌کند. برخی از رژیم‌های مالی ممکن است دارای ساختاری ظاهراً مشابه باشند، با این وجود، تأثیر آن‌ها بر پروژه‌های نفتی و سهم‌بری دولت و سرمایه‌گذار می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. از سوی دیگر، ساختارها و رژیم‌های مالی متفاوت نیز می‌توانند به نتایج یکسانی از حیث درآمد و میزان سهم‌بری دست یابند. اما با وجود این تنوع، چند اصل اقتصادی راهنما[2] وجود دارد که می‌توان از آن‌ها به هنگام ارزیابی یا طراحی رژیم مالی استفاده کرد. البته استفاده از تجربه کشورها نیز در این میان اهمیت بسیاری دارد. اصلی‌ترین شاخص برای ارائه مقایسه‌ای کلی از رژیم‌های مالی، میزان سهم‌بری طرفین از پروژه[3] است که به صورت ارزش فعلی خالص کل درآمدهای طرفین به عنوان سهمی از درآمدهای پیش از مالیات تعریف می‌شود (نخله، ۲۰۱۰، ص ۱۰۸).

شایان ذکر است درباره محاسبه هرگونه معیار اقتصادی مرتبط با میدان، عدم قطعیت و بی-ثباتی زیادی وجود دارد، و "میزان سهم‌بری، ارزش فعلی، یا نرخ بازده" را تنها زمانی می‌توان با اطمینان محاسبه کرد که میدان ترک شده باشد و تمام داده‌ها و اطلاعات مربوط به درآمد

1 - Nakhle
2 - Guiding Economic Principles
3 - Project Government/Contractor Take

و هزینه علنی شده باشند. تنها زمانی که اطلاعات "کامل" است و همه درآمدها، هزینه‌ها، بهره مالکانه و مالیات در طول عمر میدان مشخص باشد، می‌توان محاسبه سوددهی و تقسیم سود را با اطمینان انجام داد. برای محاسبه معیارهای اقتصادی و سیستمی، برآورد درآمد و هزینه و پیش‌بینی طول عمر پروژه لازم است. البته بسیاری از شرایط اقتصادی مربوط به یک رژیم مالی را می‌توان صرف نظر از پیچیدگی آن مدل‌سازی کرد، و درنتیجه پیچیدگی شرایط قرارداد به خودی خود مانعی برای تجزیه و تحلیل نیست. در واقع نااطمینانی از جای دیگری است. این نااطمینانی می‌تواند ناشی از شرایط زمین‌شناسی، میزان تولید، قیمت، هزینه، سرمایه‌گذاری، فناوری و یا مسائل استراتژیک باشد (کیسر و پابلیشر[1]، ۲۰۰۴، صص ۱-۲).[2]

براین اساس، در این مطالعه نیز باتوجه به اطلاعات در دسترس، ارزش اسمی و واقعی (زمانی) برای پیمانکار در قرارداد بیع متقابل در میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز،

---

1 - Kaiser & Pulsipher

۲ - براین اساس، برای شاخص میزان سهم‌بری دولت و پیمانکار، می‌توان ویژگی‌های ذیل را برشمرد:

- میزان سهم‌بری یک کمیت وابسته به مکان (Site-Specific) است که با توجه به پارامترهای متعدد مخصوص مکان از جمله، اندازه و کیفیت اکتشافات، زمان توسعه میدان، طول عمر و سودآوری میدان و طرح توسعه پیمانکار متغیر است.
- میزان سهم‌بری کمیتی است دچار ناطمینانی (Uncertain)، زیرا براساس پارامترهای میدان مشخص می‌شود که خودشان دچار ناطمینانی هستند، مانند میزان تخمینی ذخایر، طرح‌های توسعه و عملیاتی، و ساختار هزینه؛ پارامترهای نامشخصی مانند هزینه سرمایه‌ای؛ پارامترهای بیرون‌زا مانند قیمت نفت خام، تورم، نرخ ارز، شرایط اقتصادی داخلی و جهانی، و تغییرات قانونی و مقرراتی.
- میزان سهم‌بری یک کمیت غیرقابل‌مشاهده (Unobservable) است، زیرا داده‌ها و اطلاعات میدان معمولاً محرمانه هستند و در خارج از شرکت منتشر نمی‌شوند. تنها زمانی می‌توان درآمد یا هر شاخص اقتصادی مربوط به میدان را با اطمینان محاسبه کرد که میدان ترک شده باشد و تمام اطلاعات مربوط به درآمد و هزینه‌ها به صورت علنی منتشر شده باشند. تنها با وجود اطلاعات کامل و زمانی که تمام داده‌های مربوط به درآمد، هزینه، بهره مالکانه و مالیات در طول عمر میدان مشخص باشد می‌توان تقسیم سود میان دولت و پیمانکار به شکل قابل اعتمادی مشخص نمود.
- میزان سهم‌بری غالباً کمیتی مذاکره‌ای (Negotiated) است که به عواملی همچون قدرت، دانش، تجربه و موقعیت قراردادی شرکت نفتی و دولت میزبان و درک ریسک‌های مربوط به توسعه میدان در زمان عقد قرارداد بستگی دارد. در سیستم‌های مالی قراردادی، قراردادهای «نمونه» به عنوان نقطه شروع مذاکره به کار گرفته می‌شوند و شرایط مالی مذاکره نهایی معمولاً برای عامه مردم منتشر نمی‌شود (کیسر و پابلیشر، ۲۰۰۴، صص ۱۲-۱۳).

فروزان و اسفندیار محاسبه شده و با استفاده از تکنیک شبیه‌سازی، با حالت قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه صورت می‌گیرد.

در این مطالعه، پس از بیان پیشینه پژوهش، در ابتدا به رژیم مالی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید اشاره شده، سپس با ارائه اطلاعات اقتصادی میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز، فروزان و اسفندیار، جفیر، مبانی نظری و روش تحقیق بیان شده و محاسبات حاصل از تحقیق ارائه می‌گردد. نهایتاً یافته‌ها و نتایج بیان می‌گردد.

۱- پیشینه پژوهش

با وجود قدمت بیش از یکصد سال قراردادهای نفتی ایران، پژوهش‌های اندکی در زمینه بررسی ابعاد اقتصادی و حقوقی این قراردادها صورت گرفته و مقالات اندکی در زمینه تحلیل اقتصادی و بررسی رژیم مالی به چشم می‌خورد. البته در چندسال اخیر مطالعات مقایسه ای نسبتاً خوبی در خصوص انواع قراردادهای نفتی انجام شده است.

در مطالعه مقدم و مزرعتی (۱۳۸۵)، با فرموله کردن قراردادها، مطالعهٔ موردی قرارداد بیع متقابل برای یک میدان گازی شبیه سازی شده است. با استفاده از برنامه ریزی چند هدفه، بهینه‌سازی قرارداد بیع متقابل مدل سازی شده و هدف مدل، حداکثرکردن نرخ بازده داخلی کل پروژه و نیز حداقل‌کردن کل مقدار مطلق (ارزش جاری) بازپرداخت‌ها به سرمایه‌گذاری خارجی در نظر گرفته شده است. با مقایسهٔ گزینه‌های بازپرداخت سریع و بازپرداخت معمولی، مشخص شده است که با افزایش هزینهٔ فرصت پول، ضروری است بازپرداخت به سرمایه‌گذار خارجی دیرتر انجام شود. همچنین، هرگونه تغییر در نرخ بازدهی انتظاری برای هر یک از طرفین، نظام متفاوتی از بازپرداخت‌ها را برای قرارداد پیشنهاد می‌کند.

در مطالعه حسن‌تاش و صبحی (۱۳۸۸)، ضمن مقایسه تطبیقی انواع قراردادهای توسعه بالادستی در صنعت نفت، خصوصاً به تفاوت دو نوع قرارداد مشارکت در تولید و خدماتی، به‌ویژه از منظر نحوه تسهیم دریافتی‌ها میان شرکت‌های بین‌المللی نفتی و دولت‌های میزبان پرداخته شده است و نحوه تأثیرگذاری روندهای مختلف قیمت‌های نفت بر میزان این

دریافتی‌ها مورد بررسی قرار گرفته است. ایشان چنین نتیجه گرفته‌اند که قراردادهای خدماتی بیع متقابل در شرایطی که قیمت‌های جهانی نفت پایین هستند، با این تصور که ادامه روند موجود در هر قیمتی بدون نوسان یا روند کاهشی وجود دارد، برای پیمانکار جذابیت دارد. در شرایطی که پیمانکار انتظار افزایش قیمت‌های جهانی نفت را دارد، انتخاب گزینه قراردادی مشارکت در تولید را ترجیح می‌دهد چراکه در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، سهم وی از نفت نیز افزایش می‌یابد.

مومنی وصالیان و همکاران (۱۳۸۹) در پژوهشی با هدف تعیین روش بهینه قراردادها در تأمین مالی و اجرای پروژه‌ها در بخش بالادستی، برای میادین مستقل و مشترک نفت و گاز ایران، دو گزینه روش قراردادی بیع متقابل و مشارکت در تولید را مورد بررسی قرار داده و با استفاده از مدل تحلیل فرآیند سلسله مراتبی (AHP) با هم مقایسه کرده‌اند. به این منظور، معیارهای تصمیم‌گیری برای انعقاد قراردادها در بخش بالادستی صنایع نفت و گاز به دوسته کلی معیارهای پیش از عقد قرارداد و معیارهای درون قرارداد تقسیم شده و با ورود داده‌ها به نرم‌افزار EC[1] و تجزیه و تحلیل‌های مربوطه، این نتیجه حاصل شده که بکارگیری روش قراردادی مشارکت در تولید در میادین مستقل ۶۵/۷ درصد و در میادین مشترک ۶۸/۳ درصد نسبت به قراردادهای بیع متقابل برتری دارند.

نتایج بررسی‌های سالاری و دهقانی (۱۳۹۲) نشان می‌دهد که در اغلب پروژه های اجرا شده به روش بیع متقابل، اهداف قراردادی تامین نشده و هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه پذیر (شرکت ملی نفت ایران) بسیار بیشتر از میزان برنامه‌ریزی شده اولیه شده است. بنابراین اتخاذ مکانیزم‌های کاربردی برای انجام اصلاحات مجاز در روش‌های قراردادی ضروری است. بر اساس متدولوژی‌های تعادل از یکسو و با توجه به مکانیزم مالی قراردادهای بیع متقابل، هر چه نسبت بین ریسک متوجه پیمانکار و پاداش در نظر گرفته شده متعادل‌تر باشد، هزینه استفاده از سرمایه برای سرمایه‌پذیر حداقل خواهد بود. بنابراین پیشنهاد شده برای کاربرد مکانیزم قراردادی بیع متقابل، نخست اینکه ریسک‌های هر پروژه به طور کامل شناسایی و کمی شده و دوم اینکه میزان پاداش در روش بازپرداخت، متناسب

1 - Expert Choice

با آن تنظیم شود. همچنین، برای سهیم شدن عملی پیمانکار در ریسک پروفایل تولید، به عنوان مهم‌ترین ریسک پروژه و با نگاه تولید صیانتی، پیشنهاد طولانی شدن بازپرداخت و افزایش همزمان نرخ بازپرداخت برای ایجاد انگیزه پیمانکار ارائه شده است.

در مطالعه کاظمی نجف‌آبادی و همکاران (۱۳۹۴) 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.

عسکری و همکاران (۱۳۹۴) معتقدند قراردادهای مشارکت در تولید(PSC)، بیع متقابل(BBC) و اخیراً نفتی ایران(IPC) به‌منزله سه رقیب در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور به‌شمار می‌روند. لذا با هدف تبیین ظرفیت‌های اقتصادی این سه قرارداد نسبت به یکدیگر و برمبنای روش بهینه‌سازی ایستا، آنها را از منظر دو مؤلفه اقتصادی مهم سطح سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت مقایسه کرده و در نهایت اولویت‌بندی کرده‌اند. سرانجام برمبنای رویکرد ساختاری نتیجه گرفته‌اند که قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع متقابل از نظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار دارند و از نظر سطح تولید بهینه نیز در صورت مشارکت بیشتر بخش خصوصی و دخالت کمتر دولت میزبان می‌توانند به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار گیرند.

قندی و لین[1] (۲۰۱۲) با مدل‌سازی تابع تولید نفت پویای بهینه میادین دریایی سروش و نوروز در قالب قرارداد بیع متقابل، به این نتیجه رسیده‌اند که رفتار تولیدی شرکت ملی نفت ایران از نظر پیگیری هدف حداکثر سود از میدان و نیز از منظر حداکثر نمودن تولید انباشتی ناکارآمد بوده است.

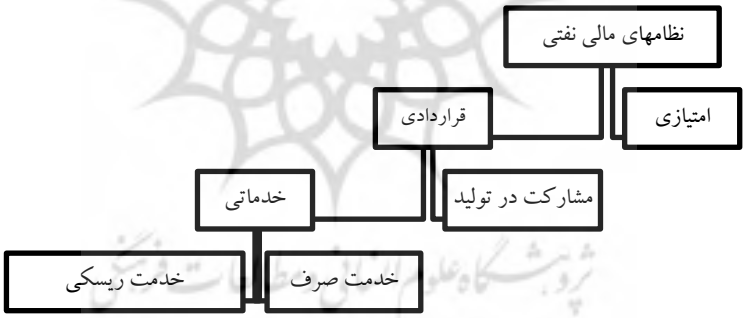
1 - Ghandi and Lin

فنگ و همکاران[1] (۲۰۱۴) با مقایسه سطوح تولید و سرمایه‌گذاری در دو قرارداد مشارکت در تولید و بیع متقابل با استفاده از یک مدل تئوریک، نشان داده‌اند قراردادهای مشارکت در تولید منجر به سطوح بالاتری از سرمایه‌گذاری نسبت به قراردادهای بیع متقابل می‌شوند. البته اگر سهم سود شرکت پیمانکار افزایش یابد، آنگاه سطوح سرمایه‌گذاری در قراردادهای بیع متقابل بیشتر خواهد بود.

۲- نظام مالی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید

رژیم‌های مالی در قراردادهای نفتی به دو دسته کلی امتیازی و قراردادی تقسیم می‌شوند. تفاوت میان قراردادهای خدمت و مشارکت درنحوه جبران خدمات پیمانکار است که به صورت نقدی یا به صورت نفت خام پرداخت شود. در قراردادهای مشارکت در تولید، پیمانکار حصه‌ای از نفت تولیدی را دریافت می‌نماید (مازیل[2]، ۲۰۱۰، ص ۹).

شکل ۱: طبقه‌بندی نظام‌های مالی نفتی



مأخذ: برگرفته از جانسون[3] (۱۹۹٤)، صفحه ۲٦.

۲-۱- نظام مالی قراردادهای بیع متقابل

قراردادهای بیع متقابل یکی از انواع قراردادهای خدمت است که ویژگی‌های منحصر به فردی دارد و از این جهت بعضاً تحت عنوان یک روش قراردادی جداگانه بحث می‌شود. قراردادهای بیع متقابل ممکن است صرفاً برای توسعه میدان کشف شده و یا برای اکتشاف و توسعه به صورت توأم استفاده شود. از آنجا که اکثریت قاطع قراردادهای بیع متقابل که

1 - Feng et al.
2 - Mazeel
3 - Johnston, 1994, p. 26

تاکنون منعقد شده‌اند و تمامی قراردادهایی که تاکنون اجرا شده‌اند تنها برای توسعه میدان بوده‌اند، در اینجا نیز مدل مالی و مالیاتی بیع متقابل توسعه مورد بررسی قرار می‌گیرد.

از زمان انعقاد اولین قرارداد بیع متقابل نفتی در سال ۱۳۷۴ تاکنون هیچ قالب قراردادی مشخصی به تصویب شرکت ملی نفت ایران یا سایر مقامات نرسیده است. با وجود این، از ابتدا شرکت نفت قالب مورد نظر خود را در اختیار پیمانکاران قرار داده و مذاکرات حول وحوش آن قالب انجام شده است. از آنجا که جزئیات هر قرارداد از طریق مذاکره نهایی شده است، قراردادهای بیع متقابل از جهت مفاد متنوع‌اند و تقریباً مفاد هیچ دو قراردادی صددرصد یکسان نیست.[1] بسیاری از نکات مبهم در قراردادهای قبلی در قراردادهای بعدی رفع و به تدریج این قراردادها فربه‌تر شده‌اند (شیروی، ۱۳۹۳، ص ۴۳۴).

مهم‌ترین تغییر در مفاد قراردادهای بیع متقابل در سال ۱۳۸۶ با تصویب «چارچوب کلی قراردادهای بیع متقابل» توسط هیأت مدیره شرکت ملی نفت ایران بروز کرد که به جای تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در زمان انعقاد قرارداد، این امر به بعد از انجام مناقصات قراردادهای فرعی موکول شد. به عبارت دیگر به جای اینکه در زمان انعقاد قرارداد طرفین روی سقف هزینه‌های سرمایه‌ای توافق کنند، روشی برای تعیین آن در طول اجرای پروژه پیش‌بینی کردند. مدل مالی و مالیاتی که در اینجا بیان می‌شود بر همین روش جدید استوار است.

در قراردادهای بیع متقابل «هزینه‌های نفتی»[2] به چهار گروه تقسیم می‌شوند که بازپرداخت هر گروه تابع نظام خاصی است.

۱- در بسیاری از نوشته‌ها مفاد یک قرارداد بیع متقابل به صحیح یا غلط مبنا قرار گرفته و مطالب آن به سایر قراردادهای بیع متقابل تعمیم داده شده است. این امر باعث شده که در نوشته‌ها تعارض ایجاد گردد.

2- Petroleum Costs

جدول ۱: هزینه‌های نفتی در قرارداد بیع متقابل مدل ۲۰۰۸

سرفصل هزینه‌ای	تعریف	ویژگی‌ها
هزینه‌های سرمایه‌ای	تمامی هزینه‌های توسعه میدان مطابق با مفاد قرارداد انجام شده و طبق اصول حسابرسی به‌حساب پروژه منظور مشروط به اینکه آن‌ها تحت هزینه‌های دیگر قابل شناسایی نباشند.	این هزینه‌ها سقف دارند، یعنی: o اولاً هزینه‌های انجام شده باید حسابرسی شده و در صورت تأیید قابل بازپرداخت است. o ثانیاً، چنانچه برای اتمام پروژه و رسیدن به اهداف آن عملاً مبالغی کم‌تر از سقف مزبور هزینه شده باشد، مبالغی که واقعاً هزینه شده، قابل بازپرداخت هستند.[۱] o ثالثاً، هرگاه برای اتمام پروژه و رسیدن به اهداف آن مبالغی بیشتر از سقف مزبور مورد نیاز باشد، پیمانکار موظف است به هزینه خود آن را انجام دهد ولی نمی‌تواند بازپرداخت آن را از شرکت نفت تقاضا کند مگر آنکه این افزایش هزینه‌ها در نتیجه کارهای اضافی[۲] و یا تغییر در قلمرو کارها[۳] باشد.[۴] البته تعیین سقف به بعد از انجام مطالعات "فید" (front-end engineering design) و برگزاری مناقصات قراردادهای فرعی صورت می گیرد.

۱ - در صورت کاهش کارها سقف هزینه‌های سرمایه‌ای به تناسب کارهای کم شده از M.D.P تنزل کرده و به تبع آن حق الزحمه پیمانکار نیز کاهش خواهد یافت.

۲ - Additional Work: این فعالیت‌ها منجبر به تغییر اهداف اصلی طرح خواهد شد. در این حالت پیمانکار افزون بر بازیافت هزینه‌های افزایش یافته، مستحق دریافت حق الزحمه قراردادی به تناسب افزایش سقف هزینه-های سرمایه‌ای نیز خواهد بود.

۳ - Change in Scope: مجموعه‌ای از فعالیت‌های عملیاتی است که موجب تسهیل فرآیند تولید یا پالایش خواهد شد. به عبارت دیگر، هرگونه تغییر در فعالیت‌های تعریف شده در MDP که دستیابی به سقف تولید قراردادی را تسهیل نماید، Change in Scope نامیده می‌شود. در این حالت صرفاً هزینه‌های مازاد بر سقف مستهلک شده و حق الزحمه قراردادی بر مبنای سقف از پیش تعیین شده پرداخت خواهد شد.

۴ - شایان ذکر است معیار تحقق کارهای اضافی و کاهش کارها به ترتیب افزایش و کاهش اهداف عملیات توسعه مطابق M.D.P خواهد بود. تغییر در قلمرو خدمات نیز ناظر به اعمال تغییرات در M.D.P است که در راستای دستیابی به اهداف عملیات توسعه در M.D.P ضروری به نظر می‌رسد.

هزینه‌های غیر سرمایه‌ای	تمامی مالیات ها و عوارض و سایر پرداخت‌هایی که پیمانکار برای اجرای قرارداد به مقامات ذیصلاح مثل سازمان امور مالیاتی، گمرک، شهرداری ها یا سازمان بیمه تأمین اجتماعی پرداخت می کند.	حدود ۱۰ تا ۱۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای را تشکیل می‌دهد و فاقد محدودیت سقف بوده و کل آن قابل بازپرداخت است.
هزینه‌های عملیاتی	هزینه‌های عملیاتی به مخارجی اطلاق می‌شوند که پس از تصویب شرکت ملی نفت مستقیماً، ضرورتاً و منحصراً به منظور اجرای «فعالیت‌های عملیاتی»، تامین قطعات یدکی و تامین پوشش بیمه-ای برای پس از تاریخ تحویل پروژه، توسط پیمانکار تعهد و پرداخت می‌شوند.	هزینه‌های عملیاتی فاقد سقف و با حسابرسی قابل بازپرداخت است.
هزینه‌های بانکی	هزینه‌های تأمین منابع مالی	o تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای از اولین روز ماه بعد از انجام هزینه تا زمانی که بازپرداخت می‌شود مشمول نرخ بهره می گردند. o نرخ بهره در قرارداد مورد توافق قرار می‌گیرد که معمولاً رقمی بالاتر از نرخ "لایبور[1]" مثل ۷۵٪ به‌اضافه نرخ لایبور است. o هزینه‌های عملیاتی اگر در فصل بعد از انجام هزینه بازپرداخت شود، مشمول بهره نمی‌شود ولی اگر در پرداخت آن تأخیر شود، مشمول بهره می گردد. o در صورتی که شرکت ملی نفت اقساط حق الزحمه پیمانکار را در موعد مقرر در قرارداد نپردازد به اقلام بازپرداخت نشده هزینه بانکی تعلق خواهد گرفت.

منبع: شیروی، ۱۳۹۳، صفحات ٤٣٥-٤٣٨ و حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، صفحات ٩٤٧-٩٤٨

1 - Libor

طبیعی است در کنار هزینه‌های قابل بازیافت، برخی از هزینه‌ها غیرقابل بازیافت باشند. در رویه حسابداری مدل اکتشافی توسعه‌ای قرارداد بیع به تفصیل هزینه‌های غیرقابل بازیافت در ۱۸ بخش طبقه بندی شده‌اند، که از میان مهمترین آنها می‌توان به هزینه تأسیس دفتر خارج از ایران، هزینه‌های ناشی از تخلف پیمانکار در اجرای عملیات توسعه مطابق استانداردهای عمومی صنعت نفت و هزینه‌های مربوط به کسور و عوارض قانونی پرداختی در خارج از ایران اشاره کرد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۹۴۹).

۲-۲- نظام مالی قرارداد مشارکت در تولید

قراردادهای مشارکت در تولید را می‌توان به دو دسته اکتشافی (EPSA[1]) و توسعه‌ای (DPSA[2]) تقسیم کرد. پایه‌های اصلی نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید به قرار ذیل است:

۱. پرداخت پاداش‌ها (پذیره نقدی): گاهی اوقات در زمان مذاکره و عقد قرارداد پرداخت یک پاداش نقدی در نظر گرفته می‌شود که به «پاداش انعقاد قرارداد»[3] معروف است. مقدار این پاداش به وسعت منطقه مربوط به قرارداد و رقابت شرکت‌های نفتی با یکدیگر بستگی دارد. بعد از آن‌که تولید از یک میدان شروع شد و به میزان خاصی رسید، پاداش‌هایی تحت عنوان «پاداش تولید»[4] به دولت پرداخت می‌شود. پاداش‌ها معمولاً اقلام هزینه‌های قابل بازیافت نیستند. شرکت نفتی این پرداخت‌ها را به عنوان هزینه و دولت آنها را به عنوان درآمد تلقی می‌کند.

۲. بهره مالکانه: با وجود آن‌که پرداخت بهره مالکانه در قراردادهای مشارکت در تولید متداول نیست در بعضی قراردادها می‌توان این قلم هزینه را نیز مشاهده کرد. بهره مالکانه بلافاصله از درآمد ناخالص (درآمدی که از سر چاه به دست می‌آید) کسر می‌شود. این

1. Exploration Production Sharing Agreement (EPSA)
2. Development Production Sharing Agreement (DPSA)
3. Signature Bonus
4. Production Bonus

پرداخت یا به صورت خالص محاسبه می‌شود و یا هزینه‌های حمل و نقل از آن کم می‌شود. مورد دوم در صورتی به انجام می‌رسد که محل تولید با محل فروش فاصله زیادی داشته باشد. نرخ بهره مالکانه معمولاً بین ۸ تا ۱۵ درصد درآمد ناخالص است و بدون توجه به اینکه عملیات نفتی سودآور بوده یا نبوده، بلافاصله از محل فروش نفت یا گاز به دولت پرداخت می‌شود (میان[1]، ۲۰۱۱، صص ۲۵۴-۲۵۵).

۳. بازیافت هزینه‌ها[2]: پیش از تسهیم تولید، پیمانکار مجاز به بازیافت هزینه‌های خود از درآمدهای خالص است. البته در اکثر قراردادهای مشارکت در تولید، سقفی برای این بازیافت وجود دارد. هزینه‌هایی که پیمانکار متحمل می‌شود، مانند هزینه‌های سرمایه-گذاری و هزینه‌های عملیاتی (CAPEX و OPEX)، باید از نفت هزینه‌ای بازیافت شود و اگر بازیافت همه هزینه‌ها در یک دوره مالی امکان‌پذیر نباشد بقیه هزینه‌ها به دوره‌های آتی منتقل می‌شود تا در آن دوره بازیافت شود (جانسون[3]، ۱۹۹۴، ص ۴۲).

مبالغی که بعد از بازیافت هزینه‌ها باقی می‌ماند، براساس مفاد قرارداد بین دولت و شرکت نفتی تقسیم می‌شود. حد بالای بازیافت هزینه‌ها که به «سقف بازیافت»[4] نیز معروف است معمولاً بین ۳۰٪ تا ۶۰٪ تغییر می‌کند و براساس توافق طرفین تعیین می‌شود. از نظر ریاضی، سقف بازیافت هزینه تمایز واقعی میان سیستم امتیازی و قراردادهای مشارکت در تولید است (جانسون[5]، ۱۹۹۴، ص ۴۲). هزینه‌های قابل بازیافت حاصل از نفت هزینه‌ای شامل موارد زیر است:

الف. هزینه‌های بازیافت نشده که از سال‌های قبل به سال فعلی منتقل شده است.

ب. هزینه‌های عملیاتی

ج. هزینه‌های سرمایه‌گذاری

ه. هزینه‌های استهلاک، تهی‌سازی منبع و اقساط وام

و. سود تأمین مالی (که معمولاً با محدودیت‌هایی همراه است.).

---

1 - Mian
2 Cost Recovery
3 Johntson
4 Cost Recovery Ceiling
5 Johntson

ز. اعتبارات سرمایه‌گذاری و تخفیف‌ها[1]

۴. تقسیم نفت سود و نحوه مالیات‌بندی: مبالغی که بعد از کسر بهره مالکانه و هزینه‌های بازیافتی باقی می‌ماند نفت سود نام دارد. این مبالغ براساس مفاد قرارداد بین دولت میزبان و شرکت نفتی تقسیم می‌شود. در بیشتر کشورها نفت سود به نحوی تقسیم می‌شود که بین ۱۰ تا ۵۵ درصد آن به پیمانکار تسلیم گردد. نحوه تقسیم نفت سود قبل از عقد قرارداد بین طرفین مورد توافق قرار گرفته و به طور کلی منابعی از شرایط جغرافیایی؛ شرایط آب و هوایی، هزینه‌های بالقوه، زیرساخت، ثبات سیاسی و سایر عواملی است که بر تصمیمات تجاری پیمانکاران تأثیر می‌گذارد. به مجموع سهم نفت سود پیمانکار، هزینه‌های بازیافت و مازاد هزینه‌های بازیافت شده، «استحقاق پیمانکار»[2] گفته می‌شود. مالیاتی که شرکت نفت پرداخت می‌کند (که درصدی از سهم نفت سود پیمانکار است)، در بعضی موارد ممکن است به ۵۶ درصد برسد و بنابراین مالیات‌ها جریان نقدی عمده‌ای برای دولت محسوب می‌شود. در بعضی کشورها شرکت ملی نفت به عنوان یک تشویق مالیات‌های شرکت نفتی را پرداخت می‌کند (میان[3]، ۲۰۱۱، ۲۵۶).

در قراردادهای مشارکت در تولید برخی از کشورها دولت اختیار خرید بخش معینی از سهم پیمانکار از تولید را به قیمتی پایین‌تر از قیمت بازار دارد. این مفهوم تحت عنوان «الزام بازار داخلی» (DOM)[4] شناخته می‌شود (نخله[5]، ۲۰۱۰، ص ۱۰۱).

---

۱ - این موارد در واقع مشوّق‌های سرمایه‌گذاری هستند. تخفیف‌ها معمولاً به پیمانکار امکان می‌دهد که مبالغ بیشتری از هزینه‌های سرمایه‌گذاری را بازیافت کند. برای مثال، یک تخفیف ۱۲ درصدی در یک سرمایه‌گذاری ۷۰ میلیون دلاری به پیمانکار اجازه می‌دهد که مبلغ ۸۰/۵ میلیون دلار از هزینه‌ها بازیافت کند.

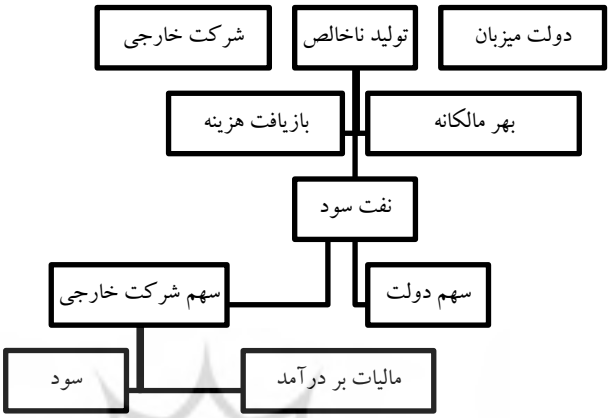
2 - Contractor Entitlement

3 - Mian

4 - Domestic Market Obligation

5 - Nakhle

شکل ۲: ویژگی‌های اساسی یک قرارداد مشارکت در تولید



مأخذ: بیندرمن (۱۹۹۹)، ص ۲۲

جدول ۲: جریان نقدی خالص در قراردادهای مشارکت در تولید

استحقاق پیمانکار	استحقاق دولت
بازیافت هزینه	بهره مالکانه
به اضافه سهم از نفت سود	سهم از نفت سود
منهای DMO	پاداش‌ها
منهای مالیات	DMO
منهای بهره مالکانه	مالیات

مأخذ: نخله (۲۰۱۰)، ص ۱۰۲

۳- طرح‌های توسعه میادین نفتی مورد مطالعه

۳-۱- طرح توسعه میدان نفتی آزادگان

میدان نفتی آزادگان در ۸۵ کیلومتری جنوب غربی شهر اهواز در جنوب منطقه هورالعظیم و در ۱۰ کیلومتری مرز کشور عراق واقع شده است. این میدان از لحاظ ساختار زمین-شناسی دارای ۴ لایه نفتی سروک، کژدمی، گدون و فهلیان می‌باشد. بیش از ۹۰ درصد نفت درجای این میدان در سازند سروک قرار گرفته است که طبق تخمین‌های اولیه ۲۰

میلیارد بشکه ارزیابی گردید و بعدها این میزان به ۳۰ میلیارد بشکه افزایش پیدا نمود (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۳۱۲). قرارداد توسعه این میدان عظیم به‌صورت بیع متقابل بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت INPEX[1] با سهم ۷۵ درصد و مشارکت تأمین مالی نیکو با سهم ۲۵ درصد در فوریه سال ۲۰۰۴ منعقد شد. اما شرکت ژاپنی پس از چند سال معطلی عملا و به بهانه‌های عدم امنیت منطقه عملیاتی اقدام خاصی انجام نداد و با افزایش شدید قیمت نفت خام و به تبع آن افزایش شدید هزینه سرمایه‌ای از قرارداد خارج و جای خود را به شرکت توسعه پتروایران داد.[2] بررسی اقدامات دوره اپراتوری شرکت پتروایران نشان می‌دهد که بی‌نظمی و بی‌برنامگی مفرط و عدم قدرت بر تصمیم‌گیری به‌شدت بر فضای پروژه حاکم بوده و میدان با تأخیرات بسیار به تولید اولیه رسیده است (دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۶۳). مشخصات قراردادی فاز اول پروژه به شرح جدول زیر است.

جدول ۳: اطلاعات مالی قرارداد توسعه میدان آزادگان

هزینه سرمایه‌ای (CAPEX)	۱۰۲۶ میلیون دلار
هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (NON-CAPEX)	۲۰۵ میلیون دلار
هزینه بانکی (BANK-CHARGES)	۳۳۰ میلیون دلار
دستمزد ریسک و پاداش (REMUNERATION)	۶۹۹ میلیون دلار
فرمول محاسبه هزینه بانکی	Libor + 0.75

مأخذ: دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۶۱

براساس طرح نهایی توسعه میدان نفتی آزادگان، میزان تولید پس از گذشت ۴ سال در سال ۲۰۰۷ به‌صورت آزمایشی ۵۰ هزار بشکه خواهد بود که در اواسط سال ۲۰۰۸ تولید به ۱۵۰ هزار بشکه نفت افزایش خواهد یافت (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۳۱۴).

1 - Japan«s Indonesia Petroleum Exploration

۲ - پیمانکار با استناد به افزایش شدید قیمت‌ها و هزینه‌ها و با دریافت حدود ۱۲۰ میلیون دلار از پروژه خارج شده است.

۳-۲- طرح توسعه میدان نفتی سروش و نوروز

میدان نفتی سروش در خلیج فارس در ۸۰ کلیومتری جنوب غربی جزیره خارگ قرار گرفته است. این میدان در سال ۱۹۶۲ میلادی کشف گردید. مخزن نفتی این میدان برگن است که از سه لایه A، B و C تشکیل شده است و تولید این میدان از دو لایه A و B بوده چون لایه C حاوی نفت بسیار سنگین می‌باشد (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۲۲۳). میدان نفتی نوروز در قسمت شمالی خلیج فارس و به فاصله ۹۵ کلیومتری جنوب غربی تأسیسات فرآیندی بهرگانسر قرار گرفته است. میدان نفتی نوروز در سال ۱۹۶۷ کشف و در سال ۱۹۷۰ بهره‌برداری از آن آغاز گردید. میزان نفت درجای این میدان ۱۷۲۹ میلیون بشکه برآورد گردید است که میزان ۷۰۵ میلیون بشکه آن قابل استحصال می‌باشد (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۲۲۹). پس از سال‌ها توقف تولید از این دو میدان، در اواخر دهه ۱۳۷۰ وزارت نفت قرارداد بیع متقابل با شرکت شل منعقد نمود. براساس این قرارداد مقرر شده بود میزان تولید به ۱۹۰ هزار بشکه در روز برسد. این درحالیست که متوسط تولید در مدت زمان ۱۶ ماه از زمان تحویل پروژه تا دی‌ماه ۱۳۸۵ برابر ۱۱۱ هزار بشکه در روز بوده که در حقیقت ۴۱ درصد کمتر از هدف پرژه بوده است (دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۵۷). مشخصات قراردادی این پروژه به شرح جدول زیر است.

جدول ٤: اطلاعات مالی قرارداد توسعه میدان فروزان و اسفندیار

هزینه سرمایه‌ای (CAPEX)	۷۴۰ میلیون دلار
هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (NON-CAPEX)	۱۳۳ میلیون دلار
هزینه بانکی (BANK-CHARGES)	۲۸۰ میلیون دلار
دستمزد ریسک و پاداش (REMUNERATION)	۳۱۲ میلیون دلار
فرمول محاسبه هزینه بانکی	Libor + 0.75

مأخذ: دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۵۵

۳-۳- طرح توسعه فروزان و اسفندیار

میدان نفتی فروزان در خلیج فارس در حدود ۱۰۰ کیلیومتری جنوب غربی جزیره خارگ در عمق ۱۵۰ فوتی آب قرار گرفته است. این میدان نفتی در سال ۱۳۴۲ کشف شد و در سال ۱۳۴۶ به بهره‌برداری رسید. این میدان در ناحیه مرزی با کشور عربستان سعودی (میدان مرجان) مشترک می‌باشد (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۲۷۳). میدان اسفندیار در ۹۵ کیلومتری جنوب غربی جزیره خارگ در خلیج فارس قرار دارد. اولین چاه اکتشافی در سال ۱۹۵۶ حفاری گردید و میزان نفت تولیدی این چاه برابر ۴۲۰۰ بشکه در روز با وزن مخصوص ۳۱ درجه API بود. دو چاه دیگر اکتشافی و توصیفی در سال‌های ۱۹۶۶ و ۱۹۹۲ حفاری گردید و در سال ۱۹۹۲ نیز لرزه‌نگاری دو بعدی روی این میدان انجام شد (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۲۸۶). شرکت ملی نفت ایران طی قرارداد بیع متقابل اقدام به توسعه و افزایش ظرفیت تولید این میدان با شرکت توسعه پترو‌ایران نمود با این وجود پس از چند سال و به دلیل مشکلات حاصله و عدم پیشرفت مناسب و عملاً متوقف شدن آن، مجدداً براساس قرارداد بین شرکت نفت فلات قاره و پترو ایران و با تأمین مالی از منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران در حال انجام است (دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۳۵). مشخصات قراردادی این پروژه به شرح جدول زیر است.

جدول ۵: اطلاعات مالی قرارداد توسعه میدان فروزان و اسفندیار

هزینه سرمایه‌ای (CAPEX)	۳۹۵/۷۰۰ میلیون دلار
هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (NON-CAPEX)	۵۹/۳۵۵ میلیون دلار
هزینه بانکی (BANK-CHARGES)	۵۴/۱۲ میلیون دلار
دستمزد ریسک و پاداش (REMUNERATION)	۷۵/۲۵۰ میلیون دلار
فرمول محاسبه هزینه بانکی	Libor + 0.75

مأخذ: دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۳۹

براساس مصوبه شورای اقتصاد (۱۳۷۹)، علاوه بر اطلاعات مالی فوق، شرط افزایش میزان تولید به ۱۰۵ هزار بشکه در روز به مدت ۱۵ سال نیز آمده است. روند اجرای پرژه حاکی از انحراف بسیار زیاد در ابعاد مختلف طرح از جمله، زمان اجرا، هزینه و حتی شرح خدمات و اهداف کمی پروژه است (دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۳۵).

٤- مبانی نظری و روش پژوهش

ارزیابی دقیق‌تر رژیم‌های مالی مختلف در سراسر جهان نشان می‌دهد که رژیم‌های امتیازی و قراردادی را می‌توان به گونه‌ای طراحی کرده که منجر به کارکردهای اقتصادی[1] مشابه گردند. آنچه که اهمیت دارد، اهداف دولت میزبان و چگونگی طراحی رژیم مالی برای رسیدن به این اهداف است. رژیم‌های مالی سختگیرانه را در رژیم‌های امتیازی می‌توان یافت. مثلاً در رژیم امتیازی نروژ، میزان سهم بری دولت ۷۸ درصد است. در دهه ۱۹۸۰، دولت انگلستان برای مدت کوتاهی توانست با استفاده از رژیم امتیازی، میزان سهم بری خود را به حدود ۹۰ درصد برساند (نخله[2]، ۲۰۱۰، ص ۱۰۵).

این مطالعه در نظر دارد ارزش فعلی میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی را در قرارداد بیع متقابل میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز، فروزان و اسفندیار محاسبه و با استفاده از تکنیک شبیه‌سازی، با حالت قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه نماید.

٤-١- محاسبه ارزش فعلی متغیرها در قراردادهای بیع متقابل

در این مطالعه، هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد بیع متقابل با استفاده از رابطه ارزش آتی اقساط مساوی محاسبه می‌شود. اگر بخواهیم ارزش آتی معادل یک مجموعه پرداخت‌های یکسان (مجموعه‌ای از جریان‌های نقدی برابر که در انتهای دوره‌های متوالی رخ می‌دهند) را محاسبه کنیم، از معادله زیر استفاده می‌کنیم (میان[3]، ۲۰۱۱، ص ۵۹)[4]:

$$F_v = A_v \left[\frac{(1+i_e)^t - 1}{i_e}\right] \quad (1)$$

1 - Economic Outcomes
2 - Nakhle
3 - Mian
۴ - در واقع در اینجا فرض شده است که هزینه‌های سرمایه‌ای از تاریخ موثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه به کارفرما در هر سال به نسبت‌های مساوی، سرمایه‌گذاری شده‌اند.

برای محاسبه هزینه‌های غیرسرمایه‌ای از رابطه ارزش آتی مقداری که در زمان حال دریافت یا سرمایه‌گذاری شده (با بهره مرکب) استفاده می‌کنیم (میان، ۲۰۱۱، ص ۵۵)[۱]:

$$F_v = \sum_{t=1}^{n-1}(P_v)_t(1+i_e)^t \quad (۲)$$

برای محاسبه حق‌الزحمه و هزینه‌های بانکی (لایبور + ۰/۷۵)[۲] از رابطه ارزش فعلی اقساط مساوی استفاده می‌کنیم(میان[۳]، ۲۰۱۱، ص ۵۷)[۴]:

$$P_v = A_v\left[\frac{(1+i_e)^t-1}{i_e(1+i_e)^t}\right] \quad (۳)$$

در تمامی رابطه‌های i_e نرخ لایبور[۵] از تاریخ موثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه در نظر گرفته شده است.

ذکر این نکته ضروری است که سیستم مالیاتی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل تفاوت اساسی با دیگر قراردادهای خدمت دارد و مالیات بر درآمد پرداختی توسط پیمانکار به عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در حساب پروژه منظور شده و در دوره استهلاک مطابق شرایط مقرر در قرارداد و ضمیمه مربوط به فروش تولیدات میدان به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. در بیان توجیه این دوگانگی، استدلال روشنی وجود ندارد؛ براین اساس می‌توان گفت که در قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار از پرداخت بخش عمده‌ای از مالیات بر درآمد معاف است؛ به عبارت دیگر، در این قراردادها مالیات جنبه صوری داشته و نقشی در کنترل میزان درآمد پیمانکار ندارد؛ زیرا مالیات‌های متعلقه بوسیله پیمانکار پرداخت شده و عیناً تحت عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به پیمانکار بازپرداخت می‌شوند. به این معنا

---

۱ - زیرا هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در بازه حد فاصل تاریخ موثر شدن قرارداد و تاریخ تولید زودهنگام هزینه شده و در پایان پروژه بازپرداخت می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۹۴۷).

۲ - نرخ بهره در قرارداد مورد توافق قرار می‌گیرد که معمولاً رقمی بالاتر از نرخ "لایبور" بوده که در قراردادهای مورد مطالعه ۷۵٪ به‌اضافه نرخ لایبور بوده است.

3 - Mian

۴ - در واقع در اینجا شده است که این مبالغ در اقساط مساوی و طی یک مدت معین به شرکت نفتی پرداخت می‌گردد.

۵ - متوسط نرخ لایبور دلاری ۱۲ ماهه برای سال‌های اجرای پروژه‌های مورد مطالعه در پیوست ۱ قرار دارد.

که در زمان اختصاص نفت به پیمانکار، رقم‌ها طوری تعدیل می‌شوند که خالص پرداختی به پیمانکار بدون مالیات محسوب شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۸۸۶). در واقع، طبق توافق میان شرکت ملی نفت ایران و شرکت پیمانکار، پرداخت‌کننده نهایی مالیات بر درآمد پیمانکار نخواهد بود و از محل عواید پروژه خواهد بود. این مسأله به نوعی نقض غرض قانون‌گذار در وضع مالیات به‌عنوان ابزار کسب درآمد برای دولت است (رکنی حسینی، ۱۳۹۳، ص ۴۶). لذا در این مطالعه، مالیاتی برای پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل در نظر گرفته نشده است.

٤-۲- شبیه‌سازی در قالب قراردادهای مشارکت در تولید

در این بخش، هدف مطالعه براساس اطلاعات قراردادهای بیع متقابل در میادین مورد مطالعه، پاسخ به این پرسش است که در صورت انعقاد اقرارداد مشارکت در تولید، میزان سهم‌بری پیمانکار[۱] چگونه تعیین می‌شود. باتوجه به اینکه قراردادهای مشارکت در تولید بلندمدت بوده و بخش قابل توجهی از عمر میدان را پوشش می‌دهند، فرض شده است قرارداد میادین مورد مطالعه تا سال جاری (۲۰۱۶)[۲] ادامه پیدا می‌کند.[۳] با ادامه قرارداد، میزان تولید میدان[۴] در مدت قرارداد ثابت در نظر گرفته شده است.[۵]

---

۱ - در واقع، در این مطالعه ارزش فعلی وجوه دریافتی شرکت خارجی در قرارداد بیع متقابل محاسبه شده و با حالت مشارکت در تولید مقایسه شده است. در هر حالتی که ارزش فعلی وجوه دریافتی شرکت خارجی سهم پیمانکار کمتر باشد، منافع کارفرما یا دولت میزبان در آن قرارداد بیشتر بوده چراکه توانسته سهم کمتری به پیمانکار بدهد.

۲ - چرا که اطلاعات قیمت نفت و نرخ لایبور را تا همین سال داریم.

۳ - بدین ترتیب مدت قرارداد برای میادین آزادگان، سروش و نوروز و فروزان و اسفندیار به‌ترتیب ۱۰، ۱۴ و ۱۲ سال می‌شود.

۴ - در اینجا میزان تولید را معادل حداکثر میزان تولید روزانه میدان در مطالعات مربوط به قراردادهای بیع متقابل در نظر گرفته‌ایم.

۵ - این فرض دور از ذهن نیست چرا که براساس مطالعات مربوط به قراردادهای بیع متقابل میادین، پیش‌بینی سنوات تولید از مخازن در میادین سروش و نوروز ۲۰ تا ۲۵ سال و در میادین فروزان و اسفندیار ۱۵ تا ۲۰ سال بوده و برای میادین فروزان و اسفندیار مقرر شده بود این میزان تولید به اندازه ۱۵ سال ادامه یابد. همچنین پروفایل برآوردی تولید میادین مورد مطالعه حاکی از ثبات بیش از ۱۵ ساله حداکثر تولید میدان است مراجعه کنید به: دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، صص ۲۲۳-۲۹۱ و دهقانی، ۱۳۹۳ صص ۲۳۲-۲۶۴). به علاوه، حضور بلندمدت پیمانکار در قراردادهای مشارکت در تولید باعث می‌شود وی به دنبال حداکثرسازی منافع خود در طول

٤-۲-۱- هزینه‌ها

در قراردادهای مشارکت در تولید، شرکت نفتی بین‌المللی دو پرداخت عمده دارد. یکی هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم انجام عملیات است که ما آن را معادل هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای انجام‌شده توسط پیمانکاران فازهای مورد مطالعه در قرارداد بیع متقابل دانسته لکن به این مبالغ هزینه‌های استخراج نیز اضافه می‌شود زیرا در قراردادهای مشارکت در تولید برخلاف قراردادهای بیع متقابل، مرحله تولید به مرحله توسعه متصل است (ایرانپور، ۱۳۹۳، ص ۱۷۳). هزینه استخراج هر بشکه نفت برای ایران ۱۲ دلار در نظر گرفته شده است.[1] برای محاسبه ارزش آتی هزینه‌های انجام شده توسط شرکت نفتی از رابطه (۱) استفاده می‌کنیم.

٤-۲-۲- بهره مالکانه

همانطور که اشاره شد در قراردادهای مشارکت در تولید پرداخت‌هایی تحت عنوان بهره مالکانه و انواع پاداش‌ها به دولت میزبان تعلق می‌گیرد که در اینجا فقط بهره مالکانه را در نظر گرفته شده است. اشاره شد که بهره مالکانه بلافاصله از درآمد ناخالص (درآمدی که از سر چاه به دست می‌آید) کسر می‌شود لذا پرداخت آن در ابتدای قرارداد خواهد بود. در

مدت قرارداد شده و در این حالت احتمال حفظ تولید بالاتر از بیع متقابل است. در واقع، پیمانکاران در قراردادهای بیع متقابل اساساً نگران روند تولید نفتی در بلندمدت نیستند زیرا که قراردادهای بیع متقابل ماهیتاً کوتاه مدت‌اند و لذا پیمانکاران خارجی تمایلی به رعایت موازین تولید صیانتی در بلندمدت ندارند (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵، ص ۲۱).

۱ - آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) در گزارش چشم‌انداز جهانی انرژی در سال ۲۰۰۸، هزینه تولید نفت در خاورمیانه و شمال آفریقا را بین ۶ تا ۲۸ دلار در هر بشکه اعلام کرده و هزینه تولید در میادین متعارف نفتی (معمولی) در نقاط مختلف دنیا را ۶ تا ۳۹ دلار برآورد کرده است (www.worldenergyoutlook.org). همچنین موسسه ریستاد انرژی با مطالعه روند تولید نفت در ۲۰ کشور جهان، به بررسی هزینه متوسط تمام شده تولید هر بشکه نفت در کشورهای مختلف پرداخته است. گزارش سال ۲۰۱۶ که با استفاده از اطلاعات جمع‌آوری شده از بیش از ۱۵ هزار میدان نفتی در ۲۰ کشور مهم تولید کننده نفت جهان تهیه شده، هزینه‌های سرمایه گذاری و هزینه های عملیات تولید را به تفکیک در کشورهای مختلف بیان کرده است. بر اساس این گزارش هزینه تولید هر بشکه نفت در ایران حدود ۱۲ دلار است (http://www.rystadenergy.com/Database). اگرچه هزینه استخراج بخشی از هزینه تولید است، لکن ما در مدل مالی هزینه تولید آن هم براساس مطالعه سال ۲۰۱۶ را در مدل مالی قرار داده‌ایم تا بدین ترتیب احتمال افزایش هزینه‌ها در طول زمان و نیز تلاش برای حفظ میزان تولید را پوشش دهیم. البته این حالت بازهم یک حالت بدبینانه است زیرا هرچه این هزینه‌ها را افزایش دهیم، دریافتی پیمانکار در مدل مالی بیشتر می‌شود.

قراردادهای مختلف، شرایط و درصدهای متنوعی برای بهره مالکانه در نظر گرفت. همانطور که اشاره شد، نرخ بهره مالکانه معمولاً بین ۸ تا ۱۵ درصد درآمد ناخالص است و بدون توجه به اینکه عملیات نفتی سودآور بوده یا نبوده، بلافاصله از محل فروش نفت یا گاز به دولت پرداخت می‌شود. این رقم در قراردادهای مشارکت در تولید منعقد شده در دوره قبل از انقلاب ۱۲/۵ درصد و پس از عقد قرارداد الحاقی با کنسرسیوم نفت به ۲۰ درصد افزایش یافته است (امیرمعینی، ۱۳۸۵ ص ۱۱۷). البته بررسی تجارب کشورها نشان می‌دهد که بالاترین نرخ بهره مالکانه، ۳۰ درصد و مربوط به ونزوئلا بوده است. بنابراین باتوجه به اینکه بهره‌دهی حوزه‌ها و چاه‌های نفتی ایران از متوسط جهانی بالاتر است، می‌توان این نرخ را از ۱۵ تا ۳۰ درصد از کل تولید خالص در نظر گرفت (امیرمعینی، ۱۳۸۵، ص ۱۲۱). در این مقاله از نرخ ۱۵ درصد برای بهره مالکانه استفاده شده که باتوجه به توضیحات فوق یک نرخ حداقلی محسوب می‌شود. برای محاسبه ارزش زمانی بهره مالکانه از رابطه (۲) استفاده می‌کنیم.

اشاره شد که پیش از تسهیم تولید، پیمانکار مجاز به بازیافت هزینه‌های خود از درآمدهای خالص است (نفت هزینه). البته در اکثر قراردادهای مشارکت در تولید، سقفی برای این بازیافت وجود دارد. در واقع، جبران هزینه‌ها به طور معمول دارای دو محدودیت یا در اصطلاح دو سقف پرداختی است. یک محدودیت براساس درصد مشخصی از میزان نفت تولیدی در بازه های زمانی تعریف شده است. به این معنا که شرکت نفتی نمی‌تواند تمام نفت تولیدی را بابت هزینه خود برداشت کند. محدودیت و قید دوم، مدت قرارداد و در واقع مدت مرحله بهره برداری 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، ص ۱۴۹). در شبیه‌سازی صورت گرفته، درصد سالانه مستهلک کردن هزینه‌ها به گونه‌ای در نظر گرفته شده که میزان جبران سالانه هزینه تقریبا یکسان باشد. لذا درصدهای مختلفی برای هریک از میادین به‌دست آمده است.

٤-۲-۳- نفت سود

می‌دانیم مبالغی که بعد از کسر بهره مالکانه و هزینه‌های بازیافتی باقی می‌ماند نفت سود نام دارد. این مبالغ براساس مفاد قرارداد بین دولت میزبان و شرکت نفتی تقسیم می‌شود. شیوه و فرمول تسهیم تولیدات نفتی به ویژه نفت سود بین دولت میزبان و پیمانکار شرکت نفتی، یکی از مباحث اساسی قراردادهای 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 (به عنوان مثال ۴۰ درصد پیمانکار و ۶۰ درصد دولت میزبان) بین طرفین تقسیم شود. شیوه مزبور امروزه به ندرت در تسهیم نفت سود بین طرفین قرارداد مبنای عمل قرار می‌گیرد و به جای آن شیوه‌های منعطف‌تر و قابل تطبیق با شرایط و ویژگی‌های پروژه‌های نفتی، برای تسهیم مورد استفاده قرار می‌گیرند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۹۹۴). یکی از مهمترین شیوه‌های تسهیم متغیر، تسهیم تولیدات بر مبنای فاکتور R است. در بیشتر قراردادها از فاکتور -R برای تعیین مقیاس متغیر استفاده می‌شود. فاکتور -R، در واقع عبارت است از نسبت درآمد تجمعی پیمانکار بعد از کسر بهره مالکانه و مالیات به هزینه تجمعی پیمانکار از روزی که قرارداد را منعقد کرده است.[3] روش کار به این ترتیب است که در هنگام عقد قرارداد جدولی تهیه شده و هر سال که فاکتور -R محاسبه می‌شود مقادیر بهره مالکانه، بازیافت هزینه‌ها و نحوه تقسیم نفت سود براساس جدول محاسبه می‌شود. نقطه R=1 یک نقطه سر به سری اقتصادی برای پیمانکار به حساب می‌آید. (میان[4]، ۲۰۱۱، ص ۲۶۸). در این مطالعه از جدول ذیل برای محاسبه نفت سود استفاده شده است. در نمونه قراردادهای مشارکت در تولید کشورهای مختلف، جداول

---

1 - Fixed Share

2 - Sliding Scale

۳ - در واقع نرخ بازگشت پروژه و فاکتور R دارای آثار اقتصادی مشابهی بوده با این وجود تفاوت آن‌ها در این است که فاکتور R ارزش زمانی پول را در نظر نمی‌گیرد.

4 - Mian

مختلفی مورد استفاده قرار گرفته لکن منطق حاکم بر جداول یکسان است. در اینجا جدول ذیل انتخاب شده است. برای محاسبه ارزش زمانی نفت سود از رابطه (۳) استفاده می‌کنیم.

جدول ٦: فاکتور R پیشنهادی

سهم پیمانکار (درصد)	سهم دولت میزبان (درصد)	فاکتور R
۵۰	۵۰	۱/۲۵-۱/۵
۴۵	۵۵	۱/۵-۱/۷۵
۴۰	۶۰	۱/۷۵-۲
۳۰	۷۰	۲-۲/۲۵
۲۰	۸۰	۲/۲۵-۲/۵
۱۰	۹۰	بزرگتر از ۲/۵

مأخذ: کاسریل و وود[1]، ۲۰۱۳، صفحه ۳۲۹

همانطور که در جدول نیز دیده می‌شود، مکانیزم فاکتور R از یک رابطه معکوس استفاده می‌کند بدین‌گونه که وقتی فاکتور R پایین است، پیمانکار سهم بالاتری از کل نفت هزینه را دریافت کرده و بالعکس (کاسریل و وود، ۲۰۱۳، ص ۳۲۷).

در واقع با متصل کردن سهم‌بری طرفین قرارداد به فاکتور R که خود تابعی از قیمت نفت است، این سهم‌بری نسبت به قیمت نفت نیز حساس می‌شود. در واقع یکی از سوالات اساسی این است که آیا شرکت‌های نفتی بین‌المللی براساس روندهای مختلف قیمت مبتنی بر پیش‌بینی‌هایشان از آینده قیمت‌ها، نوع خاصی از قراردادهای نفتی را ترجیح می‌دهند؟ آیا پیش‌بینی شرکت‌ها از روند آتی قیمت‌های جهانی نفت، تأثیری بر انتخاب و تأکید این شرکت‌ها بر نوع خاصی از قراردادها دارد؟ در قراردادهای بیع متقابل، بازپرداخت سرمایه-گذاری بر مبنای قیمت روز بازار به نفت تبدیل می‌شود و طبیعتاً با کاهش قیمت نفت، پیمانکار نفت بیشتری به‌عنوان اقساط دریافت می‌کند. همچنین، چنانچه قیمت نفت افزایش

1 - Kasriel & Wood

یابد، پیمانکار نفت کمتری بدست می‌آورد. اما در قراردادهای مشارکت در تولید، درصدی از نفت تولیدی به پیمانکار می‌رسد و در نتیجه در صورتی که قیمت نفت در زمان خاتمه پروژه و شروع تولید از مخزن (در مقایسه با زمان انعقاد قرارداد) کاهش یابد، ممکن است پیمانکار حتی دچار زیان نیز بشود. در چنین حالتی سرمایه‌گذار کمتر از حالت بیع متقابل سود می‌برد. برعکس، چنانچه قیمت نفت افزایش یابد، سرمایه‌گذار در مقایسه با قرارداد بیع متقابل سود بیشتری می‌برد. بنابراین در قرارداد بیع متقابل هیچ‌گونه ریسکی مرتبط با تغییر جهانی قیمت نفت وجود ندارد (حسنتاش[1]، ۲۰۰۹، ص ۲). اما چنین ارتباطی در قراردادهای مشارکت در تولید وجود دارد. از این رو برخی از صاحب‌نظران قراردادهای مشارکت در تولید را مطلوب نمی‌دانند. ایشان معتقدند شرکت‌های نفتی معمولاً تمایل زیادی به به قراردادهای مشارکت در تولید دارند زیرا که قادر خواهند بود سهم خود را به‌صورت بشکه نفت دریافت کنند و براین اساس درآمد آنان با افزایش قیمت نفت خام افزایش خواهد یافت. شرکت‌های نفتی معمولاً استدلال می‌کنند که چون در قراردادهای مشارکت در تولید ریسک کاهش قیمت نفت را پذیرفته‌اند، پس باید مالک درآمدهای حاصل از افزایش قیمت نیز باشند. (به اعتقاد ایشان) این استدلال قانع‌کننده نیست زیرا قیمت نفت خام در بلندمدت، به علت محدود بودن عرضه و استمرار تقاضا سیر صعودی خواهد داشت و لذا مشارکت در تولید همواره به نفع شرکت‌های طرف قرارداد است زیرا آنها را در درآمدهای بادآورده‌ای که حاصل افزایش قیمت نفت خام است، سهیم می‌کند (درخشان، ۱۳۹۳، ص ۲۹). البته ایشان در ادامه اذعان می‌کنند که هیچ‌گاه شرکت‌های نفتی ادعا نکرده‌اند که به همان نسبت افزایش قیمت نفت در سود شریک باشند بلکه سهم‌بری آنان معمولاً به‌صورت پلکانی است و با افزایش قیمت نفت این رقم به شدت کاهش می‌یابد. از سوی دیگر، مشارکت شرکت نفتی در افزایش قیمت نفت می‌تواند براساس مقیاس متغیر باشد که طبعاً این نگرانی را کاهش می‌دهد. با وجود این، جوهره بحث ما در این نکته نهفته است که هیچ توجیه منطقی حتی برای یک درصد سهم‌بری شرکت نفتی در سود حاصل از افزایش قیمت نفت وجود ندارد (درخشان، ۱۳۹۳، ص

1 - Hassantash

۳۰).[۱] همانطور که مشاهده می‌شود، منتقدین قراردادهای مشارکت در تولید از منظر سهم-بری نیز معتقدند استفاده از مقیاس متغیر نگرانی‌ها را کاهش می‌دهد. با این وجود، به نظر می‌رسد در راستای ایجاد تعادل میان ریسک و پاداش شرکت خارجی و جذب این شرکت‌ها برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت ایران در شرایط فعلی[۲] به عنوان یکی از الزامات بهینه بودن رژیم مالی قرارداد نفتی ضروری به نظر می‌رسد.

در واقع باتوجه به تشدید تحریم‌های بین‌المللی از یک سو و تحولات ساختاری در بازار بین‌المللی نفت خام و ورود صنعت نفت عراق به‌عنوان فرصت مهم سرمایه‌گذاری از سوی دیگر، شرکت‌های بین‌المللی علاقه‌ای به حضور در صنعت نفت ایران نداشته و لذا طی سال‌های اخیر قراردادهای بالادستی صنعت نفت عموماً با شرکت‌های بالادستی داخلی و با شرکت‌های چینی و شرکت‌های کم اعتبار خارجی بوده است. بنابراین جهت‌گیری اصلاحات و ظهور نسل‌های مختلف قراردادهای بیع متقابل بیش از آنکه منشأ بهبود مدیریت ریسک برای کارفرما باشد، منشأ ایجاد جذابیت برای پیمانکار بوده که علی‌الظاهر توفیق چندانی حاصل نشده است (دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۲۷).

٤-۲-۲-۱- روند آتی قیمت نفت

در اینجا لازم است درخصوص آینده قیمت نفت توضیح ارائه گردد. طی سال ۲۰۱۴، قیمت نفت با کاهش شدیدی روبرو شد. برای درک وقایع بازار نفت، ابتدا به نیمه دهه ۲۰۰۰ باز می‌گردیم. قیمت نفت به دلیل افزایش تقاضای جهانی به ویژه تقاضای چین

---

۱ - البته این بدان معنا نبوده که کشور در شرایط بالا رفتن قیمت نفت همواره از قراردادهای بیع متقابل منتفع شده باشد. در واقع عمده قراردادهای اولیه بیع متقابل منعقده در بخش بالادستی کشور مربوط به مقطع زمانی با قیمت نفت کمتر از ۳۰ دلار بوده است. پس از آن و در میانه راه اجرای پروژه‌ها شاهد تحولات اساسی در اقتصاد جهانی و قیمت نفت بوده و لذا شاهد افزایش چند برابری هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه‌ها بودیم. به‌گونه‌ای که برخی از پیمانکاران درخواست تجدید نظر در هزینه‌های سرمایه‌ای براساس قیمت‌های جدید داشته‌اند؛ حتی برخی از پیمانکاران داخلی عملاً امکان ادامه توسعه با شرایط جدید را غیرممکن دانسته و خواستار تأمین منابع مالی از محل منابع داخلی شرکت نفت شدند که در اغلب موارد این درخواست‌ها پذیرفته شده است (دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۲۲۹).

۲ - منظور از شرایط فعلی شرایط تحریم، کمبود سرمایه‌گذاری خارجی، قرار گرفتن میادین بزرگ نفتی ایران در نیمه دوم عمر، لزوم تسریع در برداشت از میادین مشترک و قیمت‌های پایین نفت است.

شدیداً رو به افزایش بود و تولید نفت قدرت پاسخگویی به تمام حجم تقاضا را نداشت. در نتیجه قیمت نفت طی سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۴ حدوداً بشکه‌ای ۱۰۰ دلار بود. با افزایش قیمت نفت، برای بسیاری از شرکت‌ها استخراج نفت از مناطق دشوار، سودآور شد. در ایالات‌متحده، شرکت‌ها با استفاده از تکنولوژی‌هایی نظیر حفاری افقی، استخراج نفت رستی را آغاز کردند. در کانادا، شرکت‌های نفتی شروع به استخراج نفت از ماسه‌های نفتی نمودند. این مسئله منجر به رونق تولید از منابع نامتعارف گردید. در واقع، در جریان سقوط قیمت سال ۲۰۱۴، افزایش تولید خارج از اوپک ناشی از افزایش تولید نفت خام سبک محبوس در سنگ (LTO)[1] (در صنعت به نام نفت شیل (رستی) شناخته می شود) اغلب در آمریکای شمالی و یا توسط دیگر تولیدکنندگان غیراوپک یکی از عوامل اصلی بود. نفت خام و دیگر میعانات آمریکا (سوخت های زیستی، میعانات گاز طبیعی و سایر مواد حاصل از فرایند پالایش) از ژانویه ۲۰۱۱ تا جولای ۲۰۱۴، چهار میلیون بشکه در روز افزایش یافت که ۳ میلیون بشکه آن به نفت خام اختصاص داشت (EIA، ۲۰۱۴). انقلاب نفتی شیل که در سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۳ به واسطه قیمت های بالا تقویت گردید، ایالات متحده آمریکا را قادر ساخت تا قدرت نفتی خود را با افزایش تولید روزانه از ۷/۵ میلیون بشکه به ۱۰ میلیون بشکه از سال ۲۰۱۰ تا پایان ۲۰۱۳ تقویت کند (BP، ۲۰۱۴). (براساس گزارش آماری شرکت BP در سال ۲۰۱۶ تولید روزانه نفت خام جهان حدود ۹۰ میلیون بشکه در روز بوده است[2]). هزینه استخراج منابع غیرمتعارف[3] بالا بوده و تکنولوژی تولید منابع غیرمتعارف بسیار آلاینده است. بخش زیادی از تولید نفت و گاز رستی آمریکا در اطراف مناطق مسکونی و در مزارع کشاورزی صورت می‌گیرد که آلودگی‌های زیادی ایجاد می‌کند. نگرانی جدی‌تر مربوط به مواد شیمیایی تزریق‌شده است که در بلندمدت موجب آلودگی آب‌های زیرزمینی می‌شوند. نگرانی دیگر مربوط به ایجاد زمین‌لرزه‌های خفیف است. به همین دلایل، اروپایی‌ها هنوز

1 - Light Tight Oil
2 BP Statistical Review of World Energy June 2016
3 Unconventional

اجازه استفاده از این منابع را نداده‌اند، اما آمریکا توانسته از این منابع بهره‌برداری نموده و براساس آمارهای اداره اطلاعات انرژی آمریکا، این میزان در سال ۲۰۱۶ به حدود ۴/۵ میلیون بشکه در روز رسیده است (EIA، ۲۰۱۶).[1] قیمت تمام‌شده نفت رستی در میادین مختلف آمریکا با یکدیگر تفاوت دارد و از ۳۰ تا ۸۰ دلار در هر بشکه متغیر است. نتیجه این است که قیمت نفت در بلندمدت نمی‌تواند با این رقم فاصله زیادی پیدا کند. چون به محض عبور قیمت نفت از ۸۰ دلار در هر بشکه و رسیدن به ۱۰۰ تا ۱۲۰ دلار، امکان عرضه حجم زیادی از نفت رستی به وجود می‌آید. اما اگر قیمت نفت به کمتر از ۸۰ دلار برسد، مساله به گونه‌ای دیگر خواهد بود. در سقوط اخیر قیمت نفت، چاه‌ها حفر شده بودند و هزینه سرمایه‌ای آنها غیرقابل بازگشت[2] شده بود. در نتیجه با توجه به اینکه هزینه نهایی[3] آنها بیش از چند دلار نیست، چاه‌هایی که دو سه سال عمر دارند به تولید ادامه می‌دهند؛ ولی حفر چاه‌های جدید دیگر اقتصادی نیست. به عبارت دیگر در نفت با یک عدم تقارن مواجه هستیم: وقتی قیمت نفت افزایش می‌یابد، سرمایه‌گذاری بالا می‌رود؛ ولی بعد از کاهش قیمت‌ها، دیگر به صورت متقارن کاهش نمی‌یابد (منظور و توانپور، ۲۰۱۳).

اوپک در بازار امروز نفت با منابع عرضه کننده زیادی رقابت می کند. در سال ۲۰۱۳ کل تولید نفت اوپک (نفت خام و سایر میعانات) در محدوده ۳۶/۸ میلیون بشکه در روز بود که نشان از افت ۱/۸ درصدی به نسبت سال ۲۰۱۲ داشت. اما در سال ۲۰۱۳ عرضه نفت غیراوپک بدون احتساب بلوک شوروی با رشد ۲/۷ درصدی به نسبت سال ۲۰۱۲ به رقم ۳۶ میلیون بشکه در روز رسید (BP، ۲۰۱۴). در سال دهه ۱۹۸۰ نفت متعارف اوپک با نفت متعارف غیراوپک رقابت می کرد. اما در سال ۲۰۱۴ با ورود منابع غیرمتعارف نفتی همچون نفت شیل در آمریکای شمالی، ماسه های نفتی در کانادا و پیشرفت های منابع هیدروکربوری زیر لایه های نمکی[4] در برزیل رقابت بسیار سخت‌تر شد (پالس[5]، ۲۰۱۵).[1]

1 EIA, Drilling Productivity Report, November 2016
2 Sunk
3 Marginal Cost
4 Sub-Salt
5 Pals

پیش‌بینی می‌شود که در آینده عمده رشد تقاضا از محل منابع غیرمتعارف تأمین خواهد شد و منابع متعارف نقش اصلی را نخواهند داشت. این برای کشورهای تولیدکننده نفت متعارف مثل ایران بدین معناست که اگر قیمت نفت را هزینه تولید آخرین تولیدکننده تعیین کند، با یک سقف برای قیمت نفت روبه‌رو خواهیم بود؛ مگر آنکه دولت‌ها بر اساس ملاحظات زیست‌محیطی اجازه تولید را از منابع غیرمتعارف ندهند (منظور و توانپور، ۲۰۱۳).

٤-۲-٤- مالیات

آخرین مسأله، مالیات است. اشاره شد که در قراردادهای مشارکت در تولید، مالیات‌ها جریان نقدی عمده‌ای برای دولت محسوب می‌شود. برخی بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد متوسط نرخ مالیات در قراردادهایی که مالیات بر درآمد داشته‌اند، ۴۵ درصد است. مالیات بر درآمد شرکت‌ها در قراردادهای مشارکت ایران در قبل از انقلاب ابتدا ۵۰-۵۵ درصد پیش‌بینی شد که با تصویب اوپک برای اخذ مالیات اضافی، به ۸۵ درصد رسید (امیرمعینی، ۱۳۸۵، ص ۱۱۷).

براساس ماده ۱۰۷ قانون اصلاح قانون مالیات های مستقیم ۱۳۶۶ (مصوب مرداد ۱۳۹۴)، درآمد مشمول مالیات اشخاص حقیقی و حقوقی خارجی مقیم خارج از ایران بابت درآمدهایی که در ایران و یا از ایران تحصیل می نمایند به شرح زیر تعیین می شود: بابت

---

۱ - شایان ذکر است قبل از اولین شوک نفتی در سال ۱۹۷۳ میزان عرضه نفت تولیدکنندگان غیراوپک در مقایسه با تولید نفت اوپک همواره کمتر بوده است و از آن زمان عرضه نفت توسط تولیدکنندگان غیراوپک شروع به افزایش تدریجی کرد. این افزایش تا جایی پیش رفت که چند سال قبل از سقوط قیمت ۲۰۱۴ فاصله زیادی بین دو گروه وجود نداشت و تولیدکنندگان غیراوپک به راحتی توانستند در مقایسه سالانه به اوپکی ها برسند و یا حتی از آنها پیشی بگیرند. اگر تولید نفت بلوک اتحادیه جماهیر شوروی را به حساب نیاوریم، مجموع تولید روزانه نفت اوپک در سال ۱۹۷۳ رقم ۳۰.۹۹ میلیون بشکه در روز بود. این مقدار تولید اوپک کمی بیشتر از دو برابر تولید غیراوپک بود. به لطف سیاست اوپک در حمایت از قیمت بالای نفت در دوره ۱۹۷۳ تا ۱۹۸۵ این برتری تغییر یافت و تولید غیراوپک در سال ۱۹۸۵ به رقم ۲۳.۰۵ میلیون بشکه در روز رسید. این در حالی بود که تولید اوپک در همان سال ۱۵.۴۵ میلیون بشکه در روز بود (چلبی، ۱۹۸۹).

تهیه طرح ساختمان‌ها و تأسیسات، نقشه‌برداری، نقشه‌کشی، نظارت و محاسبات فنی، ارائه تعلیمات و کمکهای فنی، انتقال دانش فنی، سایر خدمات و واگذاری امتیازات و سایر حقوق، همچنین واگذاری فیلمهای سینمایی که به عنوان بها یا حق نمایش یا تحت هر عنوان دیگر در ایران یا از ایران تحصیل می‌کنند به استثنای درآمدهایی که طبق مقررات این قانون نحوه دیگری برای تعیین درآمد مشمول مالیات یا مالیات آنها مقرر شده است با توجه به نوع فعالیت و میزان سوددهی به مأخذ ده درصد (۱۰٪) تا چهل درصد (۴۰٪) مجموع وجوهی می باشد که ظرف مدت یک سال مالیاتی عاید آنها می‌شود. براساس آیین‌نامه اجرایی بند الف ماده ۱۰۷ قانون مالیات‌های مستقیم (تصویب‌نامه خرداد ۱۳۹۵ هیأت وزیران) موضوع تعیین ضرایب درآمد مشمول مالیات اشخاص حقوقی خارجی ومؤسسات مقیم خارج از ایران" ضرایب درآمد مشمول مالیات اشخاص حقوقی خارجی و مؤسسات مقیم خارج از ایران بابت درآمد حاصل فعالیت در ایران در حوزه پیمانکاری و خدمات فنی، اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری در حوزه‌های هیدروکربوری بالادستی ۱۵ درصد اعلام شده است. این نرخ ۱۵ درصدی در حوزه پیمانکاری و خدمات فنی، اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری بوده و در حوزه تامین کالا و تجهیزات مبالغ دریافتی آنها از این بابت به عنوان درآمد محاسبه نشده و به نظر می‌رسد به نوعی عملا معاف از مالیات شده‌اند. بنابراین می‌توان گفت این نرخ یک نرخ حداقلی به شمار می‌آید. به عنوان مثال، در قرارداد نمونه خدمت فنی عراق (مدل ۲۰۰۹) مالیات به مأخذ ۳۵ درصد از حق‌الزحمه پیمانکار تعیین شده است (ولس[1]، ۲۰۰۹، ص ۱۱). برای محاسبه ارزش زمانی مالیات از رابطه (۳) استفاده می‌کنیم.

٤-۳- یافته‌های پژوهش

ارزش فعلی خالص دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی (IOC) در طرح‌های مربوط به میادین مورد مطالعه در دو حالت بیع متقابل و مشارکت در تولید به شرح جدول ذیل است.

1 - Wells

جدول ۷: ارزش فعلی خالص دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی در قالب بیع متقابل و مشارکت در تولید (سناریوی پایه)

میدان نفتی	ارزش فعلی خالص دریافتی IOC (میلیون دلار)	
	بیع متقابل	مشارکت در تولید
آزادگان	۱۰۰۴	۲۴۵
سروش و نوروز	۵۴۲	-۲۷۶۷
فروزان و اسفندیار	۱۲۲	۱۷۷

مأخذ: نتایج پژوهش

مطابق نتایج به‌دست آمده، در طرح‌های توسعه میادین نفتی آزادگان و سروش و نوروز، شرکت نفتی بین‌المللی در قالب قرارداد بیع متقابل به ترتیب ۱۰۰۴ و ۵۴۲ میلیون دلار (به‌صورت ارزش واقعی) منتفع می‌شود در حالی که اگر این طرح‌ها در قالب قرارداد مشارکت در تولید دنبال می‌شد، ارقام مذکور به ترتیب به ۲۴۵ و ۲۷۶۷- کاهش می‌یافت. این بدان معناست که انعقاد قرارداد بیع متقابل در میادین مزبور هزینه بیشتری را تحمیل کشور کرده و انعقاد قرارداد مشارکت در تولید مطلوب‌تر بوده است. درخصوص طرح توسعه میدان فروزان و اسفندیار کفه ترازو اندکی به نفع قرارداد بیع متقابل است (۱۲۲ میلیون دلار در مقابل ۱۷۷ میلیون دلار). البته نباید فراموش کرد که در سناریوی پایه این مطالعه، تمامی متغیرهای مالی دولت میزبان از جمله بهره مالکانه و مالیات در حالت حداقلی بوده و چناچه این متغیرها را اندکی افزایش دهیم، در هر سه میدان فوق، قرارداد مشارکت در تولید مطلوب‌تر خواهد بود.

به عنوان مثال، چنانچه مالیات را از ۱۵ به ۱۷ درصد افزایش دهیم، نتایج ذیل حاصل می‌گردد.

جدول ۸: ارزش فعلی خالص دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی در قالب بیع متقابل و مشارکت در تولید (سناریوی افزایش ۲ درصد مالیات)

میدان نفتی	ارزش فعلی خالص دریافتی IOC (میلیون دلار)	
	بیع متقابل	مشارکت در تولید
آزادگان	۱۰۰۴	-۲۶
سروش و نوروز	۵۴۲	-۳۲۴۳
فروزان و اسفندیار	۱۲۲	-۷۰

مأخذ: نتایج پژوهش

بنابراین انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در میادین موصوف نسبت به بیع متقابل برای کشور میزبان (ایران) می‌توانست مطلوب‌تر و کم هزینه‌تر باشد.[1]

۵- نتیجه‌گیری و جمع‌بندی

از دیدگاه شرکت‌های نفتی، قراردادهای مشارکت در تولید بر سایر چارچوب‌های حقوقی ترجیح دارد زیرا این امکان را فراهم می‌سازد تا شرکت نفتی در تولیدات حاصل از میدان شریک شود. به نظر می‌رسد چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید می‌تواند میان اهداف دولت‌ها و شرکت‌های نفتی توازن برقرار نماید زیرا هدف دولت‌ها نیز این است که تولید حاصل از میادین نفتی در طول عمر میدان به حداکثر برسد، که اصطلاحاً به آن تولید صیانتی گفته می‌شود. از این رو در قراردادهای مشارکت در تولید، دولت‌ها و شرکت‌های نفتی می‌توانند همزمان به اهداف خود دست یابند که در پرتو نیز تولید صیانتی محقق می‌شود. به علاوه، در این گونه قراردادها، شرکت‌های نفتی می‌توانند از مدیران باتجربه و

۱ - ممکن است این سوال مطرح شود که اگر انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید آن هم در شرایطی که بسیاری از پارامترهای اساسی در میزان حداقلی در نظر گرفته شده، موجب زیان دهی شرکت‌های نفتی بین المللی است پس انگیزه این شرکتها از انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در سایر کشورها با نرخ های بالای بهره مالکانه و مالیات چیست؟ در پاسخ باید گفت که زیان شرکت خارجی در محاسبات انجام شده باتوجه به این فرض بوده که چنانچه طرح‌های بیع متقابل ایران را به صورت مشارکت در تولید انجام می‌دادیم، این نتایج حاصل می‌گردید و نمی‌توان بطور مطلق گفت تمامی قراردادهای مشارکت در تولید در سطح جهان همگی قراردادهای خوبی بوده و به نفع کشور میزبان بوده‌اند، بلکه باید همه اینها بصورت موردی بررسی شوند.

تجهیزات پیشرفته برای توسعه میادین استفاده کنند زیرا ازدیاد برداشت از میادین و افزایش ضریب بازیافت با منافع تجاری آنها همسوست. اما طی دو دهه اخیر، برای تأمین مالی صنعت نفت ایران از قراردادهای خدماتی بیع متقابل استفاده شده و قراردادهای مشارکت در تولید مورد توجه قرار نگرفته است. عمده انتقادهای وارده به قراردادهای مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران، عدم امکان استفاده از این قراردادها به دلیل شبهه انتقال مالکیت براساس تفسیر مضیق از قانون اساسی بوده است. با این وجود بررسی قراردادهای مشارکت در تولید در پرتو قوانین کشور به‌ویژه قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱، به نظر می رسد منعی برای استفاده از این‌گونه قراردادها وجود ندارد که این مسأله در جای دیگری اثبات شده است.[۱]

اما از لحاظ سهم‌بری اقتصادی، قراردادهای مشارکت در تولید بدین خاطر مردود شمرده که در این‌گونه قراردادها شرکت‌های نفتی سهم خود را برحسب بشکه دریافت نموده و در این صورت درآمد ایشان تابعی از نوسانات نفت خواهد بود و از آنجایی‌که در بلندمدت روند قیمت سیر صعودی دارد، مشارکت در تولید همواره به نفع شرکت‌های پیمانکار است. در پاسخ به این استدلال نشان دادیم که: اولاً مشارکت شرکت نفتی در افزایش قیمت نفت می‌تواند براساس مقیاس متغیر باشد و این مسأله در مدل مالی مورد مطالعه نیز گنجانده شده و نفت سود براساس فاکتور R تنظیم گردید. این فاکتور به مثابه عامل کنترلی بر درآمدهای شرکت خارجی عمل می‌نماید. ثانیاً افزایش جذابیت قراردادها برای شرکت‌های نفتی در شرایط کنونی امری اجتناب ناپذیر است. ثالثاً افزایش قیمت نفت همواره به معنای انتفاع کشور نبوده و با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، پیمانکاران تجدید نظر در این هزینه‌ها براساس قیمت‌های جدید را خواسته‌اند.

در عمل شواهد نشان می‌دهد در روند اجرای پروژه‌های مورد مطالعه انحرافات جدی در ابعاد مختلف وجود داشته که حاکی از ضعف قراردادهای بیع متقابل است. در ادامه هدف پاسخ به این پرسش بود که چنانچه برنامه توسعه میادین مورد مطالعه براساس طراحی اولیه

---

۱ - مراجعه کنید به: منظور و همکاران، ۱۳۹۴.

پیش می‌رفت، چه میزان برای کارفرما هزینه می‌داشت و چنانچه قرارداد فیمابین در هریک از پروژه‌ها مشارکت در تولید، میزان انتفاع پیمانکار چه میزان بود؟ مقایسه میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی براساس ارزش فعلی خالص دریافتی در پروژه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در میادین موصوف نسبت به بیع متقابل برای کشور میزبان (ایران) می‌توانست مطلوب‌تر و کم هزینه‌تر باشد.

٦- منابع

الف) فارسی

امیرمعینی، مهران (۱۳۸۵)، "کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز: الگویی برای ایران"، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، شماره ۸، ص ۹۱-۱۲۹.

ایران‌پور، فرهاد (۱۳۹۳)، *تحلیل حقوقی قراردادهای نفتی*، تهران: رخداد نو.

آیین‌نامه اجرایی بند الف ماده ۱۰۷ قانون مالیات‌های مستقیم (تصویب‌نامه خرداد ۱۳۹۵ هیأت وزیران)، سایت اطلاع‌رسانی دولت، www.dolat.ir

حاتمی، علی و کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳)، *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*، تهران، نیسا.

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

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

درخشان، مسعود (۱۳۹۳)، قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی، *دوفصلنامه مطالعات اقتصاد اسلامی*، دوره ۶، شماره ۱۲، ص ۷-۵۲

دهقانی، تورج (۱۳۹۳)، سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز، تهران: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

رکنی حسینی، سید جلال الدین (۱۳۹۳)، "بررسی تطبیقی نظامهای مالی ¬ مالیاتی حاکم بر قراردادهای خدماتی ایران (بیع متقابل) و قراردادهای خدمات عراق در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد به راهنمایی عبدالحسین شیروی، دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران.

سالاری، مصطفی و دهقانی، تورج (۱۳۹۲)، ارزیابی کارآمدی تأمین مالی به روش قرارداد بیع متقابل در توسعه میادین نفتی، *نشریه مهندسی صنایع*، دوره ۴۷، شماره ۱، ص ۳۹-۵۳.

شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳)، حقوق نفت و گاز، تهران: میزان.

عسکری، محمدمهدی، شیریجیان، محمد و طاهری فرد، علی (۱۳۹۴)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران، *پژوهشنامه اقتصادی*، دوره ۱۵، شماره ۳، ص ۱۱۱-۱۵۸.

قانون اصلاح قانون مالیات های مستقیم ۱۳۶۶ (مصوب مرداد ۱۳۹۴)، سایت اطلاع‌رسانی دولت، www.dolat.ir

کاظمی نجف آبادی، عباس (۱۳۹۳)، آشنایی با قراردادهای نفتی، تهران: موسسه مطالعات و پژوهشهای حقوقی شهر دانش.

کاظمی نجف آبادی، عباس و غفاری، علیرضا و تک‌روستا، علی (۱۳۹۴)، ارزشگذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس‌جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۴، ص ۱۵۳-۱۹۰.

مقدم، محمدرضا و مزرعتی، محمد (۱۳۸۵)، مدل سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارایهٔ مدل بهینه‌سازی قرارداد در ایران، *فصلنامه تحقیقات اقتصادی*، دوره ۴۱، شماره ۵، ص: ۱۵۷-۱۸۲.

منظور، داود و توانپور، مصطفی (۲۰۱۳)، گزارش حضور هیأت ایرانی در بیست و دومین کنگره جهانی انرژی، دایگو کره جنوبی، تهران: وزارت نیرو.

منظور، داود و امانی، مسعود و کهن‌هوش نژاد، روح‌اله (۱۳۹۴)، بررسی جایگاه حقوقی قراردادهای مشارکت در تولید در قوانین نفت کشور، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۴، شماره ۱۵، ص ۱۸۳-۲۱۷.

مومنی وصالیان، هوشنگ، غنیمی فرد، حجت اله و محمودی، محمد (۱۳۸۸)، بررسی مقایسه ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در پروژه های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، فصلنامه علوم اقتصادی، دانشگاه آزاد اسلامی، دوره ۲، شماره ۶، ص ۱۳۵-۱۵۷.

ب) انگلیسی

Bindemann, Kirsten, (1999) Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis, *Oxford Institute for Energy Studies*, October, pp. 1-106.

BP (2014), Statistical Review Of World Energy, June.

Chalabi, F. (1989) OPEC At The Crossroads, Oxford, Pergamon Press.

Duval, C. Le Leuch, H. Pertuzio, A. Lang Weaver, J. Anderson, O. Doak Bishop, R. Bowman, J. (2009), International Petroleum Exploration And Exploitation Agreements: Legal, Economic & Policy Aspects, Barrows Company; Second Edition Edition.

Energy Information Administration. (2014) ƒPetroleum and Other Liquids Data≈. US Energy Information Administration, Washington, USA. Http://Www.Eia.Gov/Dnav/Pet/PET/- RDCRPDN- ADC-MBBLPD-M.Htm.

Feng, Zhuo, Shui-Bo Zhang and Ying Gao (2014), ƒOn Oil Investment And Production: A Comparison Of Production Sharing Contracts And Buyback Contracts≈, *Energy Economics*, Vol. 42, Pp. 395-402.

Ghandi, A. And Linc, C. (2012), ƒDo Iran«s Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production?≈ The Case of Soroosh and Nowrooz, *Energy Policy*, Vol. 41, pp. 181-190.

Hassantash, S.G. (2009), ƒTrend of Crude Oil Prices: Buy-Back Contracts vs. PSCs≈, *OGEL (Oil, Gas & Energy Law Intelligence)*, April, Vol. 7, Issue 1, pp. 1-5.

Http://Www.Eia.Gov/Petroleum/Drilling/Pdf/Dpr-Full.Pdf

Http://Www.Rystadenergy.Com/Database.

Johnston, Daniel, (1994), International Petroleum Fiscal Systems And Production Sharing Contract, Tulsa, Oklahoma, USA: Penn Well Publishing Company.

Kaiser, Mark J. And Pulsipher Allan G. (2004) Fiscal System Analysis: Concessionary and Contractual Systems Used In Offshore Petroleum Arrangements, Center for Energy Studies Louisiana State University.
Kasriel K. And David Wood (2013), Upstream Petroleum Fiscal And Valuation Modeling In Excel: A Worked Examples Approach, John Wiley & Sons Ltd.
Mazeel, M. (2010), Petroleum Fiscal Systems and Contracts, Diplomica Verlag.
Mian,M. A. (2011) Project Economics And Decision Analysis: Deterministic Models, Pennwell Corp.; Second Edition.
Nakhle, C. (2010), Petroleum Fiscal Regimes: Evolution And Challenges, The Taxation Of Petroleum And Minerals: Principles, Problems And Practice, Edited By Philip Daniel, Michael Keen And Charles Mcpherson, Routledge And International Monetary Fund.
Pals, F. (2015) ƒShell Plans to Drill in Alaska‹s Chukchi Sea This Year, 2016: CEO≈ Bloomberg, 19, May 2015.
Tordo, S. (2007), Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues, The World Bank.
Wells, Peter (2009), Iraq‹s Technical Service Contract- A Good Deal For Iraq, Middle East Economic Survey.
Www.Worldenergyoutlook.Org.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی