پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال پنجم، شماره ۲۰، پاییز ۱۳۹۵، صفحات ۱۱۳-۷۹

مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران [۱]

محمد رضا شکوهی[۲] مهسا سلیمانی[۳] رسول شیخی نژاد مقدم[۴] آیه کاتبی[۵]

تاریخ ارسال: ۱۳۹۵/۰۸/۰۲ تاریخ پذیرش:۱۳۹۵/۱۲/۱۶

چکیده:

مقایسه‌ی کارایی نظام مالیِ قرارداد بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی در مورد یک میدان نفتی به عنوان نمونه‌ی موردی با استفاده از مدل‌سازی مالی، هدف اصلی این پژوهش می‌باشد. به منظور انجام این مقایسه، شاخص‌های نرخ بازگشت سرمایه، دوره‌ی بازگشت سرمایه، شاخص سودآوری و ارزش فعلی خالص برای پیمانکار و برای کشور میزبان، شاخص سهم دولت به کار گرفته شده است. علاوه بر این، آنالیز حساسیت بر روی قیمت نفت، با در نظر گرفتن سه سناریو انجام شده است. هم‌چنین، مقایسه‌ی قرارداد نوین نفتی در حالت همراه با عملیات افزایش/بهبود ضریب بازیافت مدل‌سازیِ مالی شده است و با حالت بدون انجام این عملیات از منظر شاخص‌های مالی مذکور مورد مقایسه قرار گرفته‌اند. نتایج مطالعه نشان می‌دهند رژیم مالیِ قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل برای پیمانکار مطلوب‌تر است و برای کارفرما نیز با وجود این که سهم دولت میزبان در قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل کم‌تر شده است، در عین حال این سهم، کماکان درصد قابل ملاحظه‌ای را تشکیل می‌دهد. در مورد مقایسه‌ی مدل مالیِ قرارداد نوین نفتی در حالت همراه با عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت و بدون آن می‌توان گفت این امر برای دولت در ایران نسبت به پیمانکار منفعت اقتصادی بیشتری دارد به همین دلیل پیمانکار انگیزه‌ی کافی برای انجام این عملیات را ندارد و بایستی با انگیزه‌های بیشتری او را به سمت انجام این عملیات سوق داد.

طبقه بندی JEL: L14، D86، Q32، Q35

واژگان کلیدی: قرارداد نفتی، نظام مالی، قراردادهای بیع‌متقابل، قراردادهای نوین نفتی ایران

---

۱. این مقاله برگرفته از پایان‌نامه کارشناسی ارشد مهسا سلیمانی با عنوان "طراحی مدل مالی مطلوب جهت قراردادهای نوین نفتی ایران" در دانشکده مدیریت و اقتصاد انرژی دانشگاه صنعت نفت، دانشکده تهران می‌باشد.

۲. عضو هیأت علمی دانشگاه صنعت نفت (نویسنده مسئول)
Email: Shokouhi@put.ac.ir
۳. کارشناس مهندسی نفت و دانشجوی کارشناسی ارشد اقتصاد نفت و گاز دانشگاه صنعت نفت
Email: mahsaa.soleimani@gmail.com
۴. کارشناس مالی و قراردادی
Email: ssnm184@hotmail.com
۵. کارشناس حقوقی و قراردادی
Email: a.katebei@gmail.com

Archive of SID
www.SID.ir

۱- مقدمه

بر اساس گزارش رسمی اوپک، جایگاه نفتی ایران از رتبه‌ی چهارم به سوم جهان پس ازکشورهای ونزوئلا و عربستان ارتقاء یافته است[1]؛ ایران با وجود داشتن ذخایر عظیم نفت با خلأ سرمایه‌گذاری در این صنعت مواجه است. این شرایط فرصتی را بوجود می‌آورد که شرکت‌های نفتی پیمانکار با ارائه‌ی خدمات لازم تا زمانی که دولت میزبان انگیزه‌های حقوقی، مالی و سیاسی کافی را برای آن‌ها فراهم می‌کند همکاری کنند.

قراردادهای نفتی به طور معمول بین شرکت ملی نفت[2] (به نمایندگی از دولت صاحب منابع به عنوان طرف اول) و شرکت یا کنسرسیومی از شرکت‌های نفتی پیمانکار (به عنوان طرف دوم) منعقد می‌گردند که به طور عمده دارای ابعاد مختلفی می‌باشند: ابعاد حقوقی، ابعاد مهندسی و ابعاد مالی. این ابعاد در عین منحصر بودن مجموعه‌ای یکپارچه را تشکیل داده و در ارتباط و تأثیر مستقیم از هم قرار دارند.

نظام مالی در یک قرارداد نفتی به عنوان مکانیزم کنترل بازیافت هزینه‌ها، سود سرمایه-گذاری یا حق‌الزحمه بعنوان فصل ممیّز این قراردادها و یکی از مهم‌ترین پارامترهای مورد استفاده توسط شرکت‌های نفتی بین‌المللی برای ارزیابی فرصت‌های سرمایه‌گذاری محسوب می‌شوند. بنابراین از عمده‌ترین وجوه افتراق قراردادها به لحاظ کارایی، بندهای مالی می‌باشند. لذا ارزیابی و مقایسه‌ی رژیم مالیِ قراردادهای نفتی، از اهمیت قابل توجهی برخوردار است. اهمیت این موضوع برای کشورهایی که اقتصاد آن‌ها به طور قابل ملاحظه‌ای به درآمدهای صنعت نفت و گاز وابسته است دوچندان می‌شود. به طور مثال در سال ۱۳۹۴، بخش نفت و گاز ۲۳٪ GDP (تولید ناخالص ملی)، ۳۰٪ درآمدهای دولت و ۸۲٪ درآمدهای صادراتی در حساب ملی ایران را تشکیل می‌دهند[3].

1 http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
2 National Oil Company (NOC)
3 http://www.worldbank.org/en/country/iran/publication/economic-brief-july-2016
http://www.tradingeconomics.com/iran/exports
http://www.tradingeconomics.com/iran/gdp-growth-annual

Archive of SID

www.SID.ir

بیش از صد سال تجربه‌ی نفتی کشور ایران نشان می‌دهد که تقویت دانش اقتصادی و مالی (بعنوان یکی از مهم‌ترین ابعاد قراردادهای نفتی کشور) از ضرورت‌های تأمین اهداف ملی می‌باشد.

قرارداد نوین نفتی ایران در پاسخ به نارسایی‌ها و خلأهای موجود در نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل و غیرجذاب بودن این قرارداد از نقطه‌نظر شرکت‌های خارجی تهیه شده است. کلیدی‌ترین راهبردها در تغییر نظام مالی قرارداد عبارتند از: طراحی نظام مالی مطلوب و هم‌راستا کردن منافع پیمانکار و دولت میزبان. هدف اصلی این مقاله مقایسه‌ی کارا بودن نظام مالی قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای نوین نفتی[۱] می‌باشد و هیچ قضاوتی در مورد کارایی این قراردادها از منظر دیگر ابعاد قراردادی صورت نگرفته است. در حالت کلی نظام مالی کارا به مفهوم این است که شرایطی برای پیمانکار ایجاد شود تا به بازگشت سرمایه‌ای[۲] متناسب با ریسک متحمل شده برسد و در عین‌حال دولت میزبان نیز به سهم کافی از منبع نفتی در طول عمر مخزن دست پیدا کند (میان، ۲۰۱۰)[۳].

علاوه بر شاخص‌های مالیِ کارایی مزبور طبق تعریف "میان" که شامل نرخ بازگشت سرمایه‌ی پیمانکار و سهم دولت میزبان[۴] است، در این مقاله شاخص‌های دیگری از قبیل دوره‌ی بازگشت سرمایه[۵]، شاخص سودآوری[۶] و ارزش خالص فعلی[۷] در دو نظام مالی بیع-متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران مقایسه می‌شوند که از شاخص‌های مالی مهم مورد نظر پیمانکاران می‌باشند. بنابراین در تحقیق حاضر به دنبال پاسخ‌گویی به این سوال می‌باشیم که آیا کارایی رژیم مالیِ طراحی شده‌ی قرارداد نوین نفتی در مقایسه با رژیم مالیِ قرارداد بیع‌متقابل، انتظارات طرفین قرارداد را برآورده می‌کند؟

---

۱ ذکر این نکته ضروری است که در تمام متن مقاله منظور از قراردادهای نوین نفتی، IPC (Iranian Petroleum Contracts) می‌باشد.

2 Rate of Return
3 M. A. Mian
4 Government Take
5 Payback Period or Breakeven Point
6 Profit to Investment Ratio (PI)
7 Net Present Value (NPV)

Archive of SID

www.SID.ir

پس از پاسخ دادن به سوال مطرح شده می‌توان با دیدی ژرف‌تر پیشنهاداتی را برای بهبود نظام مالی قراردادهای نفتی کشور ارائه داد.

در ادامه‌ی مقاله، پیشینه‌ی تحقیق در قسمت دوم بیان می‌شود و در قسمت سوم به بررسی کلیات رژیم‌های مالی مورد استفاده در انواع قراردادهای نفتی می‌پردازیم. قسمت چهارم مقاله، رژیم مالی قرارداد بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی که متعلق به قراردادهای نفتیِ بعد از انقلاب اسلامی ایران هستند توضیح داده می‌شوند. در قسمت پنجم روش‌شناسی و فرضیات مدل معرفی می‌شوند. قسمت ششم تحلیل یافته‌ها را شامل می‌شود. نتیجه‌گیری وپیشنهادات، در قسمت آخر مقاله بیان می‌گردند.

۲- پیشینه‌ی پژوهش

میان (۲۰۱۱)، در مطالعه‌ای تحت عنوان "طراحی سیستم‌های مالی کارا و بهینه" دو سیستم مالی مجزا را تحلیل می‌کند، هدف او طراحی یک سیستم ایده‌آل نیست، بلکه در نظر دارد تأثیر عوامل مختلف را بر دو نظام مالی قرارداد نفتی برآورد کند. نتایج مطالعه‌ی او حاکی از آن است که نرخ بازگشت برای پیمانکار (در عین بهینه کردن سهم کارفرما) از پارامترهای کلیدی در طراحی نظام مالی قراردادهای نفتی است.

ایلدیر[1] (۲۰۰۱) در مقاله‌ای با عنوان "تحلیل اثر ترتیبات مالی بر سهم دولت و وضعیت اقتصادی شرکت‌های نفتی" به مطالعه‌ی دو رژیم مالی مورد استفاده توسط کشور نیجریه می‌پردازد. نتایج مطالعه حاکی از آن است که مشارکت دولت از طریق جوینت‌ونچر، منفعت اقتصادی کافی برای شرکت‌های نفتی ندارد و قراردادهای مشارکت در تولید[2] از منظر شرکت‌های نفتی مطلوب‌تر می‌باشند.

ویلیام گروانندال و مزرعتی[3] (۲۰۰۶) در مطالعه‌ای، نقدی بر قراردادهای بیع‌متقابل مبنی بر عدم وجود جذابیت این قراردادها برای پیمانکاران خارجی وارد کرده‌اند، در حالیکه به

1 Omowumi O. Iledare
2 PSC (Production Sharing Contracts)
3 Willem J.H. van Groenendaal and M. Mazraati

Archive of SID

www.SID.ir

گفته‌ی کارفرما (دولت) حق الزحمه (دستمزد)ی که در این نوع از قراردادها به صورت درصدی مازاد بر هزینه‌های انجام شده از جانب پیمانکار، به آن‌ها پرداخت می‌شود، انگیزه‌ی کافی برای پیمانکار ایجاد می‌کند. نتایج مطالعه حاکی از آن است که ادعای پیمانکاران تا حدی صحیح است و به عبارت دیگر این قراردادها شرایط برد-برد را برای طرفین ایجاد نمی‌کند بنابراین این قراردادها نمی‌تواند در درازمدت ایده‌آل و کارا باشد.

ماناف و همکاران[1](۲۰۱۴) در مطالعه‌ای به بررسی اثرات تغییر رژیم مالیِ قراردادهای نفتیِ کشور مالزی پرداخته‌اند. این کار با استفاده از ساختن مدل مالی دو رژیم مالی انجام شده است. نتایج مطالعه که با تحلیل آنالیز حساسیت برای قیمت و میزان نفت قابل استحصال همراه می‌باشد، می‌تواند برای دولت میزبان و سرمایه‌گذاران مؤثر و مفید واقع شود.

قندی و لین[2] (۲۰۱۵) به تحلیل نرخ بازگشت سرمایه و ریسک‌های شرکت بین‌المللی نفتی و تأثیر این ریسک‌ها بر کاهش نرخ بازگشت سرمایه‌ی شرکت بین‌المللی نفتی برای دو میدان سروش و نوروز، در قراردادهای بیع‌متقابل می‌پردازند. نتایج مدل‌سازی آن‌ها نشان می‌دهد نرخ بازگشت سرمایه‌ی واقعی شرکت بین‌المللی نفتی کمتر از نرخ قراردادی است و ریسک هزینه‌کرد بیش از سقف تعیین شده در قرارداد[3] بیشترین تأثیر منفی را بر نرخ بازگشت سرمایه‌ی پیمانکار دارد.

شکوهی (۱۳۹۲)، در مطالعه‌ای سه عامل را در زمینه‌ی انتخاب قرارداد بهینه دخیل می‌داند. عامل اول محدودیت‌های قانونی، حقوق مالکیتی و ... هستند. برای مثال سیستم حقوقی برخی از کشورها اجازه انعقاد قراردادهای امتیازی را نمی‌دهد، اما در آمریکا مالکیت خصوصی محترم شمرده شده است. دومین عامل، ارزیابی مالی و اقتصادی در ارتباط با انتخاب رویکرد قراردادی بهینه است و عامل سوم، هزینه‌ی مبادله می‌باشد؛ بر اساس این عامل الگویی که هزینه‌ی مبادله را حداقل می‌کند انتخاب می‌شود[4].

---

1 Nor Aziah Abd Manaf, et al.
2 Ghandi and Lin
3 Cost overrun
۴ برای مطالعات بیشتر به شکوهی(۱۳۹۲)، فصل چهارم مراجعه نمایید.

Archive of SID

www.SID.ir

درخشان (۱۳۹۲)، در مطالعه خود به بررسی ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی می-پردازد. او در این پژوهش هدف شرکت‌های نفتی، یعنی حداکثرسازی سود و تأمین منافع سهامداران را در تعارض با هدف شرکت ملی نفت که تأمین منافع ملی از منابع نفتی کشور در بلندمدت است، می‌داند و این موضوع را علت اصلی لغو قراردادها یا اصلاح و تجدیدنظر آن‌ها می‌داند و راه رسیدن به قرارداد مطلوب نفتی را مستلزم همکاری نزدیک اقتصاددانان و متخصصان مالی، تاریخ‌دانان و حقوق‌دانان نفتی با کارشناسان و متخصصان فنی نفت می‌داند.

۳- سیستم مالیِ قراردادهای نفتی ایران پس از انقلاب اسلامی

امروزه قراردادهای رایج در صنعت نفت و گاز به دو دسته‌ی کلی سیستم‌های امتیازی[۱] و سیستم‌های قراردادی[۲] تقسیم می‌شوند؛ سیستم‌های قراردادی خود به دو دسته‌ی قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای خدماتی[۳] تقسیم می‌شوند؛ قراردادهای خدماتی نیز قراردادهای خدماتی محض[۴] و قراردادهای خدمتی ریسکی[۵] را شامل می‌شوند. در میان انواع قراردادهای نفتی دنیا، قراردادهای امتیازی، 44٪ از کلِ انواع قراردادها و قراردادهای مشارکت در تولید، ۴۸٪ و قراردادهای خدماتی ۸٪ آن‌ها را تشکیل می‌دهند (جانستون، ۲۰۰۶)[۶]. نظام مالی بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران هر دو نوع خاصی از قراردادهای ریسکی خدماتی می‌باشند[۷].

---

1 Concession Systems یا Royalty and Tax systems
2 Contractual Systems
3 Service Contract
4 Pure Service Contract
5 Risk Service Contract
6 David Johnston
۷ با توجه به این که IPC پیمانکار را مستحق دریافت اصل هزینه و حق‌الزحمه (دستمزد) در هر بشکه نفت تولیدی می‌نماید و هیچ‌گونه حقی به نفت درون مخزن یا نفت تولیدی برای پیمانکار ایجاد نمی‌کند یک قرارداد خدماتی محسوب می‌شود که جهت رفع عدم انعطاف‌پذیریِ قراردادهای خدماتی در رژیم مالی IPC، عناصری همچون تأثیر تغییرات بازار جهانی نفت در حق‌الزحمه‌ی (دستمزد) پیمانکار در نظر گرفته شده است.

Archive of SID

www.SID.ir

در این قسمت به منظور توضیح نظام مالی قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران، به اختصار به عملیات بالادستی نفت و گاز اشاره می‌کنیم. عملیات بالادستی صنعت نفت و گاز، شامل سه مرحله‌ی اکتشاف و ارزیابی، مرحله‌ی توسعه و مرحله‌ی تولید می‌باشد. در تئوری، مرحله‌ی اول دوره‌ی اکتشاف و ارزیابی می‌باشد که با اتمام آن، میدان وارد دوره‌ی توسعه می‌شود و پس از این مرحله، دوره‌ی تولید از میدان آغاز می‌شود. امّا معمولاً در عمل این‌گونه است که دوره‌ی اکتشاف می‌تواند در دوره‌ی توسعه و تولید و دوره‌ی توسعه هم می‌تواند در دوره‌ی بهره‌برداری ادامه یابد. در بیع‌متقابل پیمانکار در مرحله‌ی توسعه یا اکتشاف و توسعه حضور دارد و با شروع دوره‌ی تولیدِ میدان، پیمانکار میدان را به کارفرما واگذار می‌کند و بهره‌برداری از میدان توسط شرکت ملی نفت صورت می‌گیرد، در حالی‌که در قرارداد نوین نفتی برخلاف قرارداد بیع‌متقابل که پیمانکار، حداکثر در دوره‌ی اکتشاف و توسعه حضور داشت، پیمانکار در دوره‌ی تولید هم حضور دارد. ذکر این نکته ضروری است در هر دو نوع قرارداد ممکن است تولید اولیه از میدان قبل از اتمام کامل مرحله‌ی توسعه آغاز گردد که در بیع‌متقابل، تولید زودهنگام[1] نامیده می‌شود که دلیل این کار بهبود جریان نقدی پروژه و رسیدن سریع به نقدینگی است.

در ادامه به تفصیل به توضیح دو نظام مالی بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران پرداخته خواهد شد.

۳-۱- نظام مالیِ بیع‌متقابل

سیستم مالیِ قرارداد بیع‌متقابل در مقایسه با دیگر انواع قراردادها، دارای پیچیدگی بیشتری است؛ در قراردادهای نفتی بیع‌متقابل بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار و حق‌الزحمه‌ی وی از محل فروش بخشی از عواید میدان بازپرداخت می‌گردد. شرکت نفتی پیمانکار در بیع‌متقابل، مالکیتی بر منابع نفت و گاز تولیدی ندارد. علاوه بر این، هزینه‌های سرمایه‌ای به طور ثابت تعیین می‌گردند. ذکر این نکته ضروری است که در قراردادهای بیع‌متقابل هزینه‌های پیمانکار در حالت کارهای اضافی[2] و یا کاهش کارها[1] قابلِ تغییر می‌باشد.

1 Early Production
2 Additional Work

Archive of SID

www.SID.ir

حق‌الزحمه‌ی پیمانکار در این نوع قرارداد به صورت درصدمشخصی از هزینه‌های سرمایه-ای است؛ از این‌رو افزایش یا کاهش هزینه‌های مذکور، به تناسب سبب افزایش یا کاهش حق‌الزحمه قراردادی می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

در قرارداد بیع‌متقابل مطالبات قابل‌بازیافت پیمانکار عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌ای[۲]، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای[۳]، هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت[۴]، هزینه‌های بانکی[۵].

در این نوع قرارداد، علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های نفتی، به پیمانکار حق‌الزحمه[۶] تعلق می-گیرد که در واقع سود پیمانکار از اجرای عملیات نفتی و پذیرش ریسک‌های متنوع آن است. میزان حق‌الزحمه بر حسب عملیات هر فاز، پس از تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و بر اساس ضمیمه «محاسبه نرخ بازگشت سرمایه و حق‌الزحمه» تعیین خواهد شد. در هر حال حق‌الزحمه تخصیص‌یافته به پیمانکار متناسب با نرخ بازگشت سرمایه خواهد بود و مبالغ دریافتی به عنوان حق‌الزحمه نباید سبب تجاوز نرخ بازگشت سرمایه از نرخ‌های تعیین شده در قرارداد شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

اگر در قرارداد بیع‌متقابل تولید زودهنگام وجود داشته باشد، پیمانکار در ابتدا هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت مربوط به تولید زودهنگام را بازیافت می‌کند، بنابراین درآمد ناخالص میدان پس از کسر هزینه‌ی عملیاتی از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

---

1 Reduced Work

۲Capital Expenditure : هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های عظیمی هستند که معمولا چند سال قبل به دست آمدن درآمد در پروژه، انجام می‌شوند. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیک، هزینه‌های حفاری، هزینه‌ی ساخت و نصب سکو، هزینه‌ی تجهیزات و تأسیسات سرچاهی، و خطوط تولید و انتقال می‌شود (میان، ۲۰۱۱).

۳Non-CAPEX : شامل مالیات‌ها، عوارض گمرکی، هزینه‌های تأمین اجتماعی، هزینه‌ی آموزش کارکنان ایرانی، و به طور کلی هزینه‌هایی است که به مراجع دولتی پرداخت می‌شود. معمولا تخمین آن هنگام انعقاد قرارداد دشوار است. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸: ص۲۵۱).

۴Operating and Maintenance Costs : هزینه‌های عملیاتی که با شروع تولید از میدان آغاز می‌گردند، این نوع هزینه از پنج جزء تشکیل می‌شود: ۱. هزینه‌های عملیاتی ثابت، ۲. هزینه‌های عملیاتی متغیر (که تابعی از میزان تولید است) ، ۳. تعمیر و نگهداری تجهیزات، ۴. تعمیرات چاه‌ها، ۵. هزینه‌های سربار (میان، ۲۰۱۱).

۵Bank Charges : شامل هزینه‌های تأمین مالی عملیات است. معیار محاسبه‌ی هزینه‌ی بانکی، مجموع نرخ لایبور (LIBOR) و درصدی ثابت است (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸: صص ۲۵۱-۲۵۰).

6 Remuneration Fee

Archive of SID

www.SID.ir

$$GR_t = P_t Q_t - (O\ \&\ M)_t \qquad (۱)$$

که GR_t[۱]، P_t، Q_t و $(O\ \&\ M)_t$[۲] به ترتیب درآمد ناخالص میدان، قیمت هر بشکه نفت خام، تولید نفت خام میدان و هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت مربوط به تولید زودهنگام در دوره‌ی t می‌باشند.

اگر فرض کنیم پیمانکار در طول دوره‌ی ۰ تا X'، در هر دوره به میزان I_t که شامل هزینه‌ی سرمایه‌ای و هزینه‌ی غیرسرمایه‌ای است سرمایه‌گذاری کند، کل سرمایه‌گذاری او در دوره‌ی ۰ تا X' برابر است با:

$$\sum_{t=0}^{X'} I_t = \sum_{t=0}^{X'} C_t + \sum_{t=0}^{X'} NC_t \qquad (۲)$$

که C_t، هزینه‌های سرمایه‌ای و NC_t، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در دوره‌ی t می‌باشند.

پس از شروع دوره‌ی تولید[۳] و واگذاری میدان[۴] به شرکت ملی نفت ایران (در دوره‌ی ۱+ X' و پس از آن)، کل مطالبه‌ی پیمانکار (TR_t) در دوره‌ی t از مجموع بازیافت هزینه (PCR_t) به اضافه‌ی حق‌الزحمه ($\mathrm{Re}\, m_t$)، در آن دوره تشکیل می‌شود:

$$TR_t = PCR_t + \mathrm{Re}\, m_t = (R_C)_t + (R_{NC})_t + (B.C)_t + \mathrm{Re}\, m_t \qquad (۳)$$

$$(X' < t < X'')$$

مطالبات پیمانکار در قالب بازیافت هزینه دردوره‌ی t به بازیافت هزینه‌های مستقیم $(R_C)_t$ و بازیافت هزینه‌های غیرمستقیم $(R_{NC})_t$ و هزینه‌های بانکی $(B.C)_t$ تقسیم می‌شود. $(R_C)_t$ از تقسیم کل هزینه‌های سرمایه‌ای تا انتهای مرحله‌ی توسعه بر کل دوره بازپرداخت[۵] بدست می‌آید و $(R_{NC})_t$ از تقسیم کل هزینه‌های غیرسرمایه‌ای تا انتهای مرحله‌ی توسعه بر کل دوره بازپرداخت محاسبه می‌شود. هزینه‌ی بانکی نیز در بیع‌متقابل به صورت ماهانه محاسبه می‌شود و تاریخ احتساب آن روز نخست اولین ماه پس از ماهی است که هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای توسط پیمانکار صورت گرفته است. این نکته

1 Gross Revenue
2 Operating & Maintenance Costs
3 Production Period
4 Hand over
5 Payment Period

Archive of SID

www.SID.ir

قابل ذکر می‌باشد که سقف مطالبات پیمانکار در هر دوره، ۶۰ درصد عواید حاصل از میدان در آن دوره می‌باشد، به عبارت دیگر تمام پرداختی به پیمانکار در هر دوره باید کمتر از ۶۰ درصد کل درآمد میدان در آن دوره باشد (قندی و لین، ۲۰۱۲):

$$TR_t = \theta GR_t \qquad (۴)$$

$$\theta < 60\%$$

درنتیجه، حداقل سهم دولت در هر دوره، ۴۰ درصد درآمد در آن دوره می‌باشد.

بنابراین، دریافتی دولت در طول عمر قرارداد قرارداد بیع‌متقابل از فرمول زیر بدست می-آید:

$$\sum_{t=EP}^{t=EC} HGR_t = \sum_{t=EP}^{t=EC} (GR_t - TR_t)$$
$$= \sum_{t=EP}^{t=EC} (P_t Q_t - (OPEX_t + (R_C)_t + (R_{NC})_t + (B.C)_t + \mathrm{Re}\, m_t)) \qquad (۵)$$

که HGR[۱] ، EP[۲] و EC[۳] به ترتیب نشان‌دهنده‌ی دریافتی دولت میزبان، زمان تولید زودهنگام و زمان پایان قرارداد می‌باشند. معادله ۵ نشان می‌دهد که دریافتی دولت میزبان در هر دوره از تفاضل درآمد ناخالص میدان با پرداختی پیمانکار در آن دوره بدست می‌آید که درآمد ناخالص میدان و میزان دریافتی پیمانکار در هر دوره به ترتیب در معادلات ۱ و ۳ توضیح داده شده است.

۳-۲- نظام مالی قرارداد نوین نفتی ایران

با توجه به محدودیت‌های موجود در بیع‌متقابل از جمله بستن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و عدم امکان بازپرداخت هزینه‌های بالاتر از سقف، محدود بودن دوره‌ی بازپرداخت و عدم امکان بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده پس از اتمام قرارداد عدم درنظرگرفتن تغییر دستمزد پیمانکار با تغییرات قیمت نفت، نظام مالی این نوع قرارداد کارایی نداشت[۴]. برای اجتناب از

1 Host Government receipt
2 Early Production
3 End of Contract

۴ گزارش نتیجه مطالعات کارشناسی کمیته بازنگری قراردادهای نفتی از قرارداد بیع‌متقابل، قابل دسترس در:
http://www.thegulfintelligence.com/Docs.Viewer/bb9597f1-191e-4d75-8060-5319427d2fb9/default.aspx

Archive of SID

www.SID.ir

رویکردی یک‌سویه در قراردادهای نفتی، نظام مالی قراردادهای نوین نفتی با دو هدف عمده‌ی طراحی نظام مالی مطلوب و هم‌راستا کردن منافع پیمانکار و دولت میزبان معرفی شد. مطالبات قابل بازیافت پیمانکار در این نوع قرارداد عبارتند از: هزینه‌های اکتشاف و ارزیابی[۱]، هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای[۲]، هزینه‌های غیرمستقیم[۳] و هزینه‌های بهره‌برداری[۴]، هزینه‌های تامین‌مالی[۵].

در قرارداد نوین نفتی، علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های نفتی در ازای پذیرش ریسک‌ها و هزینه‌های عملیات نفتی و ارائه‌ی تمامی خدمات به دولت میزبان، پیمانکار حق‌الزحمه (دستمزد)[۶] دریافت می‌کند.

در قرارداد نوین نفتی هزینه‌های بهره‌برداری که با شروع تولید اولیه[۱] آغاز می‌گردند و هزینه‌های غیرمستقیمِ بعد از تولید اولیه، به صورت جاری[۲] محاسبه و بازپرداخت می‌گردند.

---

1 Exploration and appraisal costs

۲Direct Capital Cost (DCC) : تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای لازم جهت توسعه، بهبود یا افزایش ضریب بازیافت مخزن، از جمله تمامی هزینه‌های مدیریتی، مهندسی، حفاری، احداث تمام تاسیسات روزمینی و زیرزمینی لازم برای قابل بهره‌برداری کردن میدان یا مخزن نظیر تاسیسات فرآوری، انتقال، تزریق، تاسیسات فرآیندی و جنبی و راه‌اندازی تمامی واحدها، هزینه‌ی انجام شده در مرحله‌ی اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان و نیز انجام مرمت، بازسازی و نوسازی‌های لازم در میادین یا مخازن در حال تولید (ماده۱- بند ص، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

۳Indirect Cost (IDC) : تمامی هزینه‌هایی که به دولت، وزارت‌خانه‌ها و موسسات عمومی از جمله شهرداری-ها از قبیل انواع مالیات‌ها، عوارض، گمرگ و بیمه‌ی تامین اجتماعی پرداخت می‌شود (ماده۱- بند ض، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد، ۱۳۹۵).

۴Operating Cost (OPEX) : تمامی مبالغی که طرف دوم قراداد طبق قرارداد برای انجام عملیات بهره-برداری و براساس شرایط مندرج در قرارداد و استانداردهای حسابداری هزینه می‌کند (ماده ۱-بند ظ، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

۵Cost of Money (COM) :هزینه‌های تأمین مالی طرف دوم قرارداد به میزان و شرایطی که در قرارداد تعیین می‌شود. (ماده۱- بند ط، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵)

۶Fee : رقمی که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت‌خام (یا هر هزار فوت مکعب استانداردِ اضافیِ گاز طبیعیِ همراه) از میادین یا مخازن نفتی یا هر هزار فوت مکعب استانداردِ تولید اضافی گاز از میادین یا مخازن گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود (ماده۱- بند ع، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

Archive of SID

www.SID.ir

همچنین پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از زمان تولید اولیه آغاز می‌شود (ماده۹- بند ب، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

در نظام مالی قرارداد جدید به دو عامل هزینه پول تعلق می‌گیرد؛ اول: هزینه‌های غیرمستقیمِ انجام شده توسط پیمانکار که قبل از تولید اولیه انجام می‌شود و بازپرداخت آن از شروع تولید اولیه آغاز می‌گردد. به این وقفه زمانی بین هزینهٔ غیرمستقیم انجام شده و بازپرداخت آن، هزینه پول تعلق می‌گیرد. هزینه تأمین مالی در این بخش برابر با نرخ لایبور به اضافه درصد مورد توافق است که این درصد مورد توافق می‌تواند نظیر بیع‌متقابل توسط شرکت ملی نفت تعیین گردد. دوم، در طول دوره‌ی بازپرداخت هزینه‌ها به پیمانکار، تنها در صورت بروز تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد اگر نتوان علت این تأخیرها را به پیمانکار نسبت داد هزینه تأمین مالی به پول پرداخت نشده تعلق می‌گیرد. هزینه تأمین مالی در این بخش نیز برابر نرخ لایبور به اضافه درصد مورد توافق است (ماده ۱، بند ۳۴ متن قرارداد نوین نفتی ایران)[۳]. همان طور که ملاحظه می‌گردد، بر خلاف بیع‌متقابل که به تمام هزینه‌های انجام شده از شروع تاریخ مؤثر قرارداد[۴] تا شروع دوره‌ی بازپرداخت، هزینه‌ی بانکی تعلق می‌گرفت، در قرارداد نوین نفتی تنها به هزینه‌های غیرمستقیمِ انجام شده از شروع تاریخ مؤثر قرارداد تا شروع دوره‌ی بازپرداخت، هزینه‌ی پول تعلق می‌گیرد. بنابراین، به هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیمی که پیمانکار از شروع تاریخ مؤثر قرارداد تا شروع دوره‌ی بازپرداخت متحمل می‌شود، هزینه‌ی پول تعلق نمی‌گیرد. این فاکتور به نوبه‌ی خود

---

۱ First Production: میزان تولید تعریف شده در برنامه‌ی توسعه‌ی میدان یا مخزن که در مرحله‌ی اول عملیات توسعه‌ی میدان/مخزن کشف شده، حاصل شده یا میزان تولید اولیه‌ی اضافی حاصل از عملیات بهبود یا افزایش ضریب بازیافت که بر اساس برنامه‌ی مربوط حاصل می‌گردد. (ماده۱- بند ش، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵)

2 Current Basis

3 “Cost of Money ("COM")" means LIBOR plus ..... percent (..... %) solely applicable to a) Indirect Costs (IDC) incurred and paid by the Contractor prior to the First Production Date of the Crude Oil and/or First Production Date of the Natural Gas and b) Petroleum Costs and Fee only in the event of the delay and/or late payment (for reason attributable to N.I.O.C.).”

4 Effective Date

Archive of SID

www.SID.ir

یکی از عوامل جلوگیری‌کننده از هزینه‌های اضافی توسط پیمانکار محسوب می‌گردد، چرا که همان‌گونه که اشاره شد به دلیل عدم تعلق هزینه‌ی پول به هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، انگیزه‌ی هزینه‌ی اضافی توسط پیمانکار از بین می‌رود. اما در هر دو نوع قرارداد، پس از شروع دوره‌ی بازپرداخت، در صورت وقوع تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد، اگر نتوان علت این تأخیرها را به پیمانکار نسبت داد، هزینه‌ی پول، به پولِ پرداخت نشده تعلق می‌گیرد.

علاوه بر این، بر خلاف بیع‌متقابل که دستمزد پیمانکار با افزایش یا کاهش قیمت نفت، تحت تأثیر قرار نمی‌گرفت، در قراردادهای نوین نفتی ایران، پیمانکار در ازای خدماتی که ارائه می‌دهد و پذیرش ریسک‌ها و هزینه‌های عملیات نفتی، بر مبنای فاکتور R[1] ، "حق الزحمه (دستمزد) به ازای هر بشکه نفت تولیدی" یا "حق‌الزحمه (دستمزد) به ازای هر هزار فوت مکعب گاز تولیدی"، از تاریخ تولید اولیه، دریافت می‌کند. حق‌الزحمه (حق الزحمه (دستمزد)) بر مبنای ریسک‌های پروژه و منطقه‌ی قرارداد، سطح تولید و قلمرو قرارداد اعم از اکتشاف و توسعه متغیر است[2]. هم‌چنین، حق‌الزحمه‌ی پرداختی به پیمانکار با تغییر قیمت نفت بر اساس فرمول زیر متغیر است (ماده ۲۵، بند ۵-۳، متن قرارداد نوین نفتی ایران)[3] :

---

1 R- Factor = $\frac{\text{تجمعی دریافتی پیمانکار از تاریخ موثر قرارداد تا انتهای هر فصل مالی}}{\text{تجمعی هزینه های نفتی پرداخت شده توسط پیمانکار از تاریخ موثر قرارداد تا انتهای هر فصل مالی}}$

۲ عوامل تأثیرگذار بر حق‌الزحمه (دستمزد) پیمانکار در جدول یک پیوست آمده است.

3 In the event that the actual average of the annual Export Oil Price versus the contractually assumed Export Oil Price, as envisaged in the Long Term Crude Oil Sales and Delivery Agreement, is decreased or increased, then the contractually agreed FPB / FPMscf shall be adjusted downward and upwards respectively as per the following formulae:

$$AF = 1/2F(1+P_n / P_0)$$

If: $P_n > 1.5\,P_0$, then $P_n = 1.5\,P_0$

If: $P_n < 0.5\,P_0$, then $P_n = 0.5\,P_0$

Where:

AF= adjusted Fee for the Export Oil Price increases or decreases

F= contractual Fee per Barrel

P_n = annual actual Export Oil Price year (n)

P_0= contractually assumed Export Oil Price at the year (0), i.e. Effective Date of the Contract,

Archive of SID

www.SID.ir

$$AF = 1/2F(1+P_n / P_0) \qquad (۶)$$

که در آن AF دستمزد تعدیل شده به ازای هر بشکه‌ی نفت خام، F دستمزد قراردادی در هنگام انعقاد قرارداد به ازای هر بشکه ، P_n متوسط قیمت نفت صادراتی در سال nام و P_0 قیمت فرضی قراردادی در سال صفر است. بر اساس الگوی مالی یاد شده اگر:

$$P_n > 1.5P_0 \Rightarrow P_n = P_0$$

$$P_n < 0.5P_0 \Rightarrow P_n = 0.5P_0$$

همان‌طور که در گزاره‌ی بالا دیده می‌شود، به دلیل اینکه دستمزد پرداختی به پیمانکار با کاهش یا افزایش قیمت نفت رابطه‌ی مستقیم دارد، بنابراین می‌توان گفت که قراردادهای نوین نفتی از این منظر نیز دارای انعطاف بیشتری نسبت به قراردادهای بیع‌متقابل است.

بنابراین با فرض این که پیمانکار در دوره‌ی سرمایه‌گذاری در هر دوره به میزان I_t سرمایه گذاری می‌کند، کل سرمایه‌گذاری او در طول دوره‌ی قرارداد برابر است با:

$$\sum_{t=0}^{X'} I_t = \sum_{t=0}^{X} (C_{EX\ \&APP})_t + \sum_{t=X}^{t=EC} DCC_t + \sum_{t=X}^{t=EC} IDC_t \qquad (۷)$$

که $C_{EX\ \&APP}$، هزینه‌ی اکتشاف و ارزیابی، DCC هزینه‌ی سرمایه‌ای مستقیم و IDC هزینه‌ی سرمایه‌ای غیرمستقیم است.

با توجه به توضیحات ارائه شده کل مطالبات قابل بازیافت پیمانکار در دوره‌ی tام (تاریخ تولید اولیه =<t)، عبارتند از:

$$TR_{contractor_t} = OPEX_t + (IDC.\mathrm{Rec})_{afterFPD} + (IDC.\mathrm{Rec}_{beforeFPD} + COM.\mathrm{Rec})_t + (DCC.\mathrm{Rec})_t + (\mathrm{Re}m.\mathrm{Rec})_t \qquad (۸)$$

که $TR_{contractor_t}$، $OPEX_t$، $(IDC.\mathrm{Rec})_{afterFPD}$، $(IDC.\mathrm{Rec}_{beforeFPD} + COM.\mathrm{Rec})_t$، $(DCC.\mathrm{Rec})_t$، $(\mathrm{Re}m.\mathrm{Rec})_t$ به ترتیب کل مطالبه‌ی قابل بازیافت پیمانکار، بازپرداختِ هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه‌های

Note: Any decrease or increase in the gas price will be calculated based on (barrels of oil equivalent) for this purpose.

Archive of SID

www.SID.ir

غیرمستقیم بعد از تولید اولیه، هزینه‌های غیرمستقیمِ قبل از تولید اولیه به همراه هزینه‌های پول، هزینه‌های مستقیم و حق‌الزحمه‌ی متعلقه در دوره‌ی t ام هستند. ذکر این نکته ضروری است که کل بازپرداختِ به پیمانکار در هر دوره حداکثر از محل ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آن‌ها بر پایه قیمت روزفروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. هم‌چنین پایان دوره‌ی قرارداد بر خلاف بیع‌متقابل، مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقی‌مانده نمی گردد(ماده۶- بند پ، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

بنابراین دریافتی دولت در طول عمر قرارداد در قرارداد نوین نفتی عبارت است از:

$$\sum_{t=FPD}^{t=EC} HGR_t = \sum_{t=FPD}^{t=EC} (GR_t - TR_t)$$
$$= \sum_{t=EP}^{t=EC} (P_t Q_t - (OPEX_t + (IDC.\mathrm{Rec})_{afterFPD} + (IDC.\mathrm{Rec}_{beforeFPD} + COM.\mathrm{Rec})_t + (DCC.\mathrm{Rec})_t + \mathrm{Re}m_t))$$

(۹)

در معادله ۹ HGR، FPD[1] و EC به ترتیب نشان دهنده‌ی دریافتی دولت، تاریخ تولید اولیه و زمان اتمام قرارداد است. هم‌چنین GR_t و TR_t، درآمد ناخالص میدان و پرداختی به پیمانکار در دوره‌ی t هستند که TR_t در معادله ۸ توضیح داده شده است. بنابراین دریافتی دولت میزبان در هر دوره از تفاضل درآمد ناخالص میدان و پرداختی به پیمانکار در آن دوره بدست می‌آید.

٤- روش پژوهش و فروض مدل

تاکنون روشی مرسوم به جهت ارزیابی و مقایسه‌ی انواع قراردادهای نفتی و مورد پذیرش در سطح وسیع وجود نداشته است. جذابیت بندهای مالیِ یک قرارداد نفتی صرفاً به نوع قرارداد و یا بندی خاص بستگی ندارد بلکه به اثرات ترکیبی آن رژیم مالی وابسته است

1 First Production Date

Archive of SID

www.SID.ir

(دونگ‌کان و یان‌نا، ۲۰۱۰)[1]. بنابراین باید برای ارزیابی و مقایسه‌ی رژیم مالیِ قراردادهای مختلف، از شاخص‌هایی استفاده گردد. در این مقاله برای مقایسه‌ی دو رژیم مالیِ بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران از چند شاخص همچون نرخ بازگشت سرمایه، دوره‌ی بازگشت سرمایه، شاخص سودآوری و ارزش فعلی خالص برای پیمانکار و از شاخص سهم دولت برای کشور ایران استفاده شده است تا مطالعه‌ی حاضر برای شرکت‌های نفتی پیمانکار و کشور میزبان مفید و مؤثر باشد.

٤-١- شاخص‌های مورد استفاده در مدل

٤-١-١- سهم دولت (GT)

در ارزیابی شاخص‌های یک رژیم مالی سهم دولت یکی از مهم‌ترین معیارها محسوب می‌شود. سهم دولت برابر با قسمتی از سود اقتصادی پروژه است. اگرچه این نسبت تمام عواید دولت از جمله افزایش اشتغال، انتقال فناوری و غیره را شامل نمی‌شود اما با این وجود یکی از مهم‌ترین شاخص‌های ارزیابی نظام مالی قرارداد نفتی محسوب می‌شود. بر اساس تعریف جانستون (۲۰۰۶)، سهم دولت عبارت است از:

$$\text{سهم دولت (٪)} = \frac{\text{کل دریافتی دولت}}{\text{کل سود اقتصادی پروژه}}$$

که سود اقتصادی پروژه در مخرج کسر بالا به معنای درآمد تجمعی کل پروژه منهای هزینه‌های تجمعی کل پروژه در طول عمر اقتصادی آن است.

بنابراین شاخص سهم دولت در قراردادهای بیع متقابل برابر است با:

$$GT = \frac{\sum_{t=EP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=EP}^{t=ELF} (O\&M)_t - \sum_{t=EP}^{t=EC} TR_t}{\sum_{t=EP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=EP}^{t=ELF} (O\&M)_t - \sum_{t=0}^{t=X} {}'C_t - \sum_{t=0}^{t=X} {}'NC_t} \qquad (۱۰)$$

در این فرمول EP، ELF[2] و EC به ترتیب نشان‌دهنده‌ی زمان تولید زودهنگام، عمر اقتصادی میدان و زمان پایان قرارداد می‌باشند. طبق تعریف ارائه شده در شاخص سهم دولت، صورت کسر معادله ۱۰ نشان‌دهنده‌ی کل دریافتی دولت در طول عمر اقتصادی

1 Dongkun, Yan Na
2 Economic life of field

Archive of SID

www.SID.ir

میدان می‌باشد که در هر دوره از تفاضل درآمد ناخالص میدان با پرداختی پیمانکار در قرارداد بیع‌متقابل بدست می‌آید که در معادله ۵ توضیح داده شده است. مخرج کسر معادله ۱۰ سود اقتصادی پروژه در طول عمر اقتصادی میدان را نشان می‌دهد که از تفاضل درآمد تجمعی میدان با هزینه‌های تجمعی پروژه شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی تا اتمام عمر اقتصادی آن میدان بدست می‌آید. ذکر این نکته ضروری است که زمان نهایی در محاسبه‌ی سهم دولت میزبان، اتمام دوره‌ی قرارداد نیست بلکه اتمام عمر اقتصادی آن میدان می‌باشد.

هم‌چنین این شاخص در قراردادهای نوین نفتی به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$GT = \frac{\sum_{t=FPD}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=FPD}^{t=EC} TR_t - \sum_{t=EC}^{t=ELF} (O\&M)_t - A}{\sum_{t=FPD}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=FPD}^{t=ELF} (O\&M)_t - \sum_{t=0}^{t=EC} DCC_t - \sum_{t=0}^{t=EC} IDC_t} \quad (۱۱)$$

در معادله ۱۱ همانند توضیحات ارائه شده در معادله ۱۰، در قرارداد نوین نفتی نیز سهم دولت میزبان از تقسیم تجمعی دریافتی دولت میزبان بر سود اقتصادی پروژه تا زمان اتمام عمر اقتصادی آن میدان می‌باشد. صورت کسر معادله ۱۱ نشان‌دهنده‌ی کل دریافتی دولت در طول عمر اقتصادی میدان می‌باشد که در هر دوره از تفاضل درآمد ناخالص میدان با پرداختی پیمانکار در قرارداد نوین نفتی بدست می‌آید که در معادله ۹ توضیح داده شده است. مخرج کسر معادله ۱۱ سود اقتصادی پروژه در طول عمراقتصادی میدان را نشان می‌دهد که از تفاضل درآمد تجمعی میدان با هزینه‌های تجمعی پروژه شامل هزینه‌های اکتشاف و ارزیابی، هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و عملیاتی تا اتمام عمراقتصادی میدان بدست می‌آید. در اینجا نیز زمان نهایی در محاسبه‌ی سهم دولت میزبان اتمام عمر اقتصادی آن میدان می‌باشد. این معادله علاوه بر قرارداد توسعه، تولید یا قرارداد اکتشاف، توسعه و تولید، حالتی که پیمانکار از عملیات بهبود/ افزایش ضریب بازیافت استفاده کند را هم در برمی‌گیرد. در مواردی که در صورت اتمام قرارداد تمام هزینه‌ها و حق‌الزحمه‌ی پیمانکار به طور کامل بازپرداخت نشده باشد و قرارداد به منظور تسویه حساب کامل با پیمانکار تمدید شود، A در فرمول ۱۱ بزرگ‌تر از صفر است و عدد آن

Archive of SID

www.SID.ir

معادل با مقدار پرداخت نشده در زمان اتمام قرارداد به علاوه‌ی هزینه‌ی پول است که به دوره/ دوره‌های بعد از اتمام قرارداد انتقال پیدا کرده است. ذکر این نکته ضروری است، در صورتی که در زمان اتمام قرارداد تمام هزینه‌ها و حق‌الزحمه‌ی پیمانکار به طور کامل بازپرداخت شده باشد، عدد A معادل صفر است.

٤-١-٢- نرخ بازده داخلی پیمانکار (IRR)

به منظور به دست آوردن نرخ بازده داخلی پیمانکار، ارزش فعلی خالص پیمانکار مساوی صفر قرار داده می‌شود، بنابراین در بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی داریم:

$$NPV_{IOC} = \sum_{t=0}^{EC} \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = 0 \qquad (۱۲)$$

که NCF_t، جریان نقدی خالص (تمام دریافتی پیمانکار منهای تمام هزینه‌های پیمانکار) در دوره‌ی t، معلوم است. بنابراین، عددی که در این معادله برای نرخ تنزیل (r) بدست می‌آید، نرخ بازده‌ی داخلی سرمایه‌گذار را نشان می دهد.

٤-١-٣- دوره‌ی بازگشت سرمایه (Payback Period)

در طول عمر یک میدان به زمانی که مقدار تجمعی جریان نقدی خالص[1] پیمانکار صفر - شود نقطه‌ی سربه‌سر یا دوره‌ی بازگشت سرمایه گفته می‌شود. اگر تمامی عوامل دیگر را ثابت در نظر بگیریم هر چه زودتر این نقطه‌ی زمانی تحقق پیدا کند برای سرمایه‌گذار مطلوب‌تر می‌باشد (کسری‌ال و وود، ۲۰۱۳)[2].

$$\sum_{t=0}^{T} NCF_t = 0 \qquad (۱۳)$$

به عدد T در معادله‌ی بالا، نقطه‌ی سربه‌سر یا دوره‌ی بازگشت سرمایه می گویند.

٤-١-٤- شاخص سودآوری (PI)

شاخص سودآوری یا نسبت سود به هزینه‌ها بدین معناست که پیمانکار به ازای هر دلار سرمایه‌گذاری در میدان، علاوه بر بازیافت آن به چه میزان سود به دست می‌آورد. برای به

1 Cumulative Net Cash flow
2 Ken Kasriel, David Wood

Archive of SID

www.SID.ir

دست آوردن این شاخص بدون ابعاد نیاز است تا مجموع ارزش حال جریانات نقدی پیمانکار در آینده بر ارزش حال مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار در طول عمر قرارداد تقسیم گردد (میان، ۲۰۱۰).

$$PI = 1 + \frac{NPV}{PV\ of\ Capital\ investment} \qquad (۱۴)$$

که صورت کسر نشان‌دهنده‌ی مجموع ارزش حال جریانات نقدی پیمانکار در آینده و مخرج کسر معرف مجموع ارزش حال هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار می‌باشد.

در این مقاله به منظور ارزیابی و مقایسه‌ی دو رژیم مالی بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی معادلات ۱ تا ۱۴ برای یک میدان فرضی نفتی مدل‌سازی مالی شده است. میزان نفت درجای آن حدود ۲/۵ میلیارد بشکه، ضریب بازیافت آن ۸ درصد و نفت قابل استحصال این میدان در حالت بدون عملیات افزایش/بهبود ضریب بازیافت نفت ۱۶۵/۶میلیون بشکه برآورد شده است. این در حالی است که همراه با عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت نفت، ۲۰۸/۶ میلیون بشکه برآورد شده است[۱]. ذکر این نکته ضروری است کل دوره اکتشاف و ارزیابی در قرارداد نوین نفتی حداکثر به مدت هشت سال از شروع تاریخ موثر قرارداد است و مجموع دوره توسعه و تولید، متناسب با زمان مورد نیاز اجرای طرح‌ها حداکثر به مدت بیست سال از تاریخ شروع عملیات توسعه در نظر گرفته می‌شود (ماده ۳، بند ۲-۳، متن قرارداد نوین نفتی ایران. حال در مورد مدل‌سازی این میدان فرضی دوره‌ی اکتشاف و ارزیابی ۵ سال و دوره‌ی توسعه نیز ۵ سال و دوره تولید ۱۵ سال در نظر گرفته شده است[۲]. تولید زودهنگام در بیع‌متقابل/ تولید اولیه در قرارداد نوین نفتی از ابتدای سال

---

۱ داده‌های مذکور برگرفته از گزارش توسعه‌ی یکی از میادین نفتی ایران است که توسط شرکت ملی نفت جمع‌آوری شده است. هم‌چنین نرخ سالیانه هزینه بانکی (یا به عبارت دیگر COM در IPC و Bank Charges در بیع متقابل) برابر با نرخ لایبور +x% می‌باشد.

2 " 3.2.3. Total Duration of Exploration to Production Operations and Term of Contract:

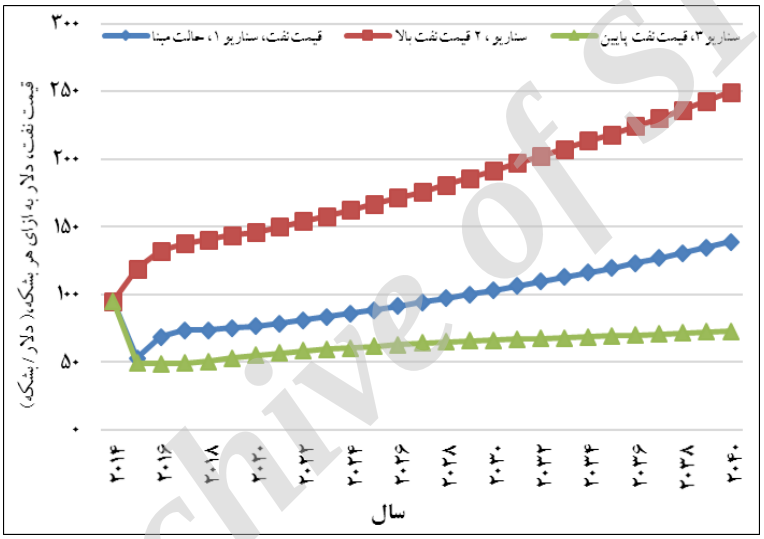
a. The total duration of the initial Exploration Operation Phase, optional Exploration Operations Phase and/or Appraisal Operations Phase will be maximum eight (8) Years commencing from the Effective Date.

b. The total duration of execution of the Development and Productions Operations Phase will be maximum twenty (20) Years from the date of approval of the Development and Production Plan (DPP) by the N.I.O.C. Such duration, where further Petroleum Operations and/or

Archive of SID

www.SID.ir

چهارم توسعه یا به عبارت دیگر از ابتدای سال نهم قرارداد آغاز می‌گردد. در مورد پیش-بینی قیمت نفت در مدل همان طور که در سال‌های گذشته شاهد تغییرات قیمت نفت بسیار وسیع بوده است و در نتیجه پیش‌بینی قیمت نفت بسیار دشوار و تا حدودی غیرممکن است. با این وجود رویکرد معمول و واقع‌بینانه به منظور در نظر گرفتن حالت‌های مختلف این است که از چند سناریوی قیمت استفاده کنیم تا بتوان ارزیابی اقتصادی را در دامنه‌ی نسبتاً وسیعی از قیمت‌های نفت تحلیل کرد. در این مدل‌سازی مالی از سه سناریوی قیمتی شامل حالت مبنا[1]، قیمت‌های بالا[2] و قیمت‌های پایین[3] استفاده کردیم که در شکل (۱) نشان داده شده است.



شکل ۱- پیش‌بینی قیمت نفت خام در سه سناریوی بالا، مبنا و پایین (منبع: EIA)[4]

IOR/EOR operations is necessarily required, may be extended by the mutual agreement of the Parties for up to a maximum of five (5) Years.

c. The total duration of the Contract ("Term of Contract") shall constitute Exploration Operations Phase(s) and Appraisal Operations Phase as per Clause 3.2.3. (a) And Development and Production Phase as per Clause 3.2.3. (b) As may be applicable."

1 Base Case

2 High Case

3 Low Case

4 U.S. Energy Information Administration (2015), Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040,
http://www.eia.gov/forecasts/aeo/section_prices.cfm

Archive of SID

www.SID.ir

۵- تجزیه و تحلیل نتایج و تحلیل حساسیت

پس از مدل‌سازی مالی بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی به مقایسه‌ی رژیم مالی آن‌ها با استفاده از شاخص‌های بیان شده در این قسمت مقاله پرداخته می‌شود. با توجه به شکل (۲) محور عمودی سمت چپ، نرخ بازگشت داخلی پیمانکار در سه سناریوی قیمت نفت در قرارداد نوین نفتی بیشتر از بیع‌متقابل است که نتیجتاً از نظر پیمانکار مطلوب‌تر می‌باشد. از طرفی همان‌طور که مشاهده می‌شود عدد نرخ بازگشت داخلی پیمانکار در مورد بیع‌متقابل در سه سناریوی قیمت نفت عدد ثابت ۱۴ درصد می‌باشد. دلیل این موضوع آن است که چون در بیع‌متقابل هزینه‌ها و حق‌الزحمه قبل از شروع بازپرداخت‌ها به طور ثابت مشخص شده‌اند بنابراین تأثیر قیمت نفت تنها بدین شکل خود را نشان می‌دهد که اگر قیمت نفت به هر دلیلی کاهش پیدا کند به گونه‌ای که از سقف مجاز تعیین شده در قرارداد تجاوز کند بازپرداخت به پیمانکار به دوره/ دوره‌های بعدی انتقال می‌یابد و عدد نرخ بازگشت داخلی پیمانکارکاهش می‌یابد و در صورتی که به هر دلیلی قیمت نفت افزایش پیدا کند تنها تأثیر مثبت آن برای پیمانکار دریافت به موقع بازیافت هزینه‌ها و حق‌الزحمه‌ی ثابت او می‌باشد. حال در مدل‌سازی انجام شده به دلیل این که در سه سناریوی قیمت نفت موجود، بازپرداخت به پیمانکار کمتر از سقف مجاز تعیین شده در قرارداد است بنابراین پیمانکار تنها از تأثیر مثبت افزایش قیمت نفت در سه سناریوی قیمت نفت در بیع‌متقابل بهره‌مند شده است. این در حالی است که در قرارداد نوین نفتی در کمترین حالت ۱۷/۱درصد را نشان می‌دهد که عدد مربوط به مدل‌سازی سناریوی ۳ قیمت نفت (حالت قیمت نفت پایین) می‌باشد. در سناریوی ۱ و ۲ قیمت نفت نرخ بازگشت داخلی پیمانکار به ترتیب ۱۸/۱درصد و ۱۸/۱۱درصد است که نسبت به سناریوی ۳ افزایش یافته اند و علت آن افزایش دریافتی پیمانکار در سناریوی ۱ و ۲ است که خود ناشی از افزایش دستمزد او در این دو سناریو است، زیرا دستمزد پیمانکار خود تابعی از تغییرات قیمت نفت است و در سناریوی ۱ و ۲ قیمت‌ها نسبت به سناریوی ۳ افزایش یافته‌اند. در مورد مقایسه‌ی این عدد در دو سناریوی ۱ و ۲ که اختلاف کمی را باهم نشان می‌دهند، بدین گونه تحلیل می‌شود که چون در هر دو

Archive of SID

www.SID.ir

سناریوی مذکور قیمت نفت به جز در سال نهم (به عنوان اولین بازپرداخت هزینه و حق‌الزحمه)، در تمامی سال‌ها از ۱/۵ برابر قیمت قراردادی بیشتر است بنابراین تأثیر قیمت نفت در هر دو سناریو برای دستمزد پیمانکار یکسان است و در هر دو عدد نرخ بازگشت داخلی پیمانکارتقریبا یکسان است و این اختلاف جزئی ناشی از اختلاف دستمزد در سال نهم است.

همان طور که در شکل (۳) دیده می‌شود سه سناریوی قیمت نفت در محور افقی مشخص شده‌اند و به همان ترتیبی که در بالا برای نرخ بازگشت داخلی پیمانکار تحلیل شد، ارزش خالص فعلی پیمانکار در نرخ تنزیل ده درصد[1] در سه سناریوی مزبور در قرارداد نوین نفتی بیش از بیع‌متقابل است.

برای مقایسه‌ی دوره بازگشت سرمایه در دو نوع قرارداد همان گونه که درشکل (۴) دیده می‌شود، سال سیزدهم قرارداد (سال چهارم بازپرداخت) اولین سالی است که جریان نقدی تجمعی پیمانکار در بیع‌متقابل از منفی به مثبت تغییر علامت می‌دهد بنابراین جریان نقدی تجمعی پیمانکار بین سال دوازدهم و سیزدهم صفر می‌شود. نتایج محاسبات مالی عدد ۱۲/۱سال را نشان می‌دهد که همان دوره‌ی بازگشت سرمایه یا نقطه‌ی سربه‌سر است. این در حالی است که برای قرارداد نوین نفتی جریان نقدی تجمعی پیمانکار در سال دوازدهم قرارداد (سال سوم بازپرداخت) مثبت می‌شود بنابراین دوره‌ی بازگشت سرمایه‌ی پیمانکار بین سال یازدهم و دوازدهم است که نتایج عدد ۱۱/۵ سال را نشان می‌دهد، بنابراین با توجه به اینکه دوره‌ی بازگشت سرمایه یا نقطه‌ی سربه‌سر در قرارداد نوین نفتی زودتر از بیع‌متقابل اتفاق افتاده است بنابراین می‌توان نتیجه گرفت قرارداد نوین نفتی از این لحاظ نیز برای پیمانکار نسبت به بیع‌متقابل مطلوب‌تر می‌باشد. البته باید خاطر نشان کرد که مقایسه دوره بازگشت سرمایه و شاخص سودآوری برای سناریوهای مختلف قمیت در دو نوع قرارداد بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی در شکل (۵) نشان داده شده است.

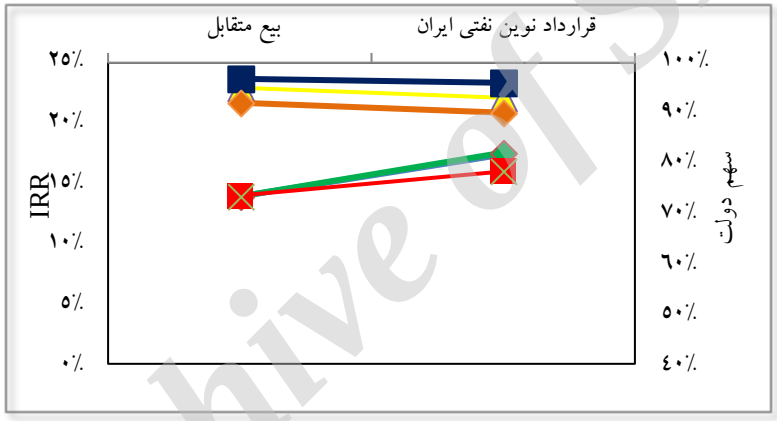
تحلیل‌های انجام شده برای سناریوهای مختلف قیمت نفت نشان دادند که قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل برای پیمانکار مطلوب‌تر می‌باشد.

1 NPV (10)

Archive of SID

www.SID.ir

حال نتایج حاصل از مدل‌سازی را بر سهم دولت میزبان تحلیل می‌کنیم. سهم دولت میزبان در قرارداد نوین نفتی برای هر سه سناریوی قیمت نفت درصد کمتری را نسبت به بیع‌متقابل نشان می‌دهد؛ بدین ترتیب که در سناریوی مبنا از ۹۵ درصد به ۹۳ درصد و در سناریوی ۲ قیمت نفت از ۹۶/۸ درصد به ۹۶ درصد و در سناریوی ۳ از ۹۲ درصد به ۹۰ درصد کاهش یافته است، اما با این وجود در هر دو نوع قرارداد، سهم دولت همچنان بالای ۹۰ درصد می‌باشد. باید این نکته را در نظر داشت که کاهش درصد سهم دولت در قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل به مفهوم کاهش کارایی نظام مالی نیست چرا که سهم بالای ۹۰ درصد کماکان رقم قابل ملاحظه‌ای برای کارفرما (دولت میزبان) می‌باشد. گزارش اعداد متناظر با شکل (۲) در جدول (۱) آمده است.



شکل ۲- نرخ بازگشت داخلی پیمانکار و سهم دولت میزبان در سه سناریوی قیمت نفت

(منبع: یافته‌های پژوهش)

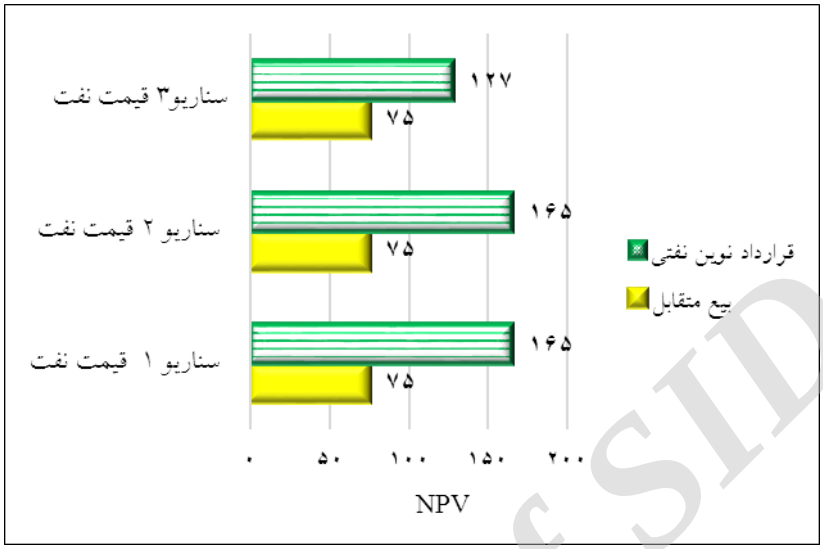
جدول ۱- نرخ بازگشت داخلی پیمانکار و سهم دولت میزبان در سه سناریوی قیمت نفت

	بیع متقابل	قرارداد نوین نفتی ایران
IRR سناریو ۱ قیمت نفت	٪۱۳/۹	٪۱۸/۱
IRR سناریو ۲ قیمت نفت	٪۱۳/۹	٪۱۸/۱۱
IRR سناریو۳ قیمت نفت	٪۱۳/۹	٪۱۷/۱
٪GT سناریو ۱ قیمت نفت	٪۹۵	٪۹۳
٪GT سناریو ۲ قیمت نفت	٪ ۹۶/۸۰	٪۹۶
٪GT سناریو۳ قیمت نفت	٪۹۲	٪۹۰

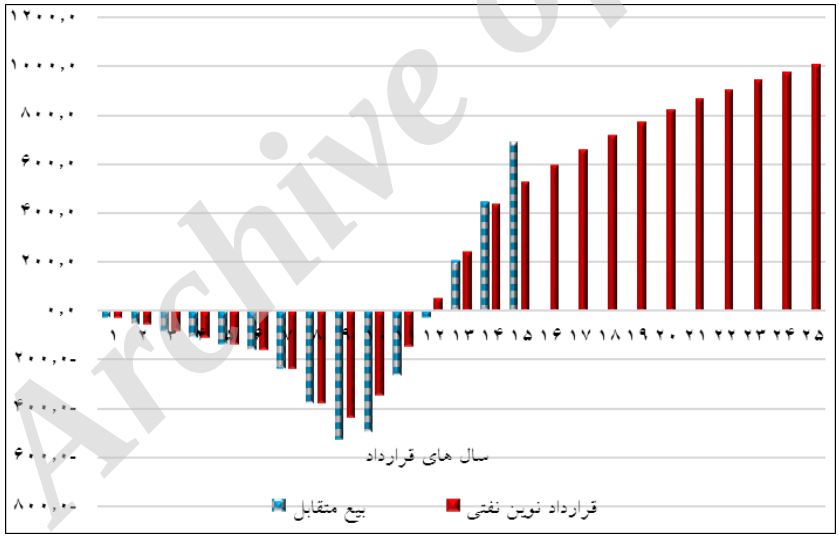
Archive of SID

www.SID.ir

منبع: یافته‌های پژوهش



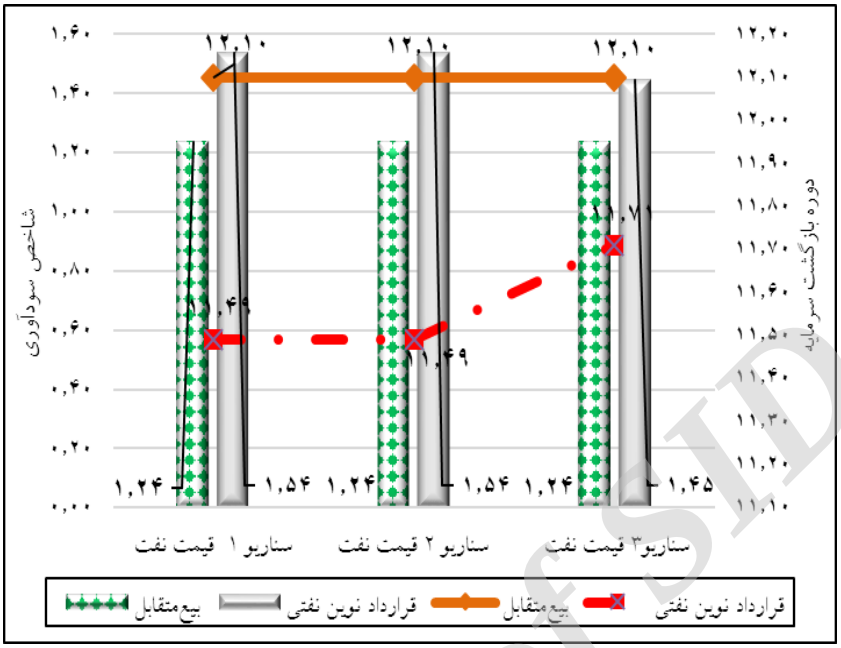
شکل ۳- مقایسه‌ی NPV(10) پیمانکار در بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی در سه سناریوی قیمت نفت (منبع: یافته‌های پژوهش)



شکل ٤- جریان نقدی تجمعی پیمانکار در سال‌های مختلف دوره قرارداد به منظور مقایسه‌ی دوره بازگشت سرمایه در دو نوع قرارداد در سناریوی قیمت مبنا (منبع: یافته‌های پژوهش)

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۵- دوره بازگشت سرمایه و شاخص سودآوری درسه سناریوی قیمت نفت برای دو نوع قرارداد بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران (منبع: یافته‌های پژوهش)

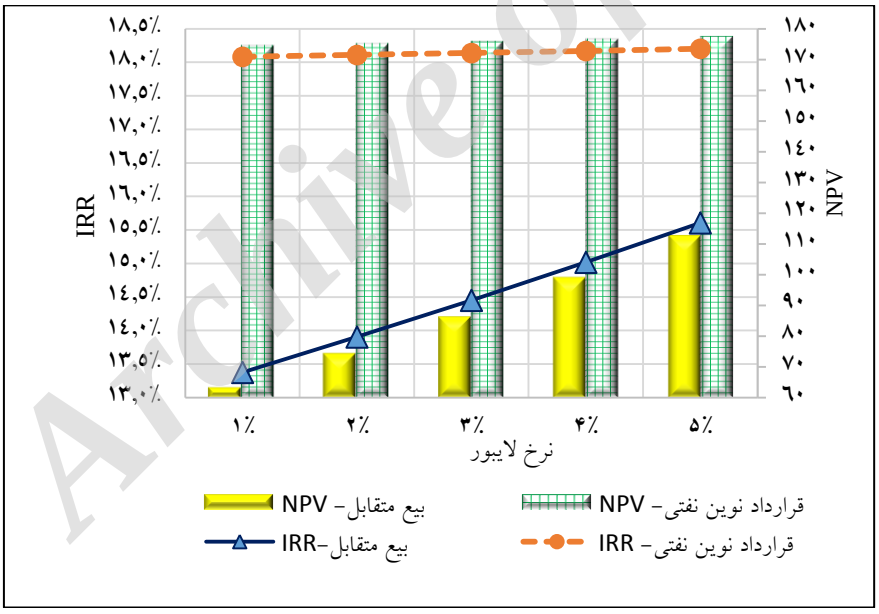
بنابراین با مقایسه‌ی شاخص‌های مالی پیمانکار و سهم کارفرما در دو قرارداد بیع‌متقابل و قراردادهای نوین نفتی، می‌توان نتیجه گرفت قرارداد نوین نفتی برای پیمانکاران نسبت به بیع‌متقابل مطلوب‌تر است و در عین حال سهم دولت را به میزان قابل توجهی کاهش نداده است به گونه‌ای که می‌توان ادعا کرد با توجه به نتایج حاصل از مدل‌سازی، قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل کارآتر شده است.

در مدل‌سازی مالی انجام شده برای دو نوع قرارداد بیع‌متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران، نرخ هزینه بانکی برابر با نرخ لایبور به اضافه‌ی x درصد می‌باشد و این عدد در مقاله حاضر برای حالت مبنا برابر با ۲ درصد به اضافه‌ی ۰/۷۵ درصد در نظر گرفته شده است. به دلیل متغیر بودن نرخ لایبور، تغییرات خروجی مدل نسبت به تغییر این نرخ در بازه‌ی ۰.۱٪ تا ۵٪ بررسی شده است. بنابراین بازه تغییرات نرخ هزینه بانکی بین ۱/۷۵ دصد تا ۵/۷۵ درصد درنظر گرفته شده است. همان طور که در شکل (۴) دیده می‌شود ارزش فعلی خالص و

Archive of SID

www.SID.ir

نرخ بازگشت سرمایه در قرارداد بیع‌متقابل در مقایسه با قرارداد نوین نفتی ایران نسبت به تغییر نرخ لایبور حساسیت بیشتری نشان می‌دهد، به عبارتی با تغییر نرخ لایبور، ارزش فعلی خالص و نرخ بازگشت سرمایه در بیع‌متقابل نسبت به قرارداد نوین نفتی بیشتر تغییر می‌کنند. دلیل این موضوع این است که در بیع‌متقابل به مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ایِ قبل از تولید اولیه و هم‌چنین در دوره‌ی بازپرداخت در صورت تأخیر در بازپرداخت‌ها به پیمانکار به میزان پرداخت نشده، هزینه بانکی تعلق می‌گیرد، در حالی که در قرارداد نوین نفتی هزینه بانکی تنها به هزینه‌های غیر مستقیمِ قبل از تولید اولیه و پس از تولید به تأخیر در بازپرداخت‌ها، هزینه‌ی بانکی تعلق می‌گیرد. بنابراین در بیع‌متقابل علاوه بر موارد مشمول در قرارداد نوین نفتی، به هزینه‌های سرمایه‌ای نیز هزینه بانکی تعلق می‌گیرد. در نتیجه تغییر نرخ لایبور تأثیر بیشتری بر هزینه‌های بانکی و متعاقباً بر ارزش فعلی خالص و نرخ بازگشت سرمایه‌ی پیمانکاردر بیع‌متقابل می‌گذارد.



شکل ٦- آنالیز حساسیت NPV(10) و IRR پیمانکار نسبت به نرخ لایبور

(منبع: یافته‌های پژوهش)

Archive of SID

www.SID.ir

در قراردادهای نوین نفتی عامل R به عنوان معیار تعیین دستمزد پیمانکار است، به گونه‌ای که هر چه این عامل کم‌تر باشد، "دستمزد به ازای هر بشکه نفت خام" پرداختی به پیمانکار بیشتر می‌شود. با توجه به اینکه مخرج کسر، معرف هزینه‌های تجمعی پیمانکار در انتهای هر فصل مالی است، بنابراین با افزایش هزینه این عامل نزول می‌کند و پیمانکار را ذی‌حق "دستمزد به ازای هر بشکه" بیشتری می‌کند. هر چند در نگاه اول این موضوع به گونه‌ای انعطاف‌پذیری به حساب می‌آید اما دارای اشکالاتی است. بدین گونه که به فرض مثال اگر پیمانکار به جای حفاری یه چاه افقی، سه چاه عمودی حفر کند هزینه‌های خود را بالا می‌برد و عامل R کمتر می‌شود و دستمزد بیشتری را دریافت می‌کند، در صورتی که می‌توان با درنظر گرفتن تمهیداتی پیمانکار را به سمت تکنولوژی‌های عملیاتی پیشرفته‌تری سوق داد و هزینه‌ها را کاهش داد.

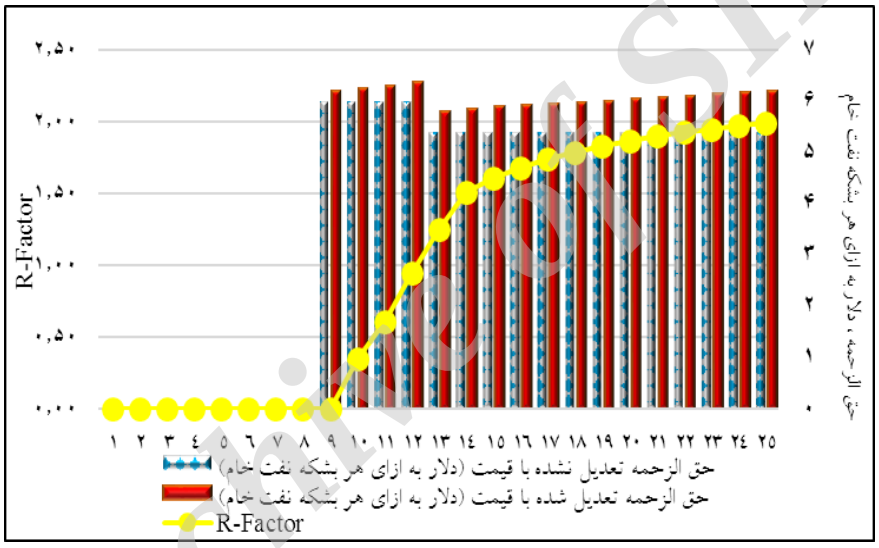
هم‌چنین در تقسیم‌بندی جدول فاکتور R، پنج طبقه در نظر گرفته شده است. با توجه به ارزیابی نتایج حاصل از مدل‌سازی‌های مالیِ قرارداد نوین نفتی که برای میادین مختلف انجام شده است در اغلب سال‌های قرارداد، این عامل کمتر از ۲ است بنابراین تنها دو طبقه-ی اول از پنج طبقه را مشمول می‌شود و برحسب قرارگرفتن میزان فاکتور R که کمتر از یک یا بین یک و دو است پیمانکار را ذی‌حق دریافت طبقه‌ی اول یا دوم از این جدول می‌کند. این در حالی است که با مطالعه‌ی قراردادهای خدمات فنی[1] عراق یا قراردادهای مشارکت در تولید، بازه‌های طبقه‌بندی فاکتور R که مبنای دستمزد در قرارداد خدمات فنی عراق یا نفت سود در قراردادهای مشارکت در تولید است کوچک‌تر در نظرگرفته شده است. در واقع در قرارداد نوین نفتی ایران، پیمانکار پس از نقطه‌ی سربه‌سر (R=1) در بازه-ای نسبتاً طولانی دستمزد به ازای هر بشکه‌ی تعدیل نشده‌ی ثابتی را دریافت می‌نماید. این موضوع در شکل (۵) نشان داده است. فاکتور R در طول سال‌های قرارداد افزایش می‌یابد تا این که در سال دوازدهم به ۰/۹۴ می‌رسد و بنابراین دستمزد طبقه‌ی اول را دریافت می-کند (دستمزد تعدیل نشده با قیمت) و از سال سیزدهم فاکتور R بیشتر از یک می‌شود و در سال آخر نهایتاً به ۱/۹۸ می‌رسد (در حالت سناریوی قیمتی مبنا). بنابراین تا سال دوازدهم

1 Technical Service Agreement

Archive of SID

www.SID.ir

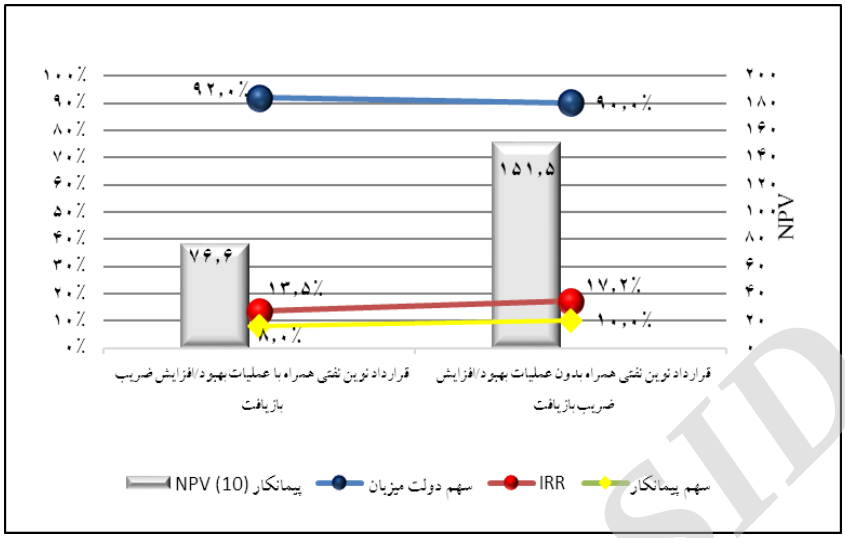
یک دستمزد تعدیل نشده و از سال دوازدهم تا انتهای قرارداد دستمزد بازه‌ی دوم را دریافت می‌کند (ستون‌های آبی). ستون‌های قرمز رنگ که "دستمزد به ازای هر بشکه" تعدیل شده با قیمت را نشان می‌دهند، به دلیل اینکه طبق مکانیسم تعبیه شده در قراردادهای نوین نفتی، حق‌الزحمه تا سقف ۰/۵± برابر تغییر در قیمت قراردادی طبق فرمول (۶) تعدیل می‌شوند، از سال نهم که تولید اولیه آغاز می‌گردد و پیمانکار ذی‌حق دریافت حق الزحمه (دستمزد) می‌گردد تا سال ۲۵، قیمت روز بیش از قیمت قراردادی بوده است و این همان اثر قیمت در دستمزد است که در قراردادهای بیع‌متقابل وجود نداشت.



شکل ۷- "فی به ازای هر بشکه‌ی" پیمانکار، قبل و بعد از تعدیل با قیمت در قرارداد نوین نفتی در R-Factor های مختلف (منبع: یافته‌های پژوهش)

Archive of SID

www.SID.ir



شکل۸- مقایسه‌ی شاخص های مالی قراردادهای نوین نفتی در حالت بدون عملیات بهبود/افزایش ضریب بازیافت و همراه با آن در سناریوی "قیمت پایین" (منبع: یافته‌های پژوهش)

نتایج مدل‌سازی مالیِ قراردادهای نوین نفتی ایران در حالت بدون عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت نفت و همراه با این عملیات در شکل (۶) نشان داده شده است. برای انجام این کار، جدول فاکتور R جداگانه‌ای برای تولید اضافی میدان[۱] نسبت به خط پایه تخلیه[۲] درنظر گرفته شده است. نرخ بازگشت داخلی پیمانکار و سهم پیمانکار به ترتیب از 17درصد، 10درصد به ۱۳/۵ درصد و ۸ درصد کاهش پیدا کرده است. همچنین ارزش فعلی خالص پیمانکار در نرخ تنزیل ده درصد در حالت انجام عملیات افزایش/ بهبود نسبت

---

۱ Incremental Oil, Gas and Condensate : میزان تولید نفت، گاز یا میعانات گازی از میدان یا مخزن کشف شده یا میزان نفت، گاز یا میعانات گازی تولید شده مازاد بر خط پایه تخلیه از میدان یا مخزن در حال تولید است (ماده۱- بند ف، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

۲ Depletion Base Line : عبارت است از خط یا منحنی فرایند تخلیه میدان یا مخزن با منظور کردن تأسیسات موجود و در حالت عدم اجرای طرح‌های جدید بهبود یا افزایش ضریب بازیافت که مورد پذیرش طرف-های اول و دوم قرار می‌گیرد و به عنوان خط پایه تخلیه در قرارداد تعریف می‌شود (ماده۱- بند غ، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

Archive of SID

www.SID.ir

به عدم انجام آن در میدان مزبور، ۷۵ میلیون دلار کم شده است[1]. این در حالی است که ارزش فعلی خالص کشور میزبان (ایران) در نرخ تنزیل ده درصد در حالت انجام این عملیات افزایش یافته است. لذا انجام این عملیات برای شرکت پیمانکار صرفه‌ی اقتصادی ندارد. بنابراین کشور میزبان برای این که شرکت نفتی پیمانکار این عملیات را در میدان انجام دهد باید پیمانکار را با انگیزه‌های بیشتری به سمت این کار سوق دهد.

٦- نتیجه‌گیری و پیشنهادات سیاستی

اینکه چه نوع قراردادی بتواند منافع طرفین قرارداد را تأمین کند بستگی به عوامل مختلفی دارد و خوب یا بد بودن قرارداد را نمی‌توان صرفاً با در نظرگرفتن نوع آن ارزیابی کرد، اما می‌توان گفت نظام مالی مورد توافق در یک قرارداد نفتی یکی از مهم‌ترین عوامل تعیین-کننده در این ارزیابی به حساب می‌آید. به همین دلیل ارائه یک الگوی کارآمد و مناسب مالی ضروری به نظر می‌رسد. در این مطالعه به طور خاص به مقایسه‌ی تطبیقی کارایی نظام مالیِ قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای نوین نفتی پرداختیم. نتایج مطالعه نشان می‌دهند که بسیاری از محدودیت‌های قراردادهای بیع‌متقابل در قراردادهای نوین نفتی اصلاح شده-اند و نظام مالی قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل دارای کارایی بیشتری است به این معنا که قرارداد نوین نفتی برای پیمانکاران نسبت به بیع‌متقابل مطلوب‌تر است و در عین حال سهم دولت درصد قابل ملاحظه‌ای را تشکیل می‌دهد به گونه‌ای که می‌توان ادعا کرد با توجه به نتایج حاصل از مدل‌سازی، قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع‌متقابل کاراتر شده است.

با وجود بهبود نظام مالی قراردادهای نوین نفتی، مواردی وجود دارند که قابل بحث و بررسی هستند؛ از جمله‌ی آن‌ها موضوع هزینه‌تراشی[2] پیمانکار در طول قرارداد به دلیل ماهیت استفاده از فاکتور R در نظام مالی است. مسئله‌ی دیگر بازه‌های بلند درنظر گرفته شده در جدول فاکتور R هستند که مبنای پرداخت حق‌الزحمه به پیمانکار است و باعث می‌شود کارفرما در بازه‌ای نسبتاً طولانی حق‌الزحمه‌ی تعدیل نشده‌ی ثابتی را به پیمانکار

۱نتایج مدل‌سازی مالیِ قراردادهای نوین نفتی ایران در حالت بدون عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت نفت و همراه با این عملیات برای دو سناریوی دیگر قیمت نفت در شکل (۱) و شکل(۲) پیوست آمده است.

2 Gold Plating

Archive of SID

www.SID.ir

پرداخت کند در حالی که در قراردادهای خدمات فنی عراق یا قراردادهای مشارکت در تولید بازه‌های طبقه‌بندی فاکتور R که مبنای دستمزد در قرارداد خدمات فنی عراق یا نفت سود در قراردادهای مشارکت در تولید است کوچک‌تر در نظرگرفته شده است.

همچنین در این مقاله نتایج مدل‌سازی مالی قراردادهای نوین نفتی در حالت انجام عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت نفت نشان دادند که انجام این عملیات برای شرکت پیمانکار صرفه‌ی اقتصادی ندارد. بنابراین کشور میزبان به منظور این که شرکت نفتی پیمانکار این عملیات را در میدان انجام دهد ضرورت دارد پیمانکار را با انگیزه‌های بیشتری به سمت این کار تشویق نماید. علاوه بر این ممکن است در مدل‌سازی مالی قراردادهای نوین نفتی در حالت انجام عملیات بهبود/افزایش ضریب بازیافت نفت در سال‌هایی از پروژه که پیمانکار برای انجام این عملیات هزینه می‌کند، جریان نقدی پیمانکار منفی شود اگر چنین حالتی اتفاق بیفتد دیگر نمی‌توان از نرخ بازگشت داخلی که در این مقاله آمده است، استفاده کرد زیرا ممکن است نتیجه‌ی بدست آمده صحیح نباشد و باید از نرخ بازگشت داخلی اصلاح شده[1] استفاده کرد. امید است یافته‌ها و راهکارهای ارائه شده در جهت بهبود نظام مالی قرارداهای نفتی صنعت نفت ایران مفید واقع شود.

1 MIRR (Modified Internal Rate of Return

Archive of SID

www.SID.ir

۷- منابع

الف) فارسی

درخشان. مسعود (۱۳۹۲)، "ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی ایران." *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال سوم، شماره ۹، ص ۵۵-۱۱۳.

شکوهی. محمدرضا (۱۳۹۲)، "ساختار سازماندهی و توصیفی از قراردادها در صنعت نفت ایران"، دانشگاه امام صادق علیه السلام، تهران.

شیروی. عبدالحسین، ابراهیمی. سیدنصرالله، اصغریان. مجتبی (۱۳۸۸)، اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع‌متقابل، *مجله حقوقی بین‌المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین المللی ریاست جمهوری، شماره ۴۱، تهران.

حاتمی. علی، کریمیان. اسماعیل(۱۳۹۳)، حقوق سرمایه گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه گذاری، انتشارات تیسا، تهران.

طاهری‌فرد. علی، صاحب‌هنر. حامد (۱۳۹۵)، مقایسه قراردادهای IPC با بیع متقابل، مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی، تهران.

وزارت نفت (۱۳۹۵). تصویب نامه هیئت وزیران، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز (۱۶ مرداد).

ب) انگلیسی

Annual Energy Outlook (2015), Projections to 2040. U.S. Energy Information Administration. http://www.eia.gov/forecasts/aeo/section_prices.cfm

Abbas Ghandi, C.Y. Cynthia Lin (2012), "Do Iran's Buyback Service Contracts Lead to Optimal Production? The case of Soroosh and Nowrooz." *Energy Policy*, vol 42, pp 181-190.

Abbas Ghandi, C.Y. Cynthia Lin. November (2015), "On the Rate of return and Risk Factors to International oil companies in Iran's Buy-Back service contracts."

Iledare, Omowumi O. (2001), "Analyzing the Impact of Petroleum Fiscal Arrangements and Contract Terms on Petroleum E&P Economics and Host Government Take." *SPE*, NO. *88969*.

Archive of SID

www.SID.ir

Johnston, D. (2006,) “How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts.” in *Escaping the Resource Curse*, Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E., eds. (New York, Columbia University Press.

Kasriel. K, Wood, D. (2013), *Upstream petroleum fiscal and valuation modeling in Excel*. Wiley & Sons, Ltd publication.

Dongkun. L, Yan Na. (2010), "Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts." ScienceDirect.

Mian, M.A. (2010), Project Economics and Decision Analysis, Vol. 1, pp 154-162. *PennWell*.

Mian, M.A. 2010. "Designing Efficient Fiscal Systems." *SPE* 130127 1-13.

Manaf, N. A. A. Saad, N. Ishak, Z. Mas'ud, A. (2014), "Effects of fiscal regime changes on investment climate of Malaysia's marginal oil fields: Proposal model." International Conference on Accounting.

Van Groenendaal, W.J.H. Mazraati, M. (2006), "A critical review of Iran's buyback contracts." *Energy Policy*.

NIOC (November 2015). "Iran Petroleum Contract: Exploration, Development and Production Service Contract".

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm

http://www.worldbank.org/en/country/iran/publication/economic-brief-july-2016

http://www.tradingeconomics.com/iran/exports

http://www.tradingeconomics.com/iran/gdp-growth-annual

http://www.thegulfintelligence.com/Docs.Viewer/bb9597f1-191e-4d75-8060-5319427d2fb9/default.aspx

Archive of SID

www.SID.ir

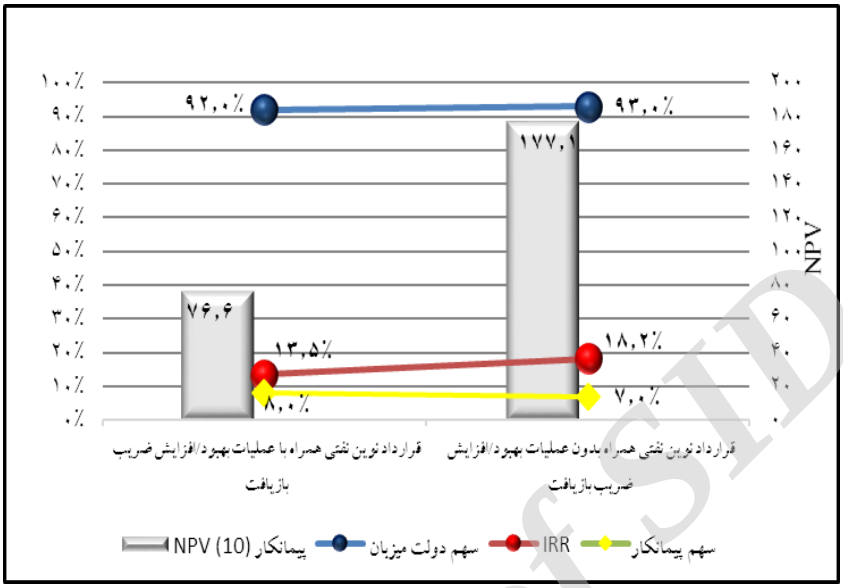
پیوست

ردیف	عوامل تأثیرگذار	مولفه‌ها	چگونگی تعدیل
۱	نوع میدان	میزان ریسک- خشکی یا دریایی- مستقل یا مشترک	به میدان‌های با ریسک بالاتر و میادین دریایی و مشترک حق‌الزحمه بالاتری تعلق می‌گیرد.
۲	R-Factor	تجمعی درآمد پیمانکار به تجمعی هزینه‌ها در هر دوره	با افزایش R به صورت پلکانی حق‌الزحمه کاهش می‌یابد.
۳	سطح تولید از هر میدان		با افزایش سطح تولید هر میدان، حق الزحمه کاهش می‌یابد (به منظور دادن انگیزه به پیمانکار برای توسعه‌ی میادین کوچک‌تر)
۴	قیمت نفت		با افزایش یا کاهش قیمت نفت در بازه‌ی ۰/۵ تا ۱/۵ برابر قیمت قراردادی نفت، حق‌الزحمه افزایش یا کاهش می‌یابد.
۵	قلمرو خدمات	اکتشاف- توسعه و تولید	اگر پیمانکار در اکتشاف حضور داشته باشد، حق-الزحمه (دستمزد) پیمانکار ۱ دلار در هر بشکه/ هزارفوت مکعب به دستمزد پایه اضافه می‌شود.

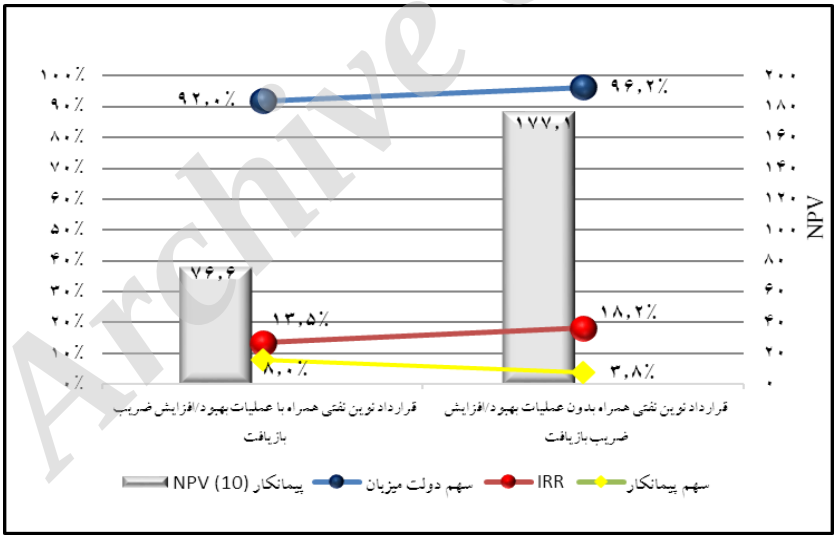
جدول ۲- عوامل تأثیرگذار بر "دستمزد به ازای هر بشکه"ی پرداختی به پیمانکار در قرارداد نوین نفتی (منبع: طاهری‌فرد، صاحب‌هنر، ۱۳۹۵)

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۹- مقایسه‌ی شاخص های مالی قراردادهای نوین نفتی در حالت بدون عملیات بهبود/افزایش ضریب بازیافت و همراه با آن در سناریوی "قیمت مبنا" (منبع: یافته‌های پژوهش)



شکل ۱۰- مقایسه‌ی شاخص های مالی قراردادهای نوین نفتی در حالت بدون عملیات بهبود/افزایش ضریب بازیافت و همراه با آن در سناریوی "قیمت بالا" (منبع: یافته‌های پژوهش)

Archive of SID

www.SID.ir