فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد/ سال چهارم/ شماره ۱/ بهار ۱۳۹۶/ صفحات ۱۱۸-۸۷

مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC): مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی[۱]

حامد صاحب‌هنر
دانشجوی دکتری علوم اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد، ha.sahebhonar@stu.um.ac.ir
محمدرضا لطفعلی‌پور*
استاد اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد، lotfalipour@um.ac.ir
محمود هوشمند
استاد اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد، m-hoshmand@um.ac.ir
مهدی فیضی
استادیار اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد، feizi@um.ac.ir

تاریخ دریافت: ۹۵/۰۴/۲۸ تاریخ پذیرش: ۹۵/۱۰/۰۱

چکیده

در این مقاله برای نخستین بار رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید شبیه‌سازی شده و مورد ارزیابی و مقایسه قرار می‌گیرد. روش به کار رفته در این مقاله مبتنی بر رویکرد سناریو می‌باشد که در آن زمان‌بندی و حجم سرمایه‌گذاری به همراه پروفایل تولید ثابت فرض شده و اثر تغییر مؤلفه‌های مالی قرارداد بر متغیرهای کلیدی همچون نرخ بازدهی داخلی و دریافتی طرفین محاسبه می‌گردد. در این مطالعه از اطلاعات فنی و اقتصادی مربوط به طرح توسعه میدان آزادگان جنوبی جهت شبیه‌سازی مالی استفاده شده است. یکی از مهمترین نتایج این مطالعه، امکان دستیابی به نتایج یکسان مالی و اقتصادی، صرف نظر از نوع قرارداد است. همچنین بر اساس نتایج این مطالعه، قراردادهای IPC از انعطاف‌پذیری و فزایندگی کمتری نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید برخوردار بوده و جذابیت این قراردادها به خصوص در میادین با هزینه سرمایه‌ای بالاتر کمتر است. دلیل این مسئله وجود برخی محدودیت‌های تعیین شده در قراردادهای نفتی ایران (IPC) همچون تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و طولانی‌تر بودن دوره بازگشت سرمایه و عدم ارتباط مستقیم میان دستمزد پیمانکار و درآمد حاصل از میدان می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: رژیم مالی قرارداد، شبیه‌سازی مالی، میدان آزادگان جنوبی، قراردادهای نفتی ایران، قراردادهای مشارکت در تولید.
طبقه‌بندی JEL: C61، L24، Q48.

---

[۱] مستخرج از رساله دکتری آقای حامد صاحب هنر. با سپاس از آقای دکتر علی طاهری‌فرد بابت مشاوره‌های مثمر ثمر ایشان در نگارش مقاله

* نویسنده مسئول مکاتبات

۱- مقدمه

نتایج به دست آمده از اجرای قراردادهای بیع متقابل حاکی از آن است که متأسفانه بنا به دلایل مختلف این نوع قراردادها چندان توانایی جذب سرمایه خارجی در بخش بالادستی نفت و گاز کشور را نداشته‌اند. البته می‌توان گفت دلیل اصلی عدم سرمایه‌گذاری شرکت‌های بزرگ نفتی در بخش بالادستی ایران در سال‌های اخیر وضع تحریم‌های ظالمانه یک‌جانبه و چندجانبه بین‌المللی بوده است. لیکن به نظر می‌رسد در شرایط فعلی رفع تحریم‌های مذکور نیز به تنهایی راهگشا نخواهد بود. چرا که از یکسو میادین باقیمانده ایران از جذابیت چندانی نسبت به میادین عظیم گذشته برخوردار نیست[۱] و از سوی دیگر با توجه به رویدادهای اخیر بازار نفت (افت شدید قیمت نفت و افزایش ریسک قیمت، کاهش وام‌دهی بانک‌ها و سرمایه‌گذاری در حوزه نفت و گاز به دنبال تشدید مقررات سخت‌گیرانه بانکی بعد از بحران مالی ۲۰۰۸ و افزایش به‌کارگیری مقررات زیست‌محیطی و مبارزه با تغییرات آب و هوایی) منابع مالی داخلی و خارجی شرکت‌های نفتی نسبت به گذشته با کاهش چشمگیری روبرو شده است (میشل و همکاران[۲]، ۲۰۱۵).

از این رو می‌توان گفت میزان مشارکت شرکت‌های بین‌المللی بعد از رفع تحریم‌ها به سطح تمایل آنها به سرمایه‌گذاری در ایران بستگی خواهد داشت که این مسئله به نوبه خود به دو عامل کلیدی مرتبط است: شرایط و چارچوب قراردادهای پیشنهادی از سوی ایران و شرایط و چارچوب قراردادی سایر کشورها (استیونز[۳]، ۲۰۱۵: ۶).

بنابراین جذب سرمایه و دانش فنی شرکت‌های بزرگ نفتی، مستلزم توازن بهتر میان ریسک و پاداش نسبت به قراردادهای قبلی است. اهمیت این موضوع تا به آنجا بوده است که مجلس شورای اسلامی صراحتا در ردیف ۳ بند ت ماده ۳ قانون «وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱» به وزارت نفت اجازه می‌دهد تا از طریق قراردادهای مشارکتی نیز و با قید عدم انتقال حق مالکیت نفت موجود در مخزن به طرف دیگر اقدام به جذب و مشارکت سرمایه‌گذاران خارجی بنماید.

---

[۱] مهمترین میادین نفتی توسعه نیافته در حال حاضر در حوزه اروندان قرار دارند (همچون آزادگان، یادآوران، جفیر و یاران شمالی و جنوبی) و در مناطق مرکزی و فلات قاره میادین قابل توجهی جهت جذب سرمایه‌گذاری خارجی وجود ندارد.

[۲] Mitchell et al.

[۳] Stevens

اخیراً الگوی کلی قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC[۱] توسط هیئت دولت تصویب شده است و آماده به کارگیری در میادین هیدروکربوری کشور است. این قرارداد ضمن حفظ ماهیت قراردادهای بیع متقابل تا مدت زمان مشخصی برای شرکت‌های بین‌المللی (IOCs) استحقاق برخورداری از بخشی از عایدات میدان را قائل شده است.

از آنجا که رژیم مالی قرارداد از اهمیت به سزایی برخوردار است و تأثیر قابل توجهی بر منافع ملی کشور دارد، لازم است قبل از اجرایی شدن این نوع از قراردادها رژیم مالی تعریف شده به دقت مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد. ساختار و رژیم مالی قرارداد باید به نوعی ترجمه اقتصادی اهداف و بندهای حقوقی قرارداد باشد و با ایجاد انگیزه اقتصادی، طرف مقابل را به تلاش در خصوص دستیابی به اهداف مذکور ترغیب نماید.

از این‌رو در این مقاله مدل مالی قرادادهای جدید نفتی ایران (IPC) از جنبه مالی و اقتصادی ارزیابی شده و با استفاده از داده‌های مربوط به طرح توسعه میدان آزادگان جنوبی، رژیم مالی این قرارداد شبیه‌سازی شده است. همچنین به منظور ارزیابی میزان مطلوبیت نتایج به دست آمده از اجرای این قراردادها، علاوه بر شبیه سازی مدل مالی این قرارداد، قراردادهای مشارکت در تولید نیز با استفاده از داده‌های یکسان به کار رفته، جداگانه شبیه‌سازی شده و آثار و نتایج مالی اجرای دو قرارداد مقایسه شده است.

در قسمت بعد برخی از مهمترین مطالعات این حوزه مرور شده است. در قسمت سوم رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای نفتی ایران (IPC) مورد بررسی و مقایسه قرار گرفته است. در بخش چهارم شبیه‌سازی مالی هر دو قرارداد به همراه فروض اصلی و نتایج به دست آمده ارائه شده و تحلیل حساسیت نسبت به مؤلفه‌های مالی دو قرارداد صورت گرفته است. در انتها نیز جمع‌بندی و نتیجه‌گیری به دست آمده از مقایسه رژیم مالی دو قرارداد ارائه شده است.

۲- ادبیات موضوع

مطالعات صورت گرفته در خصوص رژیم‌های مالی و آثار آن به دو دسته کلی تقسیم می‌گردند: دسته اول مطالعاتی است که آثار رژیم مالی را بر مسیر بهینه استخراج منابع طبیعی، میزان غیر اقتصادی منابع نفت درجای باقی‌مانده و عمر مخزن بررسی می‌کند.

---

[۱] Iran Petroleum Contract

این مسئله اولین بار توسط گری[۱] (۱۹۱۴) مطرح گردید اما مقاله هاتلینگ [۲] (۱۹۳۱) مرجع مطالعات بعدی در این حوزه قرار گرفت؛ مطالعاتی همچون برنس[۳] (۱۹۷۶)، اولر[۴] (۱۹۷۹)، داسگوپتا و همکاران[۵] (۱۹۸۰)، هیپس[۶] (۱۹۸۵)، هیپس و هلیول[۷] (۱۹۸۵)، گامپونیا و مندلسون[۸] (۱۹۸۵)، یوسل[۹] (۱۹۸۶) و دیکون[۱۰] (۱۹۹۳). این مطالعات کارایی اقتصادی یک ابزار مالی خاص را برای یک شرکت یا یک صنعت مورد بررسی قرار می‌دهند و هیچگاه به طور همزمان تأثیر ابزارها و پارامترهای مختلف قرارداد را بررسی نکرده‌اند.

دسته دوم مربوط به تحقیقات کاربردی است که تمرکز خود را بر تحلیل کمی و کاربردی رژیم‌های مالی نهاده‌اند. کمپ و همکارانش در دهه ۱۹۸۰ محققان پیشرو در این حوزه بوده‌اند که می‌توان به مقالات کمپ و رز[۱۱] (۱۹۸۵) و کمپ[۱۲] (۱۹۸۷) اشاره نمود. این مطالعات به بررسی سیستم‌های مالی قراردادها به طور جامع و با استفاده از داده‌های یک میدان نفتی فرضی پرداخته‌اند. این نوع از ارزیابی‌های مالی میادین فرضی بعدا مبنای مطالعات کمی توسط افرادی همچون ون‌مورز[۱۳] (۱۹۹۷) و جانستون[۱۴] (۲۰۰۱)، ون‌مورز (۲۰۰۹) لیو دانگکون و یان نا[۱۵] (۲۰۱۰)، زو ژائو[۱۶] و همکاران (۲۰۱۲) و لئو ژو[۱۷] و همکاران (۲۰۱۵) قرار گرفته شده است.

---

[۱] Gray
[۲] Hotelling
[۳] Burness
[۴] Uhler
[۵] Dasgupta et al.
[۶] Heaps
[۷] Heaps and Helliwell
[۸] Gamponia and Mendelsohn
[۹] Yucel
[۱۰] Deacon
[۱۱] Kemp and Rose
[۱۲] Kemp
[۱۳] Van Meurs
[۱۴] Johnston
[۱۵] Luo Dongkun and Yan Na
[۱۶] Xu Zhao
[۱۷] Lei Zhu

یکی از رویکردهای کلی در ارزیابی رژیم مالی قراردادهای نفتی ذیل دسته دوم، رویکرد سناریو[۱] است که بر اساس آن حجم سرمایه‌گذاری، زمان‌بندی دوره اکتشاف و توسعه و پروفایل تولید مفروض در نظر گرفته می‌شود و تنها تأثیر پارامترهای قرارداد بر متغیرهای کلیدی مالی همچون نرخ بازدهی، سودآوری و طول دوره بازگشت سرمایه محاسبه می‌گردد. در واقع در این روش بررسی واکنش سرمایه‌گذار به تغییرات رژیم مالی تنها به انجام یا عدم انجام سرمایه‌گذاری و زمان ترک میدان محدود می‌شود و حجم سرمایه‌گذاری و طول دوره توسعه و میزان تولید همانطور که بیان شد از ابتدا ثابت فرض می‌گردد. هرچند روش فوق بیانگر تمام واقعیت‌های موجود در خصوص نحوه واکنش سرمایه‌گذار به رژیم مالی قراردادهای نفتی نمی‌باشد، اما به دلیل سادگی و کاربردی‌تر بودن آن نسبت به روش‌های پیچیده‌تر همچون بهینه‌سازی مسیر تولید و ادعاهای محتمل[۲] استفاده از این روش به خصوص توسط تصمیم‌گیران اجرایی در دنیا رواج بیشتری دارد (اسمیت[۳]، ۲۰۱۲).

بسیاری مطالعات صورت گرفته با این رویکرد، در قالب گزارشات مشاوره صنعتی بوده است. به عنوان مثال جانستون[۴] (۲۰۰۳) و ون مورز[۵] (۱۹۸۸ و ۲۰۱۲) هر کدام رژیم‌های مالی بین‌المللی وسیعی را بر اساس شاخص‌های عملکردی که با رویکرد سناریو محاسبه شده‌اند، مورد ارزیابی قرار داده‌اند. این تحلیل‌گران با ارائه نرم‌افزارها و آموزش کارشناسان صنعتی در سطح جهان، به موفقیت قابل توجهی دست یافته‌اند که حاکی از مقبولیت رویکرد سناریو از طرف صنعت و دولتمردان است.

محققان آکادمیک نیز در توسعه رویکرد سناریو مشارکت داشته‌اند. کمپ[۶] (۱۹۸۷، ۱۹۹۲ و ۱۹۹۴) با به کارگیری این روش، مطالعات وسیعی را در زمینه آثار اختلالی رژیم‌های مالی مختلف در دریای شمال، امریکای شمالی، استرالیا، چین، اندونزی و دیگر مناطق دنیا انجام داد. اسمیت[۷] (۱۹۹۵b و ۱۹۹۷) در مطالعه رژیم‌های مالی روسیه و امریکای

---

۱ Scenario Approach
۲ Contingent claims approach
۳ Smith
۴ Johnston
۵ Van Meurs
۶ Kemp
۷ Smith

لاتین از رویکرد سناریوای بهره برده است. توردو[۱] (۲۰۰۷) نیز برای بررسی آثار متغیرهای مختلف یک قرارداد مشارکت در تولید فزاینده بر سرمایه‌گذاری از رویکرد سناریو استفاده کرده است. باکون و کوجیما[۲] (۲۰۰۸) نیز از این رویکرد برای نشان دادن تضاد میان نوسان درآمد و درآمد دولت در رژیم‌های مالی کاهنده و فزاینده استفاده کرده‌اند. دانیل و همکاران[۳] (۲۰۱۰) نیز از رویکرد سناریو برای محاسبه نماگرهای عملکرد مالی برای ۱۶ کشور تولید کننده نفت بهره جسته است. هوگان و گولدزورسی[۴] (۲۰۱۰) یک تحلیل مشابه برای سه پروژه معدنی فرضی بر اساس ۴ نوع کلی از رژیم مالی ارائه نموده است. همچنین رویکرد سناریو برای تحلیل رژیم‌های مالی از قلمرو نفت و معدن فراتر رفته است: اماندسن و همکاران[۵] (۱۹۹۲) از این رویکرد برای مقایسه توانمندی رژیم‌های مالی در جذب رانت‌های اقتصادی از نیروگاه‌های برق‌آبی نروژ استفاده نموده‌اند.

بر اساس رویکرد مذکور، در این مقاله در ابتدا رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای نفتی ایران (IPC) شبیه‌سازی شده و در گام بعدی شاخص‌های ارزیابی اقتصادی برای هر یک از آنها محاسبه و مورد مقایسه قرار گرفته است. در نهایت نیز تحلیل حساسیت هر دو رژیم در سناریوهای مختلف نسبت به پارامترهای مالی قرارداد ارائه گردیده است.

۳- مقایسه رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)

رژیم مالی قرارداد، به عنوان یک چارچوب مدیریت، تنظیم و تقسیم درآمدهای نفتی میان دولت و شرکت‌های بین المللی نفتی (IOCs) نقش بسیار اساسی داشته و برای طرفین قرارداد از اهمیت به سزایی برخوردار است (ایسهونوا و ازوالور[۶]، ۲۰۱۱). رژیم مالی نحوه توزیع درآمد میان طرف‌های قرارداد را بر اساس مؤلفه‌های مختلف مشخص می‌کند. در

---

[۱] Tordo
[۲] Bacon and Kojima
[۳] Daniel and others
[۴] Goldsworthy
[۵] Amundsen and others
[۶] Isehunwa and Uzoalor

این قسمت ساختار کلی رژیم مالی دو قرارداد مشارکت در تولید و قراردادهای نفتی ایران (IPC) معرفی می‌گردد.

۳-۱- قراردادهای مشارکت در تولید

قراردادها و شیوه‌های تأمین مالی که دولت‌های میزبان در زمینه نفت و گاز در بخش بالادستی به کار می‌گیرند، عمدتا به دو دسته کلی سیستم‌های امتیازی و سیستم‌های قراردادی تقسیم می‌شوند. سیستم‌های امتیازی به دو دسته سیستم‌های سنتی و مدرن تقسیم شده و سیستم‌های قراردادی نیز به نوبه خود به دو دسته قراردادهای مشارکت در تولید و قرادادهای خدمت تقسیم می‌گردد.

از دهه ۱۹۶۰ میلادی به تدریج قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهای تولیدکننده نفت رواج پیدا کرد. دلایل متعددی را می‌توان برای پذیرش مذاکرات مجدد از سوی شرکت‌های بین المللی در دهه ۱۹۶۰ برای تغییر نوع رژیم‌های مالی از امتیازی به قراردادی بر شمرد. اولاً شرکت‌های بین‌المللی می‌دانستند که قراردادهای موجود بسیار غیر منطقی است و به هیچ‌وجه منافع دولت‌های صاحب ذخایر لحاظ نشده است. از این رو در صورت عدم موافقت با مذاکرات مجدد با کشورهای میزبان موجب خواهد شد ملی‌سازی در این کشورها صورت گرفته و همه اموال این شرکت‌ها توسط دولت‌ها مصادره شود. ثانیاً امتیازات بسیار سودآور بود و تغییر برخی از ترتیبات مالی نمی‌توانست تأثیر چندانی بر سودآوری تولید از میادین فوق عظیم در آن دوره داشته باشد. ثالثاً شرکت‌های نفتی بصورت عمودی ادغام شده بودند و کلیه زنجیره تولید تا توزیع نفت را در اختیار داشتند در چنین شرایطی دسترسی به ذخایر عظیم نفتی مهم‌تر از کاهش سودآوری است. در حال حاضر کشورهای اندونزی، مالزی، هند، مصر، سوریه، یمن و بسیاری کشورهای دیگر از این نوع قراردادها بهره می‌گیرند.

۳-۱-۱- مؤلفه‌های اصلی قراردادهای مشارکت در تولید

قراردادهای مشارکت در تولید دارای ۴ لایه جهت استحقاق شرکت نفتی در بازیافت هزینه‌ها و دستیابی به سود است. در لایه اول بهره مالکانه به صورت نسبتی از درآمد ناخالص کسر شده و به دولت تعلق می‌گیرد که می‌توان آن را به صورت $R = \alpha PQ$ نشان داد. در لایه دوم هزینه‌های قابل بازیافت تحت عنوان نفت هزینه بازپرداخت شده و از درآمدهای نفتی کسر می‌گردد. قبل از بازیافت هزینه های سرمایه‌ای معمولا هزینه‌های بهره‌برداری (opex) کسر می‌شود. پس از کسر بهره مالکانه و هزینه های بهره‌برداری،

هزینه‌های سرمایه‌ای (capex) کسر می‌شود. بیشتر قراردادهای مشارکت در تولید حد معینی برای نفت هزینه نسبت به درآمدهای نفتی در بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر می‌گیرند که آن را با σنشان می‌دهیم. در صورت عبور هزینه‌های سرمایه‌ای از حد تعیین شده در هر دوره، بازپرداخت میزان اضافی به دوره بعد موکول می‌گردد. لذا درآمدی که شرکتهای نفتی می‌توانند از جانب بازیافت هزینه‌های سرمایه‌ای کسب کنند برابر است با $C = \sigma(1-\alpha)PQ$.

در لایه سوم، نفت فایده، که برابر است با مانده درآمد ناخالص پس از کسر بهره مالکانه و نفت هزینه، بین دولت میزبان و شرکت نفتی با یک نرخ مورد توافق تقسیم می‌شود. با فرض وجود مشارکت شرکت داخلی دولتی، نرخ تسهیم نفت فایده میان دولت، شرکت داخلی و شرکت نفتی (خارجی) به ترتیب γ، sp و $1-\gamma-sp$ خواهد بود. لذا درآمدی که شرکت نفتی می‌تواند از این محل کسب نماید برابر است با:

$$\mathrm{PO} = \delta(1-\sigma)(1-\alpha)\mathrm{PQ} \qquad (۱)$$

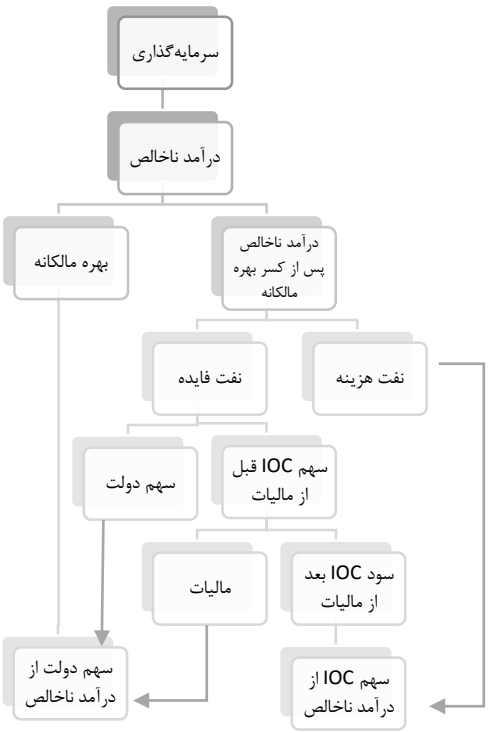
به گونه‌ای که $\delta = 1-\gamma-\mathrm{sp}$.

در نهایت دولت میزبان از درآمد شرکت نفتی مالیات بر درآمد با نرخ t اخذ می‌نماید. لذا میزان مالیات دریافت شده توسط دولت برابر خواهد با $\mathrm{Tax} = \mathrm{t}\delta(1-\sigma)(1-\alpha)\mathrm{PQ}$. چهار مؤلفه فوق (بهره مالکانه، نفت هزینه، نفت فایده و مالیات)، ویژگی‌های اصلی یک قرارداد مشارکت در تولید را مشخص می‌نماید. لذا درآمد خالصی که شرکت نفتی در مرحله تولید در قراردادهای مشارکت در تولید دریافت می‌نماید برابر است با:

$$\mathrm{Y}_{\mathrm{PSC}}^{\mathrm{IOC}} = \mathrm{C} + \mathrm{PO} - \mathrm{Tax} - \mathrm{OM} = (1-\alpha)[\sigma + \delta(1-\sigma)(1-\mathrm{t})]\mathrm{PQ} \qquad (۲)$$

برای سادگی می‌توان عبارت $(1-\alpha)[\sigma+\delta(1-\sigma)(1-\mathrm{t})]$ را معادل τدر نظر گرفت و عبارت فوق را به صورت $\mathrm{Y}_{\mathrm{PSC}}^{\mathrm{IOC}} = \tau\mathrm{PQ}$ بازنویسی کرد.

در نمودار زیر ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید نشان داده شده است.



نمودار (۱): تخصیص درآمد در قراردادهای مشارکت در تولید

منبع: توردو، ۲۰۰۷

۳-۲- قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)

به طور مشخص ساختار کلی مدل قراردادهای جدید نفتی (IPC) از نوع خدماتی با ریسک است. در این قراردادها امکان حضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری نیز فراهم شده است. همچنین به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به عنوان شریک فنی درکنار پیمانکار خارجی قرار می‌گیرد. مهمترین وجوه تمایز این قراردادها نسبت به قراردادهای بیع متقابل، بلندمدت بودن طول دوره قرارداد و حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری است. همچنین بر خلاف گذشته پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان شناور است و نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت‌خام، عامل R، سطح تولید و نوع میدان تعدیل می‌شود[۱]. البته همانند

[۱] البته به نظر می‌رسد برخی کاستی‌ها در زمینه نحوه تعدیل نرخ حق‌الزحمه وجود دارد. به عنوان مثال از آنجا که نرخ پایه حق‌الزحمه توسط پیمانکار در مناقصه پیشنهاد می‌گردد، ایجاد ارتباط میان نرخ پایه با نوع میدان و میزان ریسک آن چندان معنادار نیست و پیشنهاد می‌گردد جهت افزایش انگیزه پیمانکار در توسعه میادین با ریسک بالا

قرارداد بیع متقابل پرداخت کلیه مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد. هر چند طبق ماده ۶-۳ مصوبه هیأت دولت در این زمینه، مقرر شده است در صورت عدم کفایت عواید میدان جهت بازپرداخت مطالبات پیمانکار در سال‌های انتهایی قرارداد، دوره بازپرداخت تمدید گردد و به نوعی بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار تضیمن شده است. جزئیات هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار در ادامه تشریح شده است.

۳-۲-۱- هزینه‌های نفتی

هزینه‌های مربوط به عملیات نفتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی بر قرارداد نفتی ایران صورت می‌گیرد به چهار دسته ذیل تقسیم‌بندی می‌شود؛

۱- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم[۱] **(DCC)**: هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که بر اساس برنامه فعالیت‌های عملیات اکتشاف (EOP[۲])، برنامه عملیات توصیف (AOP[۳]) و برنامه توسعه و تولید (DPP[۴]) و تمام برنامه‌های کاری و بودجه‌ها که برای دستیابی به اهداف قرارداد ضروری‌اند توسط پیمانکار انجام و پرداخت می‌شود. برنامه و بودجه سالیانه که باید توسط JDC[۵] و شرکت ملی نفت تأیید گردد معیار تأیید و بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم خواهد بود. در واقع این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم بر خلاف قراردادهای بیع متقابل از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هرساله طبق رفتار مخزن و شرایط بازار (نهاده‌ها) تعیین می‌گردد.

۲- هزینه‌های غیرمستقیم[۶] **(IDC)**: هزینه‌های غیرمستقیم شامل کلیه هزینه‌هایی هستند که بوسیله پیمانکاردر ارتباط با انجام عملیات نفتی به نهادها و ارگان‌های دولتی پرداخت شده‌اند همچون انواع مالیات، عوارض گمرکی، حق بیمه تأمین اجتماعی و ...؛

یا میادین مستقل، به جای تعدیل نرخ پایه (که توسط پیمانکار در مناقصه مد نظر قرار می‌گیرد) ترتیبات مربوط به عامل R در این میادین به نفع پیمانکار تعدیل گردد. نکته دیگر آن است که در جدول مربوط به عامل R دسته بندی صورت گرفته بین ۱ تا ۴ است که بسیار عجیب و غیر کارشناسی به نظر می‌رسد. به این معنا که معمولا هیچگاه در قرارداد نسبت دریافتی انباشتی پیمانکار به هزینه انباشتی از ۲ فراتر نمی‌رود. متأسفانه این مسئله در متن کامل قرارداد نیز مورد غفلت واقع شده است.

[۱] Direct Capital Cost (DCC)

[۲] Exploration Operation Plan

[۳] Appraising Operation Plan

[۴] Development and Production Plan

[۵] Joint Development Committee

[۶] Indirect Capital Cost (IDC)

این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق ساز و کار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهند شد، صرفاً شامل «هزینه‌های قانونی ایران» می‌باشند.

۳- هزینه‌های پول[۱] (COM): یکی دیگر از ردیف‌های هزینه‌ای قابل بازیافت در قرارداد جدید نفتی ایران، «هزینه پول» یا هزینه‌های تأمین منابع مالی برای پروژه است. در قرارداد بیع متقابل نیز این ردیف هزینه‌ای تحت عنوان «هزینه‌های بانکی» و بمنظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش‌بینی شده است؛ برخلاف قراردادهای بیع متقابل که به تمام هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیر مستقیم انجام شده توسط پیمانکار بهره تعلق می‌گرفت، در این قرارداد تنها به هزینه‌های غیر مستقیم و تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر بهره تعلق می‌گیرد.

۴- هزینه‌های عملیاتی (Opex): شامل تمام هزینه‌ها و مخارجی است که توسط پیمانکار به منظور اجرای برنامه‌های توسعه و تولید و برنامه کاری و بودجه سالیانه مصوب انجام می‌گیرد، به جز هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، غیر مستقیم و هزینه‌های بانکی.

۳-۲-۲- دستمزد

برخلاف قراردادهای بیع متقابل که دستمزد پیمانکار از ابتدا به صورت مقداری ثابت[۲] تعیین می‌گردید، در قراردادهای IPC پرداخت حق‌الزحمه (پاداش) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌گردد.

نرخ پایه پاداش بر اساس فاکتورهایی همچون نوع میدان، عامل R و قیمت نفت تعدیل می‌گردد. عامل R به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\mathrm{RI} = \frac{\mathrm{TCP}}{\mathrm{TCC}} \qquad (۳)$$

به‌گونه‌ای که:

TCP: کل دریافتی انباشتی بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی

TCC: کل هزینه‌های انباشتی صورت گرفته توسط بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی.

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

---

[۱] Cost of Money (COM)

[۲] معمولا حدود نیمی از هزینه سرمایه‌ای به عنوان دستمزد تعیین می‌گردید.

۳-۲-۳- بازپرداخت مطالبات پیمانکار

درخصوص نحوه بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش‌بینی شده است که این مطالبات از محل عایدات میدان و در قالب «نفت هزینه[۱]» مستهلک خواهند شد. منظور از نفت هزینه عبارت است از: «بخشی از تولیدات تخصیص یافته بمنظور بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های تعهد و پرداخت شده اکتشاف، توسعه، تولید، هزینه‌های پول و حق‌الزحمه توسعه و بهره‌برداری (از میدان) بوسیله متصدی اکتشاف، توسعه و تولید میدان، برحسب مورد است.» شایان ذکر است که میزان نفت هزینه از ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان تجاوز نخواهد کرد و حداکثر معادل ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان خواهد بود.

بدین ترتیب هزینه‌های سرمایه‌ای که تا هنگام شروع تولید اولیه (یا نهایی از میدان در مورد میادین در حال تولید[۲]) صورت گرفته حداکثر ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان انجام هزینه باید پرداخت شود، لیکن آغاز بازپرداخت این هزینه‌ها بعد از شروع تولید اولیه و از محل تولیدات میدان خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ایی که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده است؛ نیز ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه کرد تسویه می‌گردند[۳].

بنابراین به طور مشخص می‌توان عایدی دولت و پیمانکار در کل پروژه (به صورت جاری و تنزیل نشده) را به صورت زیر در نظر گرفت:

$$\sum Y_t^{HG} = \sum \Big\{ P_t Q_t - \Big[(1-sp)\phi_t (P_t . Q_t . RI_{t-1} . A) + \frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t - CF_t \Big] \Big\} \quad (۴)$$

$$\sum Y_t^{FOC} = \sum \{ (1-sp)\phi_t (P_t . Q_t . RI_{t-1} . A) - CF_t \} \quad (۵)$$

---

[۱] Cost Petroleum

[۲] Brown fields

[۳] شایان ذکر است، برای مخارج سرمایه‌ای مستقیمی که در سال‌های پایانی قرارداد توسط شرکت خارجی انجام پذیرد، در صورتی که نفت هزینه به اندازه کافی نباشد که بتواند بازیافت این هزینه‌ها را پوشش دهد، شرکت ملی نفت ایران متعهد خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه انجام شده را در فرایند قابل قبول طرفین مسترد نماید. بنابراین می‌توان گفت عملا سقفی برای انجام هزینه سرمایه‌ای مستقیم وجود ندارد.

با توجه به اینکه سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار در هردوره نباید از میزان مشخصی (φPQ_t) فراتر رود، کل پرداختی به پیمانکار در هر دوره به صورت زیر خواهد بود:

$$TP_t = ((1-sp)\phi_t(\cdot) + (DCC_t - DCC_\tau)/\tau + IDC_t + COM_t) - CF_t \quad (۶)$$
$$\leq \varphi P_t Q_t$$

در واقع در صورتی که مطالبات پیمانکار از میزان مذکور (۵۰ درصد درآمد میدان) فراتر رود تنها حداکثر مذکور پرداخت شده و مابقی به عنوان بدهی به دوره بعد منتقل می‌گردد که با (CF_t) نشان داده می‌شود. متغیرهای به کار رفته به شرح جدول زیر است.

جدول (۱): پارمترها و متغیرهای مدل قرارداد

متغیر	شرح	متغیر	شرح
Y_t^{HG}	عایدی دولت در سال t	Y_t^{FOC}	عایدی شرکت خارجی (بهره‌بردار) در سال t
P_t	متوسط قیمت در سال t	IDC	هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم
Q_t	تولید در سال t	COM_t	هزینه بانکی که به مطالبات دوره قبل تعلق می‌گیرد
ϕ_t	میزان دستمزد بهره‌بردار در سال t که تابعی از نرخ دستمزد و میزان تولید است. $\phi_t = \varphi_t Q_t$	CF_T	میزان مطالبات انباشتی بهره‌بردار که به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده به دوره بعد منتقل می‌گردد. (Carry forward)
φ_t	نرخ دستمزد در هر بشکه (فی پر برل) که تابعی از قیمت، تولید، عامل R و نوع میدان است	sp	سهم شرکت داخلی از پاداش پروژه[1]
RI_t	عامل R که برابر است با مجموع عایدی انباشتی پیمانکار از ابتدا تاکنون نسبت به مجموع هزینه‌های پرداخت شده توسط بهره‌بردار در دوره مشابه	τ	طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که بین ۵-۷ سال عنوان شده است
A	نوع میدان (میزان ریسک، منطقه عملیاتی، مستقل یا مشترک بودن)	φ	سقف بازپرداخت از محل تولید میدان (٪۵۰)
DCC	هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که تابعی از تولید، ذخیره باقی‌مانده و بازیافت ثانویه است.		

منبع: مفروضات تحقیق

[1] از آنجا که هنوز نحوه مشارکت شرکت داخلی در قراردادهای IPC مبهم است می‌توان دو سناریو در این زمینه در نظر گرفت. در سناریو اول فرض بر آن خواهد بود که مشارکت مذکور تأثیری بر ترتیبات مالی قرارداد نداشته و تنها از نوع عملیاتی باشد. در سناریو دوم فرض بر آن خواهد بود که مشارکت از نوع UJV (Joint Unincorporated Venture) است که در صنعت نفت متداول بوده و در اینجا با فرم free participation می‌باشد. به گونه‌ای که شرکت داخلی در پرداخت هزینه‌ها هیچ مشارکتی نداشته و فقط در پاداش شریک است. نوع دیگر مشارکت، مشارکت به صورت سهامدار بودن در شرکت بهره‌بردار است که بیشتر در صنعت معدن کاربرد دارد.

۴- مدل شبیه سازی مالی قرارداد

بدون شبیه‌سازی مالی قرارداد، بررسی آثار و تبعات سناریوهای مختلف برای طرفین قرارداد میسر نخواهد بود. در شبیه‌سازی مالی تمام فازهای پروژه اعم از اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید مد نظر قرار گرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه شده در رژیم مالی قرارداد، جریان نقدی طرفین به صورت سالیانه محاسبه می‌گردد. در این مطالعه به منظور شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد از نرم افزار اکسل و زبان برنامه نویسی ویژوال بیسیک (VBA) استفاده شده است. یکی از مهمترین ویژگی‌های این نرم‌افزار شفافیت در محاسبات و نبود هیچ گونه جعبه سیاه در آن است که بررسی صحت نتایج را آسان می‌نماید[۱].

لازم به توضیح است اطلاعات فنی مربوط به فاز دوم توسعه میدان آزادگان جنوبی به عنوان مطالعه موردی در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. میدان آزادگان، بزرگترین میدان نفتی ایران و پس از میدان غوار (عربستان سعودی) و میدان بورقان (کویت)، سومین میدان بزرگ نفتی جهان محسوب می‌شود. اکتشاف میدان آزادگان به سال ۱۳۷۶ باز می‌گردد و در محدوده‌ای به وسعت ۲۰ در ۷۵ کیلومتر، در ۱۰۰ کیلومتری غرب اهواز و در منطقه دشت آزادگان واقع شده‌است. جزئیات فنی این میدان به همراه میزان افزایش تخمین تولید در فاز ۲ توسعه در جدول زیر نمایش داده شده است.

جدول (۲): اطلاعات فنی میدان دارخوین

نام میدان	عمر میدان (تا ۲۰۱۵)	تعداد چاه (فعلی)	نفت درجاه*	تولید فعلی*	تولید پس از اجرای فاز اول	افزایش تولید در قالب قرارداد IPC*	تولید پس از فاز ۲*	نام لایه	API نفت
آزادگان جنوبی	۸	۶ چاه اکتشافی ۲۱ چاه تولیدی	۲۵۶۴۲	۵۰	۳۲۰	۲۸۰	۶۰۰	سروک	۲۰
								کژدمی	۳۰
								قدیان	۳۲
								فهلیان	۳۵

*هزار بشکه در روز

منبع: اطلاعات ارائه شده توسط شرکت ملی نفت در خصوص پروژه‌های قابل واگذاری در قراردادهای IPC

[۱] امروزه در بسیاری از مطالعات آکادمیک و حتی صنعتی از نرم‌افزار اکسل جهت ارزیابی مالی و اقتصادی پروژه‌ها استفاده می‌شود و نرم‌افزارهایی همچون کامفار به دلیل عدم شفافیت و انعطاف‌پذیری لازم متداول نیستند.

۴-۱- فروض اصلی

تقریبا تمامی‌موارد لازم در ساختار مدل به صورت ورودی و قابل تغییر است. مواردی همچون طول دوره قرارداد، زمان‌بندی فاز اکتشاف، توسعه و تولید، رشد قیمت نفت در هر دوره، پروفایل تولید، نرخ تخلیه طبیعی، طول دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای از جمله این موارد است. مدل با در نظر گرفتن خصوصیات فنی فاز سوم میدان دارخوین اجرا شده است. مهمترین فروض به کار رفته در مدل به شرح زیر است.

۴-۱-۱- فروض مشترک

فروض مشترک در سناریو مرجع در رابطه با زمان‌بندی، هزینه، تولید و قیمت به شرح ذیل است. مقادیر مربوط به سناریوهای بدبینانه و خوش‌بینانه نیز در پیوست آمده است.

- **زمان‌بندی، هزینه و تولید:** این فروض در جدول ۳ ارائه شده است.

جدول (۳): فروض مشترک در سناریو مرجع

معیار	واحد	مقدار	معیار	واحد	مقدار
طول دوره قرارداد	سال	۲۰	هزینه نهایی افزایش ظرفیت	هزار دلار بر بشکه در روز	۲۷/۵
طول دوره توسعه	سال	۳	هزینه عملیاتی	دلار بر بشکه	۶
تولید پایه	هزار بشکه در روز	۳۲۰	هزینه تعمیر و نگهداری	میلیون دلار در سال	۴۰
افزایش تولید	هزار بشکه در روز	۱۸۰	هزینه‌های غیر مستقیم	درصد از هزینه‌های سرمایه‌ای	٪۲۵
Ramp-up	درصد	٪۲۰	نرخ بهره (هزینه بانکی)	درصد	٪۶
طول دوره پلتو	سال	۴	تولید انباشتی	میلیون بشکه	۶۷۴/۴
نرخ تخلیه	درصد	٪۴			

منبع: مفروضات تحقیق

- **قیمت**

نفت تولیدی از میدان آزادگان جنوبی، با نسبت ٪۲۵ و ٪۷۵ به ترتیب سبک و سنگین در نظر گرفته شده است. قیمت نفت خام سبک و سنگین صادراتی ایران به مقصد آسیا در مارس ۲۰۱۶، طبق فرمول‌های زیر بر اساس میانگین قیمت نفت خام عمان و دبی (نفت مرجع) تعیین می‌گردد.

$$P_{Heavy} = P_{Bench} - 1.5 \quad (۷)$$

$$P_{Light} = P_{Bench} + 0.5 \quad (۸)$$

میانگین قیمت نفت دبی و عمان در ۳۶ سال گذشته حدود ۹۳ درصد قیمت نفت برنت بوده است. با در نظر گرفتن قیمت ۴۵ دلار برای نفت مرجع در مارس ۲۰۱۶ می‌توان قیمت هر بشکه نفت تولیدی از میدان آزادگان جنوبی را به صورت زیر در نظر گرفت:

$$P = 0.75 * (0.97 * P_{Bench}) + 0.25 * (1.01 * P_{Bench}) \quad (۹)$$

$$\Rightarrow P = 0.9114 * P_Brent \quad (۱۰)$$

قیمت نفت برنت نیز بر اساس آخرین پیش‌بینی موجود از اداره اطلاعات انرژی امریکا (پیش‌بینی[۱] ۲۰۱۵) در نظر گرفته شده و قیمت نفت تولیدی از میدان آزادگان جنوبی نیز طبق فرمول فوق محاسبه شده است. در سناریو مرجع این مقاله، از میان سه پیش‌یبنی ارائه شده توسط اداره اطلاعات انرژی امریکا (سناریوهای پایین، مرجع و بالای قیمت) سناریوی قیمت پایین مد نظر قرار گرفته شده است. چرا که با واقعیت فعلی سازگاری بیشتری دارد. البته در تحلیل حساسیت قیمت، سایر سناریوها نیز بررسی شده‌اند.

۴-۱-۲- پارامترهای رژیم مالی IPC

پارامترهای به کار رفته در رژیم مالی IPC به شرح جدول ذیل می‌باشد.

جدول (۴): پارمترهای رژیم مالی IPC

شرح		مقدار	
دستمزد پایه (فی در بشکه)		۱۱	
حد بازیافت هزینه		٪۵۰	
دوره تقسیط سرمایه		۴	
نرخ هزینه بانکی		٪۶	
تعدیل دستمزد بر اساس قیمت نفت		قیمت	تعدیل دستمزد
	بازه ۱	۴۰	٪۱۱۰
	بازه ۲	۶۰	٪۱۲۰
	بازه ۳	۸۰	٪۱۴۰
	بازه ۴	۸۰<	٪۱۵۰
تعدیل دستمزد بر اساس عامل R		R-Factor	تعدیل دستمزد
	بازه ۱	۰,۲۵	٪۱۰۰
	بازه ۲	۰,۵	٪۸۵
	بازه ۳	۱	٪۷۵
	بازه ۴	۱<	٪۶۰

منبع: مفروضات تحقیق

[۱] EIA Annual Energy Outlook 2015

۴-۱-۳- پارامترهای رژیم مالی PSC

پارامترهای مربوط به رژیم مالی مشارکت در تولید نیز در مدل مورد بررسی به شرح جدول ذیل تعیین شده است.

جدول (۵): پارامترهای رژیم مالی مشارکت در تولید

شرح			مقدار
نرخ بهره مالکانه			٪۱۵
حد بازیافت هزینه (پس از کسر نرخ بهره مالکانه)			٪۵۰
مالیات بر درآمد:			
نرخ مالیات بر درآمد شرکت			٪۲۸
دوره استهلاک سرمایه (سال)			۵
سهم دولت از نفت فایده (در اسلاید اول عامل R)			٪۵۰
نحوه تعدیل سهم دولت بر اساس عامل R		R-Factor	تغییر سهم دولت
	بازه ۱	۰/۵	٪۱۰۰
	بازه ۲	۱	٪۱۲۰
	بازه ۳	۱/۵	٪۱۴۰
	بازه ۴	۱/۵<	٪۱۷۰

منبع: مفروضات تحقیق

۴-۲- نتایج

قبل از بیان نتایج به دست آمده ذکر این نکته ضروری است که در حالت اولیه پارامترهای دو قرارداد به گونه‌ای تنظیم شده که مؤلفه‌های اصلی (نرخ بازده داخلی و دریافتی) شرکت خارجی در هر دو قرارداد یکسان شود. لذا یکی از نتایج مهم به دست آمده از مدل این است که صرف نظر از نوع قرارداد، می‌توان پارامترهای قرارداد را به نحوی تنظیم نمود که نتایج یکسانی حاصل شده و سودآوری و دریافتی شرکت خارجی از حد مشخصی فراتر نرود. برای مثال در مدل مورد بررسی، در صورت ثابت‌بودن تمام عوامل و با مبنا قراردادن رژیم مالی IPC، می‌توان در رژیم مالی مشارکت در تولید، تنها با تغییر سهم دولت از نفت فایده و نرخ مالیات، به بیش از ۱۰ ترکیب مختلف از این دو پارامتر دست یافت که نتایج یکسانی را در رژیم مالی مشارکت در تولید با رژیم مالی IPC ایجاد می‌نمایند. از این رو به منظور مقایسه صحیح دو رژیم مالی در قسمت تحلیل حساسیت، یکی از ترکیب‌های مذکور (۵۰٪ سهم نفت فایده و ۲۸٪ نرخ مالیات) در رژیم مالی مشارکت در تولید لحاظ شده تا در حالت اولیه دو رژیم مالی مورد بررسی از نتایج برابری برخوردار باشند.

۴-۲-۱- شاخص‌های اقتصادی ارزیابی رژیم مالی

مهمترین شاخص‌های اقتصادی جهت ارزیابی رژیم‌های مالی در مطالعات موجود در جدول زیر بیان شده است که در این مقاله نیز سعی شده است موارد قابل استفاده در هر دو رژیم مالی مورد بررسی، محاسبه و نتایج آن ارائه گردد.

جدول (۶): شاخصهای ارزیابی اقتصادی قراردادهای نفتی

مطالعه	شاخص‌های ارزیابی
بانک جهانی (توردو، ۲۰۰۷)	ارزش فعلی خالص (NPV)، نرخ بازده داخلی (IRR)، نرخ سودآوری (PR)، اهرم عملیاتی (Operating Leverage)، دریافتی دولت و شاخص صرفه‌جویی
صندوق بین‌المللی پول (IMF, 2012)	ارزش فعلی خالص (NPV)، نرخ بازده داخلی (IRR)، نرخ مؤثر مالیات، ضریب تغییرات و شاخص سودآوری
دیوید جانستون[۱] (۲۰۰۳)	دریافتی دولت، نرخ بهره‌مالکانه مؤثر، مشارکت دولت، شاخص صرفه‌جویی، فزاینده/کاهنده بودن سیستم و ریسک اکتشاف
دانیل جانستون[۲] (۲۰۰۳)	نرخ بهره‌مالکانه مؤثر، شاخص صرفه‌جویی، شاخص حق مالکیت، حد بازیافت هزینه و فزاینده/کاهنده بودن سیستم

شاخص‌های اقتصادی استفاده شده در این مقاله در جدول زیر محاسبه شده است نیز نشان می‌دهد دو رژیم مالی در سناریوهای مختلف از نتایج مشابهی برخوردار هستند.

جدول (۷): شاخصهای اقتصادی دو رژیم مالی IPC و PSC در سناریوهای مختلف

شاخص‌های اقتصادی	سناریو مرجع		سناریو بدبینانه		سناریو خوش بینانه	
	IPC	PSC	IPC	PSC	IPC	PSC
IOC's NPV (@10%)	۳۲۷/۳	۲۸۶	-۶۷۰	-۴۱۰	۲۰۸۴	۱۸۷۳/۹
Break Even Price[۳]	۵۲/۲	۵۲/۹	۴۶/۶	۶۳/۹	۳۳/۵	۳۴/۳
IRR	٪۱۱	٪۱۱	٪۷	٪۸	٪۱۷	٪۱۷
PR[۴]	۱/۱	۱/۱	۰/۸	۰/۹	۱/۴	۱/۴
NPV/BOE[۵]	۰/۵۴	۰/۴۷	-۱/۳۲	-۰/۸۱	۱/۵۳	۱/۳۷
Govt. Take	٪۹۶	٪۹۶	٪۱۱۴	٪۱۰۸	٪۹۰	٪۹۱
Operating leverage[۶]	٪۴۵	٪۴۵	٪۵۷	٪۵۷	٪۲۸	٪۲۸

منبع: محاسبات تحقیق

---

[۱] David Johnston

[۲] Daniel Johnston

[۳] قیمت سر به سر، قیمتی است که در آن ارزش فعلی سود خالص پیمانکار مثبت می‌گردد.

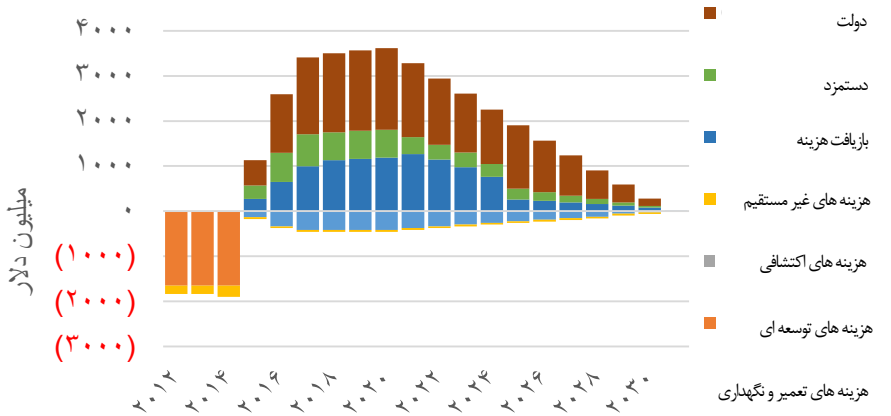
[۴] نرخ سودآوری (Profitability Rate) برابر است با نسبت مجموع ارزش فعلی خالص پروژه و هزینه سرمایه‌ای پروژه به ارزش فعلی خالص هزینه سرمایه‌ای پروژه. این شاخص سود هر یک دلار سرمایه‌گذاری صورت گرفته شده را اندازه‌گیری نموده و جهت مقایسه پروژه‌های مختلف توسط شرکت‌های نفتی استفاده می‌شود (توردو، ۲۰۰۷: ۱۹).

[۵] شاخص ارزش خالص فعلی پروژه در هر بشکه معادل نفت، بیانگر میزان سودی است که پیمانکار در هر بشکه نفت تولیدی از میدان دریافت خواهد نمود که برای مقایسه پروژه‌های مختلف توسط شرکت‌های نفتی به کار می‌رود

[۶] اهرم عملیاتی برابر است با نسبت ارزش فعلی کل هزینه‌های پروژه به ارزش فعلی کل درآمدهای آن که هرچه این میزان بالاتر باشد، ریسک کاهش سودآوری پروژه در قیمت‌های پایین بالاتر است.

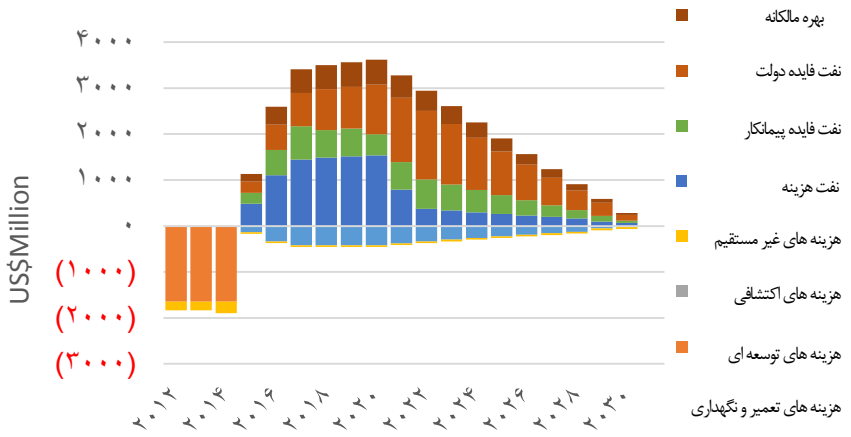
۴-۲-۲- تقسیم درآمد و هزینه میان طرفین

در نمودارهای زیر نحوه توزیع درآمد و هزینه میان طرفین قرارداد در هر دو رژیم مالی IPC و مشارکت در تولید (PSC) نمایش داده شده است. همانطور که مشاهده می‌گردد، بازپرداخت هزینه‌های صورت گرفته توسط پیمانکار در رژیم مالی IPC در سال‌های اولیه تولید نسبت به قرارداد مشارکت در تولید، کمتر است که دلیل آن طبق مفروضات فوق‌الذکر، تقسیط هزینه‌های سرمایه‌ای دوره توسعه برای ۵ سال می‌باشد.



نمودار (۲): تقسیم هزینه و درآمد در رژیم مالی IPC

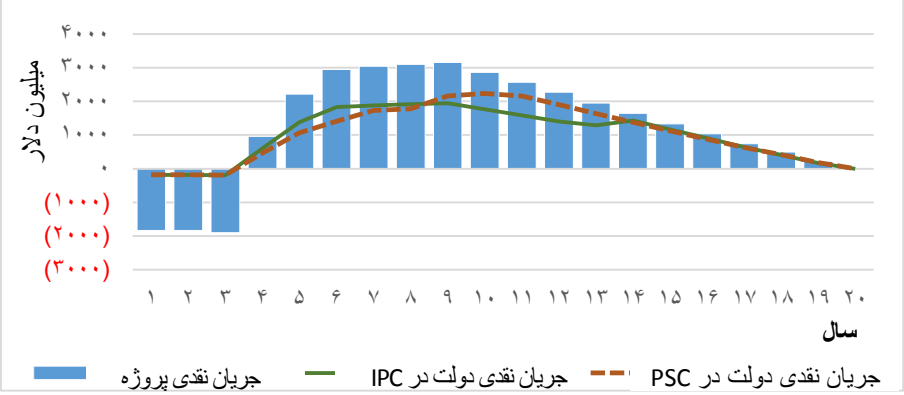
منبع: محاسبات تحقیق



نمودار (۳): تقسیم هزینه و درآمد در رژیم مالی PSC

منبع: محاسبات تحقیق

در نمودار زیر زمان‌بندی تحقق درآمد برای دولت در مقایسه با جریان نقدی پروژه در هر دو رژیم مالی نشان داده شده است. بر این اساس مشاهده می‌گردد که در رژیم مالی IPC درآمد دولت در سال‌های ابتدایی تولید بیشتر بوده و در عوض در سال‌های میانی کمتر است و در سال‌های انتهایی قرارداد نیز درآمد دولت در هر دو رژیم تقریبا یکسان است. لذا می‌توان گفت بازیافت هزینه پیمانکار در رژیم مالی IPC کندتر از رژیم مالی مشارکت در تولید صورت می‌گیرد و اصطلاحا کارمزد افتتاحی (front-end load) در رژیم مالی IPC بیشتر است که این مسئله می‌تواند ریسک سرمایه‌گذاری را برای پیمانکار افزایش داده و از جذابیت قرارداد بکاهد.



نمودار (۴): زمان‌بندی تحقق درآمد برای دولت در مقایسه با جریان نقدی پروژه

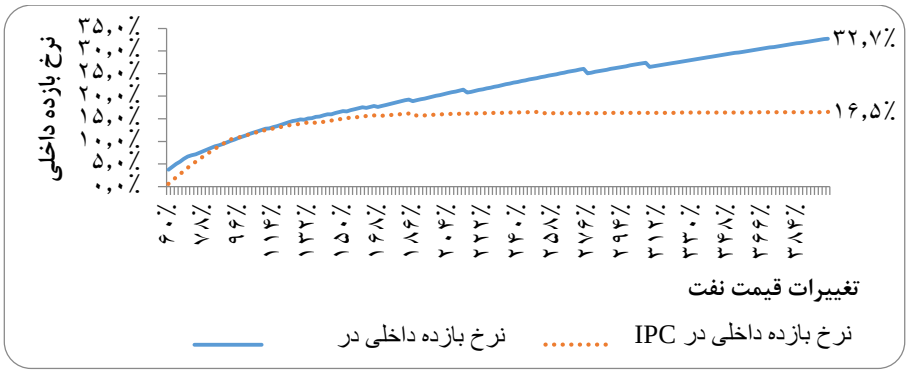
منبع: محاسبات تحقیق

۴-۲-۳- انعطاف‌پذیری

یکی از مهمترین شاخصه‌های قراردادهای نفتی، میزان انعطاف‌پذیری و اصطلاحا فزایندگی[۱] آن است. فزایندگی رژیم مالی به این معنا است که همزمان با افزایش درآمد پروژه، سود هر دو طرف (و نه فقط یکی از طرفین) افزایش یابد. این مسئله از شاخصه‌های صنایع دارای ریسک سرمایه‌گذاری بالا همچون صنعت نفت و گاز است. در حالی که در سایر صنایع، شرکت‌ها بعد از فروش کالا و خدمات خود به دولت، مبلغ مشخصی را دریافت می‌دارند، اما در صنعت نفت و گاز، شرکت‌های نفتی بین‌المللی معمولا از طریق سهیم شدن در بخشی از درآمدها، تولید، سود و یا ترکیبی از این موارد، پاداش و حق الزحمه

[۱] Progressivity

خود را دریافت می‌نمایند. دلیل اصلی این تفاوت بنیادی و قابل توجه وجود ریسک‌های بسیار شدید در فعالیت‌های نفتی است (جانسون و جانسون، ۲۰۱۵[۱]). بنابراین قراردادی که فزایندگی و انعطاف‌پذیری لازم را نداشته باشد در واقع تناسبی میان ریسک و پاداش تعلق گرفته به پیمانکار، قائل نشده است و از جذابیت کافی سرمایه‌گذاری برخوردار نخواهد بود. لذا یک رژیم مالی مناسب، باید بگونه‌ای طراحی شود که در صورت افزایش درآمد پروژه از طرق مختلف همچون افزایش قیمت نفت، سود پیمانکار افزایش یافته و دریافتی دولت نیز کاهش نیابد. طبق نمودار زیر تحلیل حساسیت نتایج در رژیم مالی IPC و PSC حاکی از آن است که با افزایش قیمت نفت، نرخ بازده داخلی شرکت خارجی (IOC) در رژیم مالی مشارکت در تولید (PSC) روند صعودی خواهد داشت، در حالی که در رژیم مالی IPC افزایش سودآوری پیمانکار همزمان با افزایش قیمت نفت، از حد مشخصی فراتر نخواهد رفت. به گونه‌ای که اگر به عنوان مثال قیمت پیش‌بینی شده نفت در مدل ۴ برابر گردد (۳۰۰ درصد افزایش یابد) نرخ بازدهی داخلی پیمانکار در رژیم مالی به ۱۶,۹ درصد خواهد رسید، در حالی که این میزان در رژیم مالی مشارکت در تولید معادل ۳۳,۱ درصد خواهد بود.



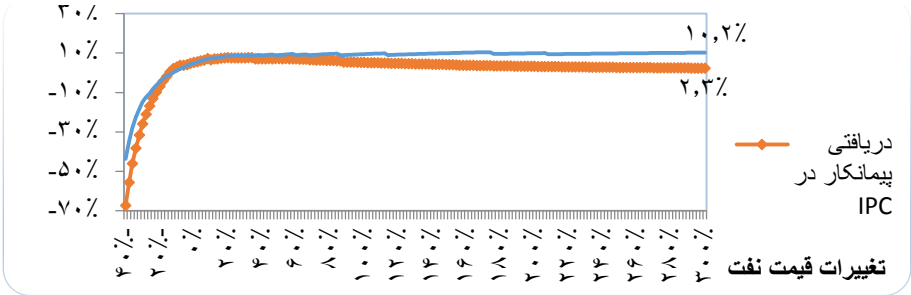
نمودار (۵): تحلیل حساسیت نرخ بازده داخلی نسبت به قیمت

منبع: محاسبات تحقیق

طبق نمودار فوق، در صورت کاهش قیمت نسبت به حالت اولیه، کاهش بازدهی داخلی پیمانکار در رژیم مالی IPC شدیدتر از رژیم مالی مشارکت در تولید خواهد بود. لذا در مجموع این مسئله بیانگر انعطاف‌پذیری پایین رژیم مالی IPC در مقایسه با رژیم مالی مشارکت در تولید است که می‌تواند باعث کاهش جذابیت قراردادهای جدید نفتی ایران

[۱] Johnston and Johnston

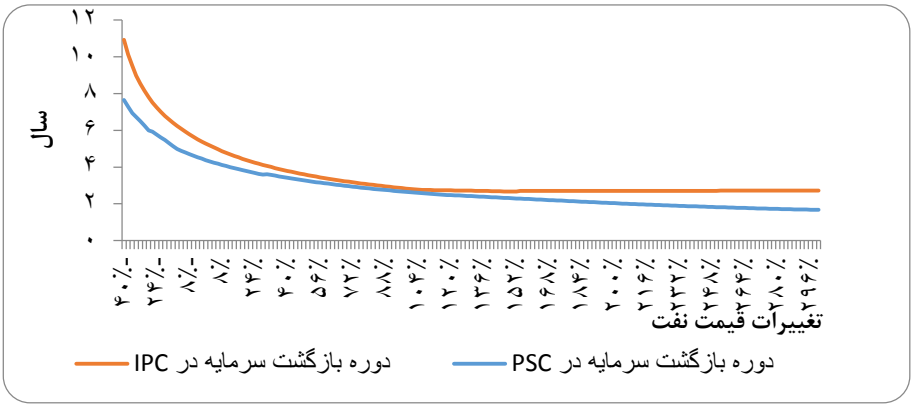
به خصوص در قیمت‌های بالای نفت گردد. همچنین، طبق نمودار (۶) مشخص می‌گردد که در رژیم مالی مشارکت در تولید دریافتی پیمانکار با عبور قیمت نفت از مقدار مشخصی تقریبا ثابت باقی مانده و دریافتی پیمانکار از ۱۰/۴ درصد فراتر نخواهد رفت. اما در رژیم مالی IPC دریافتی پیمانکار به تدریج کاهش یافته و به ۲/۳ درصد خواهد رسید. لذا می‌توان گفت رژیم مالی مشارکت در تولید در صورت افزایش قیمت نفت، همزمان با افزایش سودآوری پیمانکار درصد دریافتی وی نسبت به دولت نیز کنترل می‌گردد، اما در رژیم مالی IPC سودآوری پیمانکار بعد از رسیدن به مقدار مشخصی، ثابت باقی مانده و درصد دریافتی وی نیز کاهش می‌یابد.



نمودار (۶): تحلیل حساسیت دریافتی شرکت نفتی نسبت به قیمت

منبع: محاسبات تحقیق

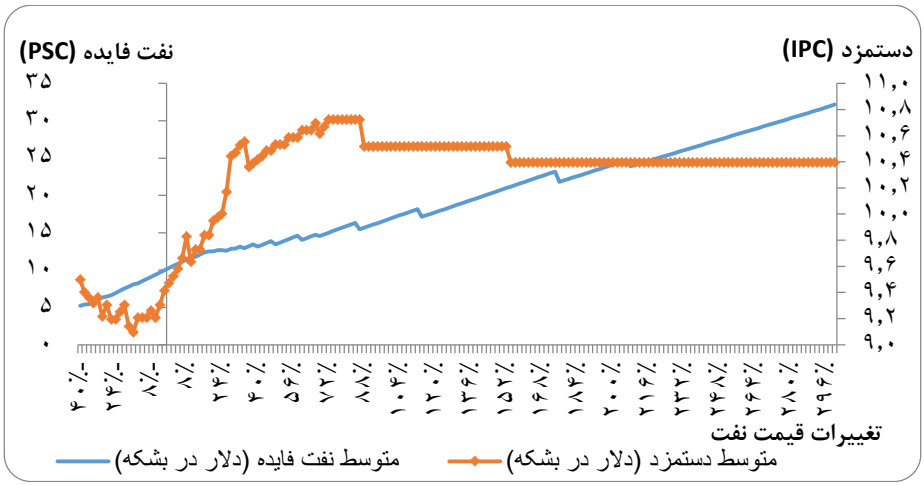
از دیگر شاخصه‌های رژیم مالی، مدت‌زمان بازگشت سرمایه برای سرمایه‌گذار است. طبق نمودار زیر طول دوره بازگشت سرمایه در شرایط یکسان، در تمام سطوح قیمت نفت، در قراردادهای مشارکت در تولید پایین‌تر از قراردادهای IPC بوده و نسبت به افزایش قیمت نفت، روند نزولی دارد. در قراردادهای IPC نکته قابل توجه آن است که با افزایش قیمت نفت از حد مشخصی، بازگشت سرمایه پیمانکار از حد مشخصی (۲/۷ سال در مدل مورد بررسی) کمتر نمی‌گردد که این مسئله نیز از جذابیت قرارداد می‌کاهد.



نمودار (۷): تحلیل حساسیت دوره بازگشت سرمایه نسبت به قیمت

منبع: محاسبات تحقیق

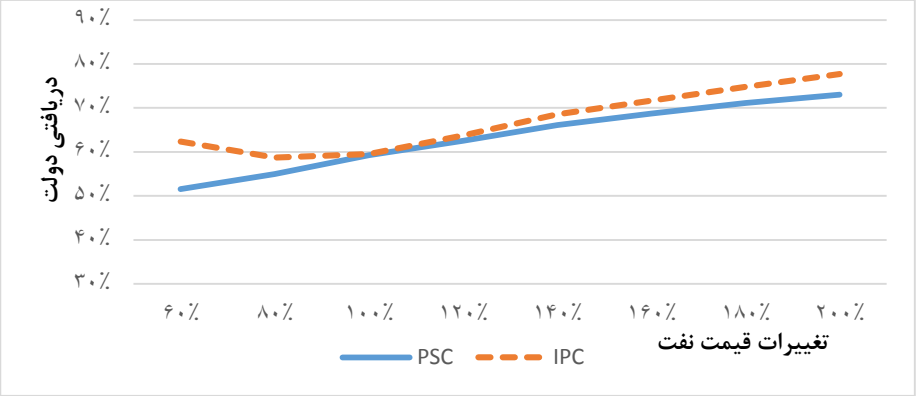
مقایسه رژیم مالی دو قرارداد حاکی از آن است که مهمترین دلیل تفاوت رفتار رژیم‌های مالی مورد بررسی در مواجهه با تغییرات قیمت، تمایز در ماهیت قرارداد است. قرارداد IPC ماهیتاً خدماتی است و همانند قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار هزینه‌های پرداخت شده را بازیافت نموده و از دستمزد نسبتاً مشخصی که ارتباط چندان مستقیم و یک به یکی با قیمت ندارد برخوردار می‌گردد. در واقع ارتباط میان نرخ دستمزد و قیمت نفت به صورت پلکانی و محدود است، اما در رژیم مالی مشارکت در تولید، شرکت خارجی در سود میدان شریک است و درآمدش مستقیما با قیمت در ارتباط است. این موضوع در نمودار زیر که متوسط دستمزد پرداخت شده به پیمانکار در رژیم مالی IPC و متوسط نفت فایده اختصاص یافته به شرکت خارجی در رژیم مالی مشارکت در تولید را در سطوح مختلف قیمت نشان می‌دهد، قابل مشاهده است. طبق نمودار (۸) در رژیم مالی IPC متوسط دستمزد پیمانکار با افزایش قیمت از سطح مشخصی، نه تنها افزایش نمی‌یابد، بلکه به دلیل وجود مکانیسم عامل R با کاهش روبرو شده و بعد از عبور تغییرات قیمت از نرخ مشخصی، ثابت باقی می‌ماند. این در حالی است که در رژیم مالی مشارکت در تولید، متوسط نفت فایده تعلق گرفته به شرکت خارجی، با افزایش قیمت روند صعودی دارد و تنها در بعضی مقاطع به دلیل وجود مکانیسم عامل R با شکست‌های جزئی روبرو می‌شود.



نمودار (۸): مقایسه حساسیت سهم پیمانکار از نفت فایده و پاداش (در IPC) نسبت به تغییرات قیمت

منبع: محاسبات تحقیق

یکی از شاخص‌های اندازه‌گیری میزان فزایندگی قراردادهای نفتی، شاخص سهم دولت از منافع پروژه است. این شاخص از نسبت ارزش فعلی سود خالص دولت نسبت به ارزش فعلی هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های تعمیر و نگهداری محاسبه می‌شود. از محاسبه این شاخص در سطوح مختلف قیمت نفت میزان فزایندگی رژیم مالی قرارداد به دست می‌آید. در واقع هر چقدر میزان فزایندگی قرارداد بیشتر باشد، سهم دولت از منافع پروژه در قیمت های بالاتر باید افزایش یابد و در قیمت‌های پایین‌تر نیز بالعکس باید کاهش یابد تا سودآوری پیمانکار در قیمت‌های پایین از حد مشخصی کمتر نگردد. همانطور که در نمودار زیر مشاهده می‌گردد رژیم مالی IPC در صورت افزایش قیمت نسبت به رژیم مالی مشارکت در تولید از فزایندگی بیشتری برخوردار است اما در صورت کاهش قیمت، این رژیم کاهنده بوده و سهم دولت از منافع پروژه به میزان کافی کاهش پیدا نمی‌کند که این مسئله نیز از جذابیت قرارداد می‌کاهد.

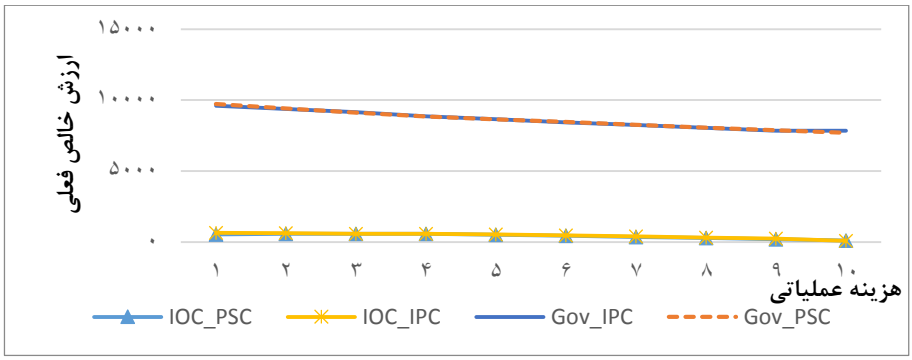


نمودار (۹): مقایسه فزایندگی قراردادهای مشارکت در تولید و IPC

منبع: محاسبات تحقیق

۴-۲-۴- حساسیت نسبت به تغییرات هزینه

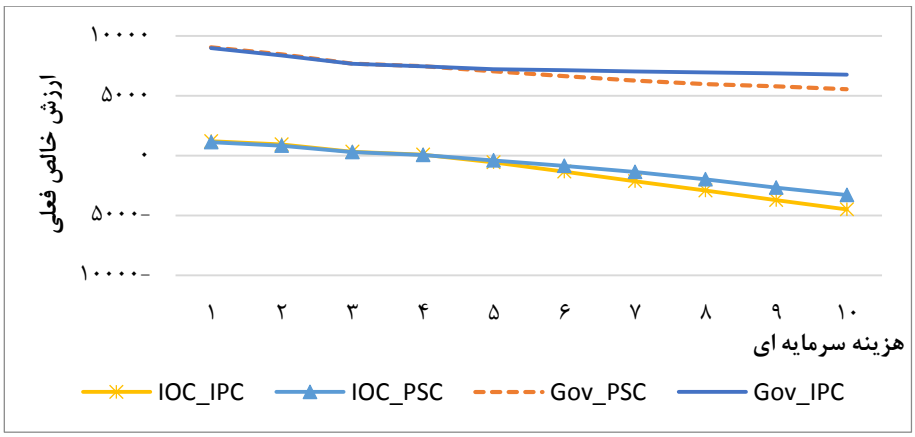
طبق نمودار زیر، افزایش هزینه‌های عملیاتی منجر به کاهش سود دولت در هر دو رژیم مالی می‌گردد، اما سود پیمانکار نسبتاً با کاهش کمتری روبرو می‌گردد. این موضوع بیانگر این است که ریسک افزایش هزینه‌های عملیاتی به طور مساوی میان طرفین تقسیم نشده است و دولت با ریسک بیشتری روبرو است. چرا که افزایش هزینه‌های عملیاتی (در صورتی که بازپرداخت هزینه ها با سقف در نظر گرفته شده در قرارداد محدود نشود) به دلیل بازپرداخت کامل هزینه‌ها، سود پیمانکار را به خصوص در قراردادهای IPC، با کاهش چندانی مواجه نمی‌سازد، اما درآمد دولت در مقابل به شدت کاهش می‌یابد. البته انتظار می‌رود در صورت تعبیه مکانیسم شاخص صرفه‌جویی (اختصاص بخشی از هزینه‌های صرفه‌جویی شده توسط پیمانکار به وی که مکانیسم‌های مشخصی در قراردادهای نفتی دارد) این مشکل تا حد زیادی مرتفع گردد. در این مقاله، به دلیل عدم وجود شاخص صرفه‌جویی در قراردادهای نفتی ایران (IPC) رژیم مالی مشارکت در تولید نیز بدون این شاخص طراحی شده است.



نمودار (۱۰): تحلیل حساسیت ارزش فعلی سود طرفین نسبت به هزینه‌های عملیاتی

منبع: محاسبات تحقیق

در مورد هزینه‌های سرمایه‌ای شرایط کمی‌متفاوت‌تر است. به‌گونه‌ای که افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای سودآوری پیمانکار را در رژیم مالی IPC نسبت به رژیم مالی مشارکت در تولید، بیشتر تحت تأثیر قرار می‌دهد. این موضوع در نمودار زیر نمایانگر است. دلیل این مسئله را می‌توان در تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در رژیم مالی IPC دانست. لذا در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و یا در میادین پرهزینه‌تر، جذابیت قراردادهای IPC نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید کمتر خواهد بود.



نمودار (۱۱): تحلیل حساسیت ارزش فعلی سود طرفین نسبت به هزینه‌های سرمایه‌ای

منبع: محاسبات تحقیق

۵- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از جمع‌بندی نتایج به دست آمده در این مقاله می‌توان به این نتیجه رسید که هرچند می‌توان پارمترهای هر دو قرارداد را به گونه‌ای تنظیم نمود که در حالت ایستا، نتایج

یکسانی حاصل شود، اما به دلیل برخی محدودیت‌های تعیین شده در قراردادهای نفتی ایران (IPC) همچون تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و عدم ارتباط مستقیم میان دستمزد پیمانکار و درآمد حاصل از میدان، تغییر شرایط اقتصادی می‌تواند آثار متفاوتی بر هر یک از این دو رژیم مالی داشته باشد. در خصوص عدم ارتباط مستقیم میان دستمزد پیمانکار و قیمت نفت، می‌توان با افزایش نرخ پاداش پایه این کاهش جذابیت را جبران نمود، اما این مسئله چندان مطلوب به نظر نمی‌رسد. چرا که در رژیم مالی مشارکت در تولید شرکت خارجی تنها در صورت افزایش شدید قیمت، از سودآوری بسیار بالاتر برخوردار می‌گردد (نرخ بازدهی ۳۳ درصد در صورت ۴ برابر شدن قیمت در مدل مورد بررسی). حال اگر شرکت ملی نفت به نمایندگی از دولت بخواهد جذابیت قرارداد در صورت افزایش قیمت نفت حفظ گردد، باید از ابتدا نرخ پایه دستمزد بالا قرار گیرد که در این صورت ریسک عدم افزایش قیمت بر عهده دولت بوده و پیمانکار در طول دوره قرارداد حتی اگر قیمت افزایش نیابد از نرخ سود بالاتر از حد متعارف برخوردار خواهد شد.

در این مقاله تنها، پیامدهای مالی رژیم مالی دو قرارداد با یکدیگر مقایسه شده است و شاخص‌های اقتصادی مطرح همچون نرخ سودآوری، دریافتی، بازدهی، طول دوره بازگشت سرمایه و مواردی از این دست محاسبه و مقایسه شده است. همانطور که بیان گردید، در نهایت چنین نتیجه‌گیری می‌شود که جذابیت قراردادهای مشارکت در تولید از منظر شاخصه‌های مالی-اقتصادی بیشتر است و در صورت نبود اشکالات اساسی حقوقی و سیاسی، استفاد از این نوع قراردادها می‌تواند به جذب سرمایه بیشتری منجر گردد.

لذا در مجموع می‌توان گفت، با توجه به اینکه قراردادهای مشارکت در تولید از جذابیت بالاتری نسبت به قراردادهای نفتی ایران (IPC) برخوردار است، می‌توان بدون ارائه امتیازات بیشتر جهت جذب سرمایه‌گذاران خارجی، با انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید، به نتایج کاملا یکسان و مشابهی به لحاظ مالی و اقتصادی دست یافت. البته ابعاد حقوقی و سیاسی این مسئله، موضوع بحث این مقاله نبوده و نیاز به بررسی جداگانه دارد.

فهرست منابع

1. Amundsen, E. S., Andersen, C., & Sannarnes, J. G. (1992). Rent taxes on Norwegian hydropower generation. *The Energy Journal*, Jan 1, 97-116.
2. Bacon, R., & Kojima, M. (2008). *Coping with oil price volatility*. International Bank for Reconstruction and Development/World Bank Group.
3. Burness, H. S. (1976). On the taxation of nonreplenishable natural resources. *Journal of Environmental Economics and Management*, *3*(4), 289-311.
4. Daniel, P., Goldsworthy, B., Maliszewski, W., Puyo, D. M., & Watson, A. (2008). Evaluating fiscal regimes for resource projects: An example from oil development. In *IMF Conference on Taxing Natural Resources*.
5. Dasgupta, P., Heal, G., & Stiglitz, J. E. (1980). The taxation of exhaustible resources. *NBER Working Paper*, N. 436.
6. Deacon, R. T. (1993). Taxation, depletion, and welfare: A simulation study of the US petroleum resource. *Journal of environmental economics and management*, *24*(2), 159-187.
7. Outlook, E. A. E. (2015). Annual energy outlook; released April 2015. *US Energy Information Administration (s760 ref EIA Annual Energy Outlook 2015)*.
8. Gamponia, V., & Mendelsohn, R. (1985). The taxation of exhaustible resources. *The Quarterly Journal of Economics*, *100*(1), 165-181.
9. Gray, L. C. (1914). Rent under the assumption of exhaustibility. *The Quarterly Journal of Economics*, *28*(3), 466-489.
10. Heaps, T., & Helliwell, J. F. (1985). The taxation of natural resources. *Handbook of public economics*, *1*, 421-472.
11. Heaps, T. (1985). The taxation of nonreplenishable natural resources revisited. *Journal of Environmental Economics and Management*, *12*(1), 14-27.
12. Hogan, L., & Goldsworthy, B. (2010). 5 International mineral taxation. *The Taxation of Petroleum and Minerals*, 122.
13. Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of political Economy*, *39*(2), 137-175.
14. Isehunwa, S., & Uzoalor, E. (2011). Evaluation of true government take under fixed and sliding royalty scales in Nigerian oil industry. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, *5*(3), 735-741.
15. Johnston, D. (2001). *International petroleum fiscal systems analysis*. Penn Well Books.
16. Johnston, D. (2003). Current developments in production sharing contracts and international petroleum concerns: from exodus to feeding frenzy-opposite ends of the spectrum. *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, *22*(3), 122.
17. Johnston, D. (2003). *International exploration economics, risk, and contract analysis*. Penn Well Books.
18. Johnston, D., & Johnston, D. (2015, February). *Fundamental petroleum fiscal considerations.* Retrieved from oxford institute for energy studies:

https://www.oxfordenergy.org/publications/fundamental-petroleum-fiscal-considerations.
19. Kemp, A. G. (1987). *Petroleum rent collection around the world*. IRPP.
20. Kemp, A. G. (1992). Development risks and petroleum fiscal systems: A comparative study of the UK, Norway, Denmark and the Netherlands. *The Energy Journal*, *13*(3), 17-39.
21. Kemp, A. G. (1994). International petroleum taxation in the 1990s. *The Energy Journal*, 291-309.
22. Kemp, A. G., & Rose, D. (1985). Effects of petroleum taxation in the United Kingdom, Norway, Denmark, and the Netherlands: a comparative study. *Energy J.;(United States)*, *6*.
23. Luo, D., & Yan, N. (2010). Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts. *Petroleum exploration and development*, *37*(6), 756-762.
24. Mitchell, J., Marcel, V. & Mitchell, B. (2015). Oil and gas mismatches: finance, investment and climate policy, *Chatham House Research Paper, London*.
25. Smith, J. L. (1995). Calculating investment potential in South America. *World Oil*, *216*(6).
26. Smith, J. L. (1997). Taxation and investment in Russian oil. *Journal of Energy Finance and Development*, 5–23.
27. Smith, J. L. (2012). Modeling the Impact of taxes on petroleum exploration and development. *IMF Working Paper*, WP/12/278.
28. Stauffer, T. R., & Gault, J. C. (1985). Exploration risks and mineral taxation: how fiscal regimes affect exploration incentives. *Energy J.;(United States)*, *6*.
29. Tender committee for upstream oil & gas contracts secretariat. (2016, 10 2). Retrieved from: http://www.nioc.ir/portal/home/?generaltext/165305/165402/165360/Projects.
30. Tordo, S. (2007). *Fiscal systems for hydrocarbons: design issues* (No. 123). World Bank Publications.
31. Uhler, R. S. (1979). The rate of petroleum exploration and extraction. *Advances in the Economics of Energy Resources*, vol. 2. *Edited by RS Pindyck. Greenwich, CT: JAI Press Inc., USA*.
32. Van Meurs, P. (1988). Financial and fiscal arrangements for petroleum development: an economic analysis. *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*, 47-79.
33. Van Meurs, A. P. H. (2009). Commentary on the November 2008 Iraq draft technical service contract. *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, *7*(1).
34. Van Meurs, P. (2012). Policy options for Alaska oil and gas. *Presentation to the Alaska Senate Finance Committee, February, Available online at: http://aksenate.org/press/021312_PvM_Presentation.pdf*.
35. Van, M. P. (1997). World Fiscal Systems for Oil. *Van Meurs Associates*, *2*, 509.
36. Yücel, M. K. (1986). Dynamic analysis of severance taxation in a competitive exhaustible resource industry. *Resources and Energy*, *8*(3), 201-218.

37. Yusgiantoro, P., & Hsiao, F. S. (1993). Production-sharing contracts and decision-making in oil production: The case of Indonesia. *Energy economics*, *15*(4), 245-256.
38. Zhao, X., Luo, D., & Xia, L. (2012). Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects. *Energy*, *45*(1), 662-668.
39. Zhu, L., Zhang, Z., & Fan, Y. (2015). Overseas oil investment projects under uncertainty: How to make informed decisions?. *Journal of Policy Modeling*, *37*(5), 742-762.

۷- پیوست

جدول (۷-۱): فروض مشترک تولید و هزینه در سناریوهای مختلف

	واحد	مرجع	بدبینانه	خوش‌بینانه
پروفایل تولید				
نرخ تولید پایه	*Bbl/day*	۳۲۰	۳۲۰	۳۲۰
نرخ تولید در سطح پلتو	*Bbl/day*	۵۰۰	۴۵۰	۶۰۰
افزایش تولید قبل از پلتو (*Ramp-up*)		٪۲۰	٪۱۵	٪۳۰
طول دوره پلتو	سال	۴	۳	۵
کاهش تولید بعد از دوره پلتو		٪۴	٪۲	٪۲
هزینه‌ها				
اکتشاف	*$MM*	-	-	-
هزینه نهایی افزایش ظرفیت تولید	*$M/(Bbl/d)*	۲۷٫۵	۳۵	۲۰
هزینه های عملیاتی	*$/bbl*	۶	۸	۵
تعمیر و نگهداری	*$MM/year*	۴۰	۵۰	۳۰
هزینه‌های غیر مستقیم	*$/Bbl*	٪۲۵	٪۳۰	٪۲۰
نرخ بهره (هزینه بانکی)		٪۶	٪۱۰	٪۴

منبع: مفروضات تحقیق

جدول (۷-۲): آثار اقتصادی پارامترهای مالی در سناریو مرجع

Reference			IPC				
			NPV Investor's			IRR	Take Govt. (@10%)
			٪۰	٪۱۰	٪۱۵		
production (MMb)	۶۱۱	IOC's	۵۲۴۴	۳۲۷	-۶۸۹	٪۱۱,۳۰	٪۹۶
Price ($/Bbl)	۵۸						
Capex ($MM)	۴۹۵۰	SOC's	۵۸۳	۳۶	-۷۷		
Opex ($MM)	۳۶۶۶						
Limit ($/Bbl) Price			۳۴	۵۲	۸۷		

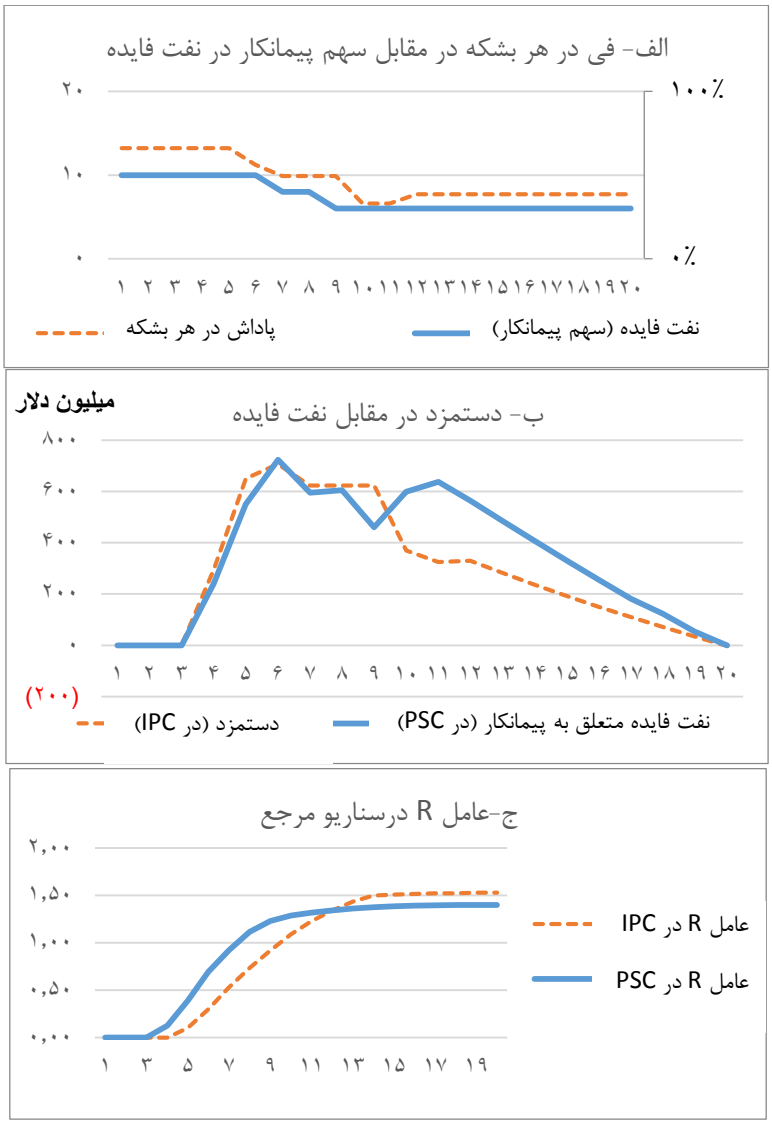
Sensitivities						
Prod.	٪۲۰	۶۰۱۲	۸۴۰	-۲۸۰	٪۱۴	٪۹۲
	-٪۲۰	۴۰۶۰	-۳۹۱	-۱۲۳۳	٪۸	٪۱۰۷
Price	٪۲۰	۵۶۲۰	۷۸۸	-۲۸۲	٪۱۳	٪۹۳
	-٪۲۰	۳۴۰۰	-۶۶۸	-۱۴۲۴	٪۷	٪۱۱۳
Capex	٪۲۰	۵۴۷۱	-۲۲۷	-۱۳۱۵	٪۹	٪۱۰۳
	-٪۲۰	۴۹۹۹	۷۷۰	-۱۵۰	٪۱۴	٪۹۱
Other Cost	٪۲۰	۵۲۵۹	۱۲۹	-۸۸۴	٪۱۱	٪۹۸
	-٪۲۰	۵۲۳۰	۴۸۶	-۵۲۴	٪۱۲	٪۹۴

ادامه جدول (۷-۲): آثار اقتصادی پارامترهای مالی در سناریو مرجع

Reference			PSC				
			Investor's NPV			IRR	Take Govt. (@10%)
			٪۰	٪۱۰	٪۱۵		
production (MMb)	۶۱۱	IOC's	۴۴۱۷	۲۸۶	-۶۰۹	٪۱۱/۳۰	٪۹۶
Price ($/Bbl)	۵۸						
Capex ($MM)	۴۹۵۰	SOC's	۶۸۲	۱۰۲	-۲۳		
Opex ($MM)	۳۶۶۶						
Limit ($/Bbl) Price			۲۸	۵۳	۷۵		

Sensitivities						
Prod.	٪۲۰	۵۴۴۳	۷۸۳	-۲۴۱	٪۱۴	٪۹۳
	-٪۲۰	۳۳۵۲	-۲۷۴	-۱۰۳۶	٪۹	٪۱۰۵
Price	٪۲۰	۵۵۸۵	۸۶۲	-۱۷۹	٪۱۴	٪۹۲
	-٪۲۰	۳۲۰۹	-۳۸۳	-۱۱۲۶	٪۸	٪۱۰۸
Capex	٪۲۰	۴۱۷۶	-۲۳۴	-۱۱۶۶	٪۹	٪۱۰۳
	-٪۲۰	۴۵۵۹	۷۲۴	-۱۲۱	٪۱۴	٪۹۲
Other Cost	٪۲۰	۴۲۰۶	۱۲۰	-۷۵۷	٪۱۱	٪۹۸
	-٪۲۰	۴۶۲۷	۴۴۴	-۴۷۰	٪۱۲	٪۹۵

منبع: محاسبات تحقیق



نمودار (۷-۱): مؤلفه‌های مالی در سناریو مرجع

منبع: محاسبات تحقیق