

مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل 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 مالی قراردادهای بیع متقابل 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 قراردادهای نوین نفتی در حالت همراه با عملیات افزایش/بهبود ضریب بازیافت مدل‌سازی مالی شده است و با حالت بدون انجام این عملیات از منظر شاخص‌های مالی مذکور مورد مقایسه قرار گرفته‌اند. نتایج مطالعه نشان می‌دهند رژیم مالی قراردادهای نوین نفتی نسبت به بیع متقابل برای پیمانکار مطلوب‌تر است و برای کارفرما نیز با وجود این که سهم دولت میزبان در قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع متقابل کم‌تر شده است، در عین حال این سهم، کماکان درصد قابل ملاحظه‌ای را تشکیل می‌دهد. در مورد مقایسه‌ی مدل مالی قراردادهای 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: Q35, Q32, D86, L14

واژگان کلیدی: قرارداد نفتی، نظام مالی، قراردادهای بیع متقابل، 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

۱- مقدمه

بر اساس گزارش رسمی اوپک، جایگاه نفتی ایران از رتبه‌ی چهارم به سوم جهان پس از کشورهای ونزوئلا و عربستان ارتقاء یافته است^۱؛ 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^۲ (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 سرمایه‌گذاری یا حق‌الزحمه بعنوان فصل ممیز 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 مالی 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^۳.

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>

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 بیع متقابل و غیرجذاب بودن این قرارداد از نقطه نظر 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 بیع متقابل 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 عین حال دولت میزبان نیز به سهم کافی از منبع نفتی در طول عمر مخزن دست پیدا کند (میان، ۲۰۱۰).^۳

علاوه بر شاخص‌های مالی 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 مالی طراحی شده‌ی قرارداد نوین نفتی در مقایسه با رژیم مالی قرارداد بیع متقابل، 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)

پس از پاسخ دادن به سوال مطرح شده می توان با دیدی ژرف تر پیشنهاداتی را برای بهبود نظام مالی قراردادهای نفتی کشور ارائه داد.

در ادامه‌ی مقاله، پیشینه‌ی تحقیق در قسمت دوم بیان می شود و در قسمت سوم به بررسی کلیات رژیم های مالی مورد استفاده در انواع قراردادهای نفتی می پردازیم. قسمت چهارم مقاله، رژیم مالی قرارداد بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی که متعلق به قراردادهای نفتی بعد از انقلاب اسلامی ایران هستند توضیح داده می شوند. در قسمت پنجم روش شناسی و فرضیات مدل معرفی می شوند. قسمت ششم تحلیل یافته ها را شامل می شود. نتیجه گیری و پیشنهادات، در قسمت آخر مقاله بیان می گردند.

۲- پیشینه‌ی پژوهش

میان (۲۰۱۱)، در مطالعه‌ی تحت عنوان "طراحی سیستم های مالی کارا و بهینه" دو سیستم مالی معجزا را تحلیل می کند، هدف او طراحی یک سیستم ایده آل 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^۱ (۲۰۰۱) در مقاله‌ای با عنوان "تحلیل اثر ترتیبات مالی بر سهم دولت و وضعیت اقتصادی شرکت های نفتی" به مطالعه‌ی دو رژیم مالی مورد استفاده توسط کشور نیجریه می پردازد. نتایج مطالعه حاکی از آن است که مشارکت دولت از طریق جوینت ونچر، منفعت اقتصادی کافی برای شرکت های نفتی ندارد و قراردادهای مشارکت در تولید^۲ از منظر شرکت های نفتی مطلوب تر می باشند.

ویلیام گروانندال و مزرعتی^۳ (۲۰۰۶) در مطالعه‌ای، نقدی بر قراردادهای بیع متقابل مبنی بر عدم وجود جذابیت این قراردادها برای پیمانکاران خارجی وارد کرده اند، در حالیکه به

1 Omowumi O. Iledare

2 PSC (Production Sharing Contracts)

3 Willem J.H. van Groenendaal and M. Mazraati

گفته‌ی کارفرما (دولت) حق الزحمه (دستمزد)ی که در این نوع از قراردادهای 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 قراردادهای شرایط برد-برد را برای طرفین ایجاد نمی‌کند بنابراین این قراردادهای نمی‌تواند در درازمدت ایده‌آل و کارا باشد.

ماناف و همکاران^۱ (۲۰۱۴) در مطالعه‌ای به بررسی اثرات تغییر رژیم مالی قراردادهای نفتی 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^۲ (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 بیع متقابل 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^۳ 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^۴.

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.

درخشان (۱۳۹۲)، در مطالعه خود به بررسی ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی می‌پردازد. 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 مالی قراردادهای نفتی ایران پس از انقلاب اسلامی

امروزه قراردادهای رایج در صنعت نفت و گاز به دو دسته کلی سیستم‌های امتیازی^۱ و سیستم‌های قراردادی^۲ تقسیم می‌شوند؛ سیستم‌های قراردادی خود به دو دسته قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای خدماتی^۳ تقسیم می‌شوند؛ قراردادهای خدماتی نیز قراردادهای خدماتی محض^۴ و قراردادهای خدماتی ریسکی^۵ را شامل می‌شوند. در میان انواع قراردادهای نفتی دنیا، قراردادهای امتیازی، ۴۴٪ از کل انواع قراردادها و قراردادهای مشارکت در تولید، ۴۸٪ و قراردادهای خدماتی ۸٪ آن‌ها را تشکیل می‌دهند (جانستون، ۲۰۰۶).^۶ نظام مالی بیع متقابل 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 انعطاف‌پذیری قراردادهای خدماتی در رژیم مالی IPC، عناصری همچون تأثیر تغییرات بازار جهانی نفت در حق‌الزحمه‌ی (دستمزد) پیمانکار در نظر گرفته شده است.

در این قسمت به منظور توضیح نظام مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران، به اختصار به عملیات بالادستی نفت و گاز اشاره می‌کنیم. عملیات بالادستی صنعت نفت و گاز، شامل سه مرحله اکتشاف و ارزیابی، مرحله توسعه و مرحله تولید می‌باشد. در تئوری، مرحله اول دوره اکتشاف و ارزیابی می‌باشد که با اتمام آن، میدان وارد دوره توسعه می‌شود و پس از این مرحله، دوره تولید از میدان آغاز می‌شود. اما معمولاً در عمل این گونه است که دوره اکتشاف می‌تواند در دوره توسعه و تولید و دوره توسعه هم می‌تواند در دوره بهره‌برداری ادامه یابد. در بیع متقابل پیمانکار در مرحله توسعه یا اکتشاف و توسعه حضور دارد و با شروع دوره تولید میدان، پیمانکار میدان را به کارفرما واگذار می‌کند و بهره‌برداری از میدان توسط شرکت ملی نفت صورت می‌گیرد، در حالی که در قرارداد نوین نفتی برخلاف قرارداد بیع متقابل که پیمانکار، حداکثر در دوره اکتشاف و توسعه حضور داشت، پیمانکار در دوره تولید هم حضور دارد. ذکر این نکته ضروری است در هر دو نوع قرارداد ممکن است تولید اولیه از میدان قبل از اتمام کامل مرحله توسعه آغاز گردد که در بیع متقابل، تولید زودهنگام^۱ 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 بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران پرداخته خواهد شد.

۳-۱- نظام مالی بیع متقابل

سیستم مالی قرارداد بیع متقابل در مقایسه با دیگر انواع قراردادها، دارای پیچیدگی بیشتری است؛ در قراردادهای نفتی بیع متقابل بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار و حق الزحمه وی از محل فروش بخشی از عواید میدان بازپرداخت می‌گردد. شرکت نفتی پیمانکار در بیع متقابل، 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 بیع متقابل هزینه‌های پیمانکار در حالت کارهای اضافی^۲ و یا کاهش کارها^۱ قابل تغییر می‌باشد.

1 Early Production

2 Additional Work

حق الزحمه‌ی پیمانکار در این نوع قرارداد به صورت درصد مشخصی از هزینه‌های سرمایه‌ای است؛ از این رو افزایش یا کاهش هزینه‌های مذکور، به تناسب سبب افزایش یا کاهش حق الزحمه قرارداد می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

در قرارداد بیع متقابل مطالبات قابل باز یافت پیمانکار عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌ای^۲، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای^۳، هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت^۴، هزینه‌های بانکی^۵.

در این نوع قرارداد، علاوه بر باز پرداخت هزینه‌های نفتی، به پیمانکار حق الزحمه^۶ تعلق می‌گیرد که در واقع سود پیمانکار از اجرای عملیات نفتی و پذیرش ریسک‌های متنوع آن است. میزان حق الزحمه بر حسب عملیات هر فاز، پس از تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و بر اساس ضمیمه «محاسبه نرخ بازگشت سرمایه و حق الزحمه» تعیین خواهد شد. در هر حال حق الزحمه تخصیص یافته به پیمانکار متناسب با نرخ بازگشت سرمایه خواهد بود و مبالغ دریافتی به عنوان حق الزحمه نباید سبب تجاوز نرخ بازگشت سرمایه از نرخ‌های تعیین شده در قرارداد شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

اگر در قرارداد بیع متقابل تولید زود هنگام وجود داشته باشد، پیمانکار در ابتدا هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت مربوط به تولید زود هنگام را باز یافت می‌کند، بنابراین درآمد ناخالص میدان پس از کسر هزینه‌ی عملیاتی از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

1 Reduced Work

۲ Capital Expenditure: هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های عظیمی هستند که معمولاً 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).

۳ Non-CAPEX: شامل مالیات‌ها، عوارض گمرکی، هزینه‌های تأمین اجتماعی، هزینه‌ی آموزش کارکنان ایرانی، و به طور کلی هزینه‌هایی است که به مراجع دولتی پرداخت می‌شود. معمولاً تخمین آن هنگام انعقاد قرارداد دشوار است. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸: ص ۲۵۱).

۴ Operating 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).

۵ Bank 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

$$GR_t = P_t Q_t - (O \& M)_t \quad (1)$$

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 دوره t می‌باشند.

اگر فرض کنیم پیمانکار در طول دوره 0 تا X' ، در هر دوره به میزان I_t که شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای است سرمایه‌گذاری کند، کل سرمایه‌گذاری او در دوره 0 تا X' برابر است با:

$$\sum_{t=0}^{X'} I_t = \sum_{t=0}^{X'} C_t + \sum_{t=0}^{X'} NC_t \quad (2)$$

که C_t ، هزینه‌های سرمایه‌ای و NC_t ، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در دوره t می‌باشند. پس از شروع دوره تولید^۳ و واگذاری میدان^۴ به شرکت ملی نفت ایران (در دوره 1 + X' و پس از آن)، کل مطالبه‌ی پیمانکار (TR_t) در دوره t از مجموع بازیافت هزینه (PCR_t) به اضافه‌ی حق الزحمه (Rem_t)، در آن دوره تشکیل می‌شود:

$$TR_t = PCR_t + Rem_t = (R_C)_t + (R_{NC})_t + (B.C)_t + Rem_t \quad (3)$$

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

مطالبات پیمانکار در قالب بازیافت هزینه در دوره 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 بیع متقابل 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

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):

$$TR_t = \theta GR_t \quad (۴)$$

$$\theta < 60\%$$

در نتیجه، حداقل سهم دولت در هر دوره، ۴۰ درصد درآمد در آن دوره می‌باشد. بنابراین، دریافتی دولت در طول عمر قرارداد قرارداد بیع متقابل از فرمول زیر بدست می‌آید:

$$\begin{aligned} \sum_{t=EP}^{t=EC} HGR_t &= \sum_{t=EP}^{t=EC} (GR_t - TR_t) \\ &= \sum_{t=EP}^{t=EC} (P_t Q_t - (OPEX_t + (RC)_t + (R_{NC})_t + (B.C)_t + Rem_t)) \end{aligned} \quad (۵)$$

که HGR^1 ، EP^2 و EC^3 به ترتیب نشان‌دهنده‌ی دریافتی دولت میزبان، زمان تولید زود هنگام 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 بیع متقابل 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 در نظر گرفتن 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 بیع متقابل، قابل دسترس در:

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

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

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 تامین مالی^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 حق الزحمه (دستمزد)^۶ دریافت می‌کند.

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

1 Exploration and appraisal costs

۲ Direct 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 (ماده ۱- بند ص، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

۳ Indirect 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 (ماده ۱- بند ض، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد، ۱۳۹۵).

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

۵ Cost of Money (COM): هزینه‌های تأمین مالی طرف دوم قرارداد به میزان و شرایطی که در قرارداد تعیین می‌شود. (ماده ۱- بند ط، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵)

۶ Fee: رقمی که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام (یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه) از میادین یا مخازن نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میادین یا مخازن گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود (ماده ۱- بند ع، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

همچنین پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از زمان تولید اولیه آغاز می‌شود (ماده ۹- 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 غیرمستقیم 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 هزینه 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 بیع متقابل 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 بیع متقابل 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 غیرمستقیم 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 با افزایش ضریب بازیافت که بر اساس برنامه‌ی مربوط حاصل می‌گردد. (ماده ۱- بند ش، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه‌ی 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

یکی از عوامل جلوگیری کننده 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 پول پرداخت نشده تعلق می‌گیرد.

علاوه بر این، بر خلاف بیع متقابل 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 "حق الزحمه (دستمزد) به ازای هر هزار فوت مکعب گاز تولیدی"، از تاریخ تولید اولیه، دریافت می‌کند. حق الزحمه (حق الزحمه (دستمزد)) بر مبنای ریسک‌های پروژه و منطقه‌ی قرارداد، سطح تولید و قلمرو قرارداد اعم از اکتشاف و توسعه متغیر است^۲. هم‌چنین، حق الزحمه‌ی پرداختی به پیمانکار با تغییر قیمت نفت بر اساس فرمول زیر متغیر است (ماده ۲۵، بند ۳-۵، متن قرارداد نوین نفتی ایران)^۳:

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

۲ عوامل تأثیرگذار بر حق الزحمه (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:

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

$$\text{If: } P_n > 1.5 P_0, \text{ then } P_n = 1.5 P_0$$

$$\text{If: } P_n < 0.5 P_0, \text{ then } P_n = 0.5 P_0$$

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,

$$AF = 1/2F(1 + P_n / P_0) \quad (۶)$$

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

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

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 $t \geq$)، عبارتند از:

$$\begin{aligned} TR_{contractor}_t &= OPEX_t + (IDC \cdot Rec)_{afterFPD} \\ &+ (IDC \cdot Rec)_{beforeFPD} + (COM \cdot Rec)_t \\ &+ (DCC \cdot Rec)_t + (Rem \cdot Rec)_t \end{aligned} \quad (۸)$$

که $(IDC \cdot Rec)_{afterFPD}$ ، $OPEX_t$ ، $TR_{contractor}_t$ ، $(IDC \cdot Rec)_{beforeFPD}$ ، $(COM \cdot Rec)_t$ ، $(DCC \cdot Rec)_t$ ، $(Rem \cdot Rec)_t$ به ترتیب کل مطالبه‌ی قابل بازیافت پیمانکار، بازپرداخت هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه‌های

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

مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران ۹۳

غیرمستقیم بعد از تولید اولیه، هزینه‌های غیرمستقیم قبل از تولید اولیه به همراه هزینه‌های پول، هزینه‌های مستقیم و حق الزحمه‌ی متعلقه در دوره‌ی t ام هستند. ذکر این نکته ضروری است که کل بازپرداخت 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 بیع متقابل، مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقی‌مانده نمی‌گردد (ماده ۶- 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:

$$\begin{aligned} \sum_{t=FPD}^t = EC \quad HGR_t &= \sum_{t=FPD}^t = EC (GR_t - TR_t) \\ &= \sum_{t=EP}^t = EC (P_t Q_t - (OPEX_t + (IDC \cdot Rec)_{after FPD} \\ &\quad + (IDC \cdot Rec)_{before FPD} + COM \cdot Rec)_t \\ &\quad + (DCC \cdot Rec)_t + Rem_t)) \end{aligned} \quad (9)$$

در معادله ۹، HGR ، FPD 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.

۴- 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 مالی یک قرارداد نفتی صرفاً به نوع قرارداد و یا بندی خاص بستگی ندارد بلکه به اثرات ترکیبی آن رژیم مالی وابسته است

(دونگ کان و یان نا، ۲۰۱۰)^۱. بنابراین باید برای ارزیابی و مقایسه‌ی رژیم مالی قراردادهای مختلف، از شاخص‌هایی استفاده گردد. در این مقاله برای مقایسه‌ی دو رژیم مالی بیع متقابل 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.

۴-۱- شاخص‌های مورد استفاده در مدل

۴-۱-۱- 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:

$$GT = \frac{\sum_{t=EP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=EP}^{t=ELF} (O \& M)_t - \sum_{t=EP}^{t=EC} TR_t}{\sum_{t=EP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=EP}^{t=ELF} (O \& M)_t - \sum_{t=0}^{t=X} C_t - \sum_{t=0}^{t=X} NC_t} \quad (10)$$

در این فرمول EP، ELF^۲ و EC به ترتیب نشان‌دهنده‌ی زمان تولید زود هنگام، 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

میدان می‌باشد که در هر دوره از تفاضل درآمد ناخالص میدان با پرداختی پیمانکار در قرارداد بیع متقابل 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:

$$GT = \frac{\sum_{t=FPD}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=FPD}^{t=EC} TR_t - \sum_{t=EC}^{t=ELF} (O \& M)_t - A}{\sum_{t=FPD}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=FPD}^{t=ELF} (O \& M)_t - \sum_{t=0}^{t=EC} DCC_t - \sum_{t=0}^{t=EC} IDC_t} \quad (11)$$

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 عمر اقتصادی 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 عمر اقتصادی 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

معادل با مقدار پرداخت نشده در زمان اتمام قرارداد به علاوه هزینه 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.

۴-۱-۲- 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 بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی داریم:

$$NPV_{IOC} = \sum_{t=0}^{EC} \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (12)$$

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

۴-۱-۳- دوره‌ی بازگشت سرمایه (Payback Period)

در طول عمر یک میدان به زمانی که مقدار تجمعی جریان نقدی خالص^۱ 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)^۲.

$$\sum_{t=0}^T NCF_t = 0 \quad (13)$$

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

۴-۱-۴- 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

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).

$$PI = 1 + \frac{NPV}{PV \text{ of Capital investment}} \quad (14)$$

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 بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی معادلات ۱ تا ۱۴ برای یک میدان فرضی نفتی مدل‌سازی مالی شده است. میزان نفت در جای 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 ۱۶۵/۶ میلیون 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 زود هنگام در بیع متقابل/تولید اولیه در قرارداد نوین نفتی از ابتدای سال

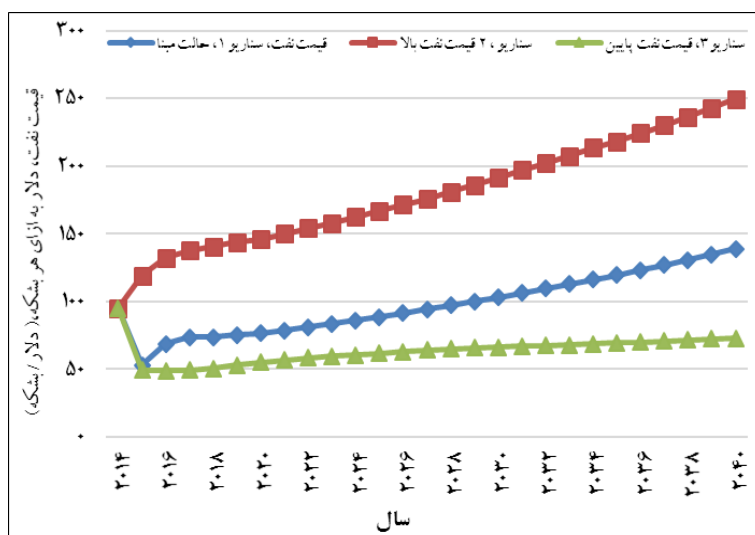
۱ داده‌های مذکور برگرفته از گزارش توسعه‌ی یکی از میداین نفتی ایران است که توسط شرکت ملی نفت جمع‌آوری شده است. همچنین نرخ سالیانه هزینه بانکی (یا به عبارت دیگر COM در IPC و Bank Charges در بیع متقابل) برابر با نرخ لایبور + x% می‌باشد.

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

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^۱، قیمت‌های بالا^۲ و قیمت‌های پایین^۳ 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)^۴

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

۵- تجزیه و تحلیل نتایج و تحلیل حساسیت

پس از مدل‌سازی مالی بیع متقابل 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 بیع متقابل است که نتیجتاً از نظر پیمانکار مطلوب‌تر می‌باشد. از طرفی همان‌طور که مشاهده می‌شود عدد نرخ بازگشت داخلی پیمانکار در مورد بیع متقابل در سه سناریوی قیمت نفت عدد ثابت ۱۴ درصد می‌باشد. دلیل این موضوع آن است که چون در بیع متقابل 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 پیمانکار کاهش می‌یابد و در صورتی که به هر دلیلی قیمت نفت افزایش پیدا کند تنها تأثیر مثبت آن برای پیمانکار دریافت به موقع بازیاخت 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 بیع متقابل بهره‌مند شده است. این در حالی است که در قرارداد نوین نفتی در کمترین حالت ۱۷/۱ درصد 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 ۱۸/۱ درصد و ۱۸/۱۱ درصد است که نسبت به سناریوی ۳ افزایش یافته‌اند 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

سناریوی مذکور قیمت نفت به جز در سال نهم (به عنوان اولین بازپرداخت هزینه و حق الزحمه)، 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 پیمانکار تقریباً یکسان است و این اختلاف جزئی ناشی از اختلاف دستمزد در سال نهم است.

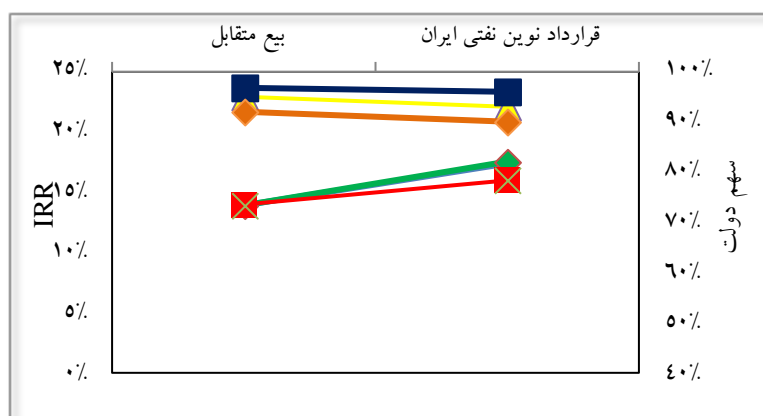
همان طور که در شکل (۳) دیده می‌شود سه سناریوی قیمت نفت در محور افقی مشخص شده‌اند و به همان ترتیبی که در بالا برای نرخ بازگشت داخلی پیمانکار تحلیل شد، ارزش خالص فعلی پیمانکار در نرخ تنزیل ده درصد^۱ در سه سناریوی مزبور در قرارداد نوین نفتی بیش از بیع متقابل است.

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

مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران ۱۰۱

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 بیع متقابل 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 بیع متقابل 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.

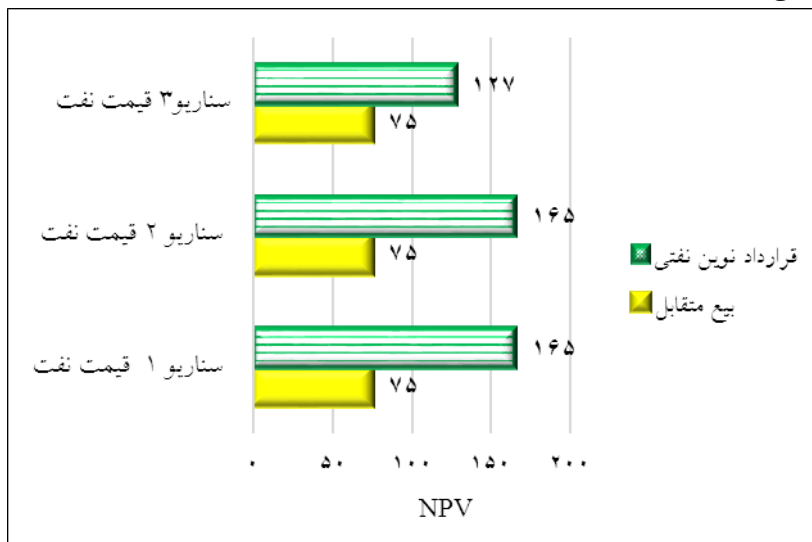


شکل ۲- نرخ بازگشت داخلی پیمانکار و سهم دولت میزبان در سه سناریوی قیمت نفت (منبع: یافته‌های پژوهش)

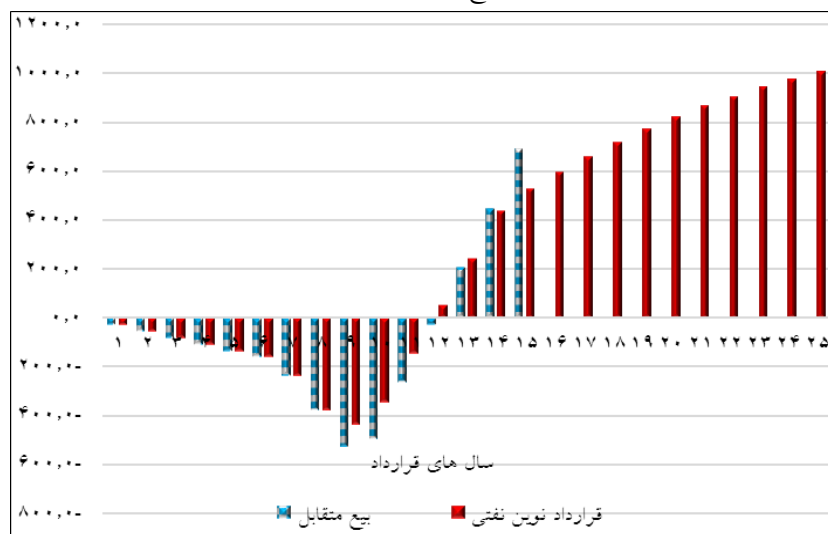
جدول ۱- نرخ بازگشت داخلی پیمانکار و سهم دولت میزبان در سه سناریوی قیمت نفت

	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 سناریو ۳ قیمت نفت	۱۳/۹٪	۱۷/۱٪
٪GT سناریو ۱ قیمت نفت	۹۵٪	۹۳٪
٪GT سناریو ۲ قیمت نفت	۹۶/۸۰٪	۹۶٪
٪GT سناریو ۳ قیمت نفت	۹۲٪	۹۰٪

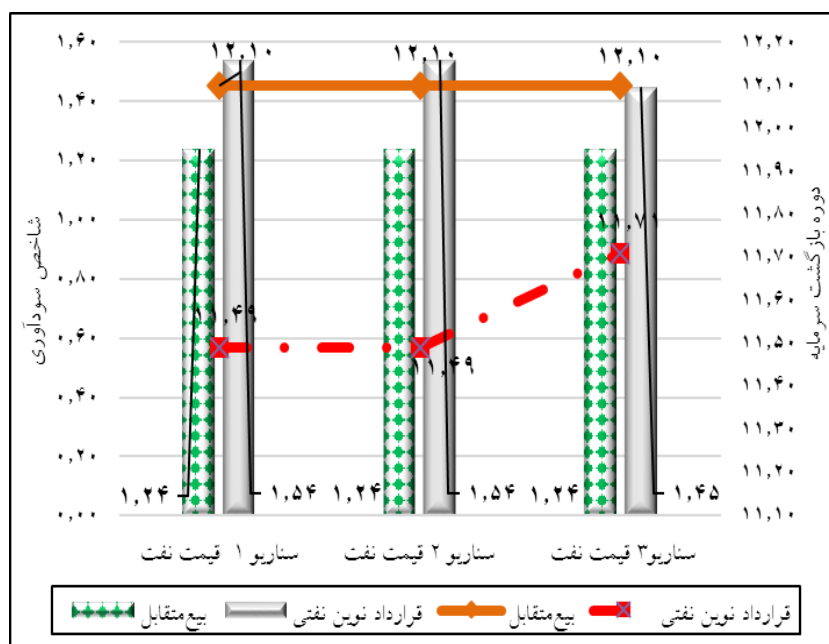
منبع: یافته‌های پژوهش



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



شکل ۴- 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)

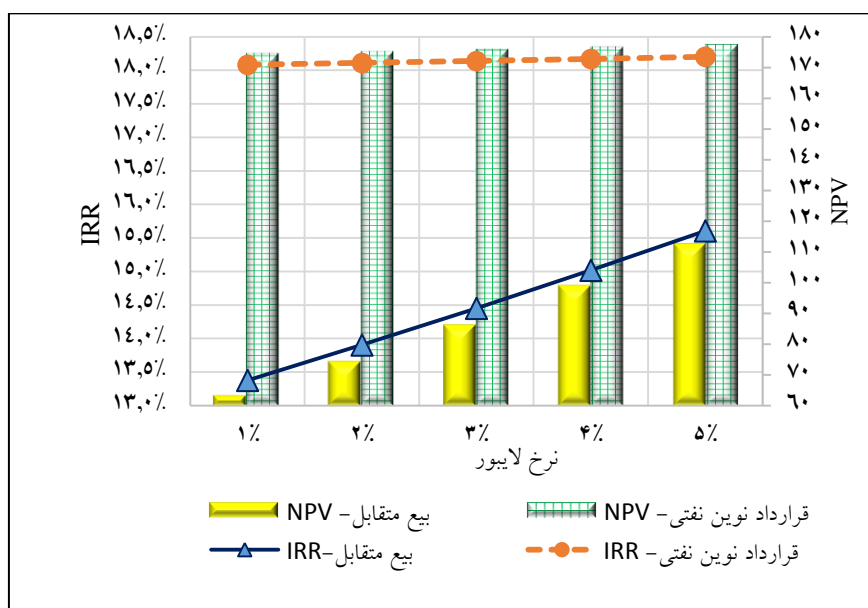


شکل ۵- دوره بازگشت سرمایه و شاخص سودآوری در سه سناریوی قیمت نفت برای دو نوع قرارداد بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی ایران (منبع: یافته‌های پژوهش)

بنابراین با مقایسه‌ی شاخص‌های مالی پیمانکار و سهم کارفرما در دو قرارداد بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی، می‌توان نتیجه گرفت قرارداد نوین نفتی برای پیمانکاران نسبت به بیع متقابل 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 بیع متقابل کارآتر شده است.

در مدل‌سازی مالی انجام شده برای دو نوع قرارداد بیع متقابل 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 $0/75$ درصد در نظر گرفته شده است. به دلیل متغیر بودن نرخ لایبور، تغییرات خروجی مدل نسبت به تغییر این نرخ در بازه‌ی ۱٪ تا ۵٪ بررسی شده است. بنابراین بازه تغییرات نرخ هزینه بانکی بین $1/75$ درصد تا $5/75$ درصد در نظر گرفته شده است. همان طور که در شکل (۴) دیده می‌شود ارزش فعلی خالص و

نرخ بازگشت سرمایه در قرارداد بیع متقابل 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 بیع متقابل نسبت به قرارداد نوین نفتی بیشتر تغییر می‌کنند. دلیل این موضوع این است که در بیع متقابل به مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای 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 مستقیم قبل از تولید اولیه و پس از تولید به تأخیر در بازپرداخت‌ها، هزینه‌ی بانکی تعلق می‌گیرد. بنابراین در بیع متقابل 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 پیمانکار در بیع متقابل می‌گذارد.



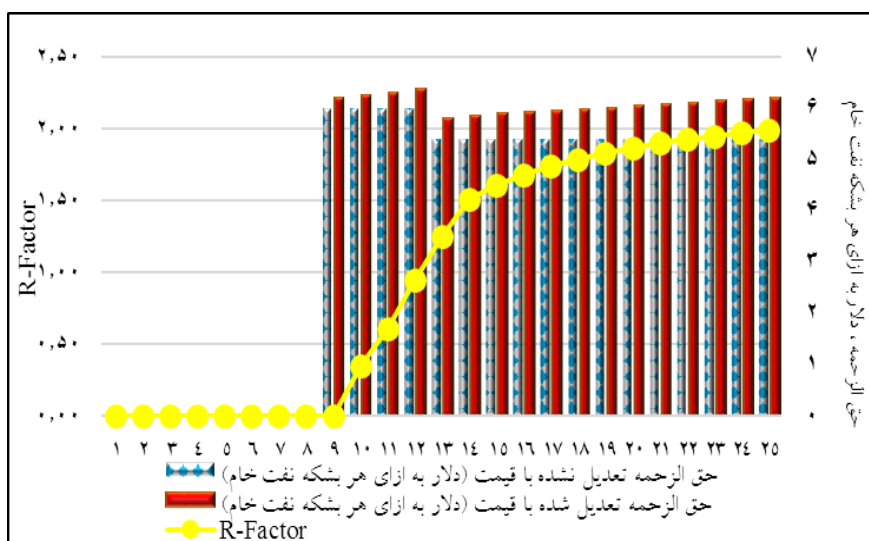
شکل ۶- آنالیز حساسیت $NPV(10)$ و IRR پیمانکار نسبت به نرخ لایبور

(منبع: یافته‌های پژوهش)

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 به 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 در نظر 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 مالی قراردادهای نوین نفتی که برای میادین مختلف انجام شده است در اغلب سال‌های قرارداد، این عامل کمتر از ۲ است بنابراین تنها دو طبقه - ۱ اول از پنج طبقه را مشمول می‌شود و برحسب قرار گرفتن 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^۱ 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 نظر گرفته شده است. در واقع در قرارداد نوین نفتی ایران، پیمانکار پس از نقطه‌ی سر به سر ($R=1$) در بازه - ۱ 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 می‌کند (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 مینا). بنابراین تا سال دوازدهم

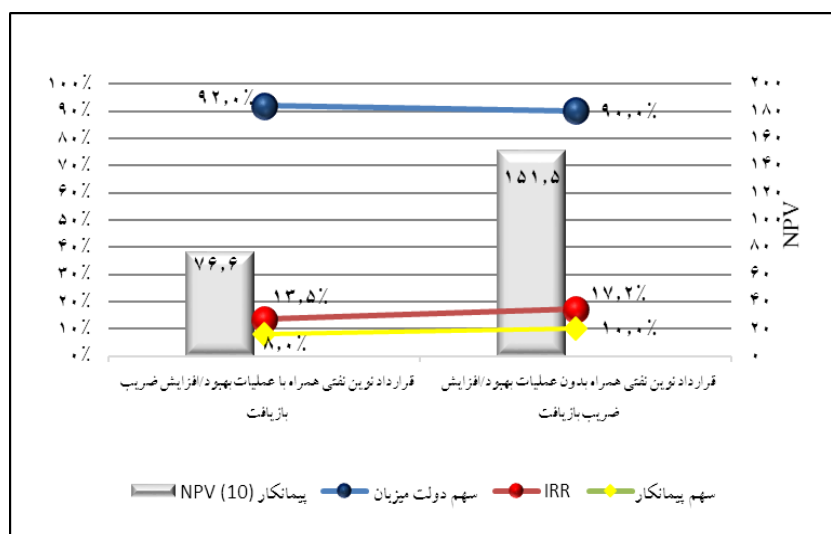
یک دستمزد تعدیل نشده و از سال دوازدهم تا انتهای قرارداد دستمزد بازه‌ی دوم را دریافت می‌کند (ستون‌های آبی). ستون‌های قرمز رنگ که "دستمزد به ازای هر بشکه" تعدیل شده با قیمت را نشان می‌دهند، به دلیل اینکه طبق مکانیسم تعبیه شده در قراردادهای نوین نفتی، حق الزحمه تا سقف $\pm 0/5$ برابر تغییر در قیمت قراردادی 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 بیع متقابل 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)

مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران ۱۰۷



شکل ۸- مقایسه‌ی شاخص‌های 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 مالی 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 در نظر گرفته شده است. نرخ بازگشت داخلی پیمانکار و سهم پیمانکار به ترتیب از ۱۷ درصد، ۱۰ درصد 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 (ماده ۱- بند ف، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه 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 طرف‌های اول و دوم قرار می‌گیرد و به عنوان خط پایه تخلیه در قرارداد تعریف می‌شود (ماده ۱- بند غ، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵).

به عدم انجام آن در میدان مزبور، ۷۵ میلیون دلار کم شده است.^۱ 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.

۶- 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 نظر گرفتن نوع آن ارزیابی کرد، اما می‌توان گفت نظام مالی مورد توافق در یک قرارداد نفتی یکی از مهم‌ترین عوامل تعیین‌کننده 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 مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی پرداختیم. نتایج مطالعه نشان می‌دهند که بسیاری از محدودیت‌های قراردادهای بیع متقابل در قراردادهای نوین نفتی اصلاح شده‌اند و نظام مالی قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع متقابل دارای کارایی بیشتری است به این معنا که قرارداد نوین نفتی برای پیمانکاران نسبت به بیع متقابل 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 بیع متقابل 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^۲ پیمانکار در طول قرارداد به دلیل ماهیت استفاده از فاکتور R در نظام مالی است. مسئله‌ی دیگر بازه‌های بلند در نظر 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

۱. نتایج مدل‌سازی مالی 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.

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 نظر گرفته 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^۱ استفاده کرد. امید است یافته‌ها و راهکارهای ارائه شده در جهت بهبود نظام مالی قراردادهای نفتی صنعت نفت ایران مفید واقع شود.

1 MIRR (Modified Internal Rate of Return)

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 میدانی نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل، *مجله حقوقی بین‌المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، شماره ۴۱، تهران.

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

طاهری فرد. 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.

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>

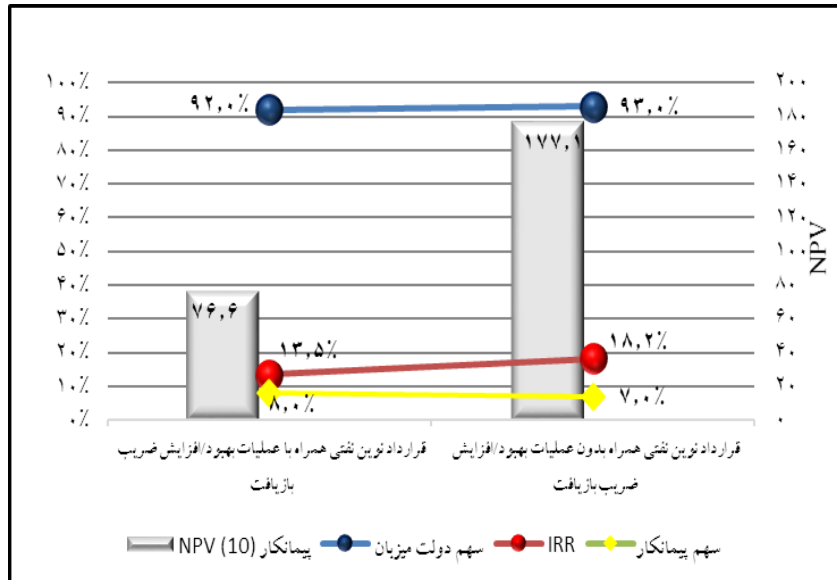
<http://www.thegulfintelligence.com/Docs.Viewer/bb9597f1-191e-4d75-8060-5319427d2fb9/default.aspx>

پیوست

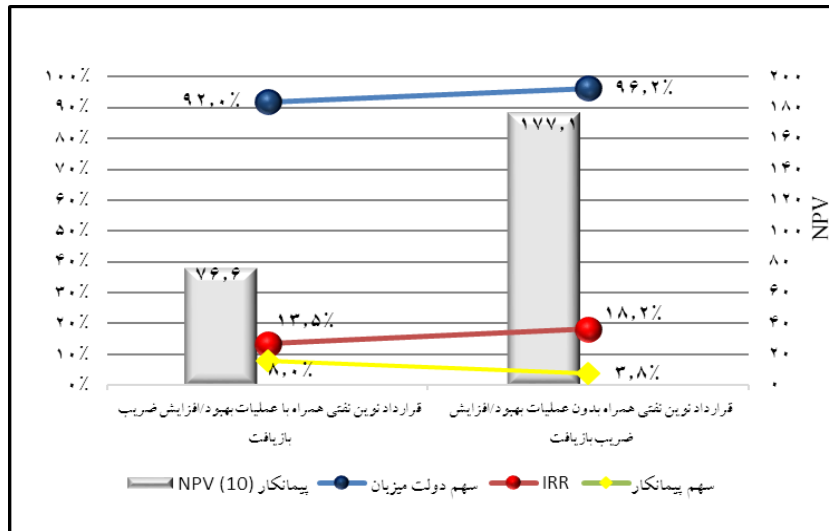
ردیف	عوامل تأثیرگذار	مولفه‌ها	چگونگی تعدیل
۱	نوع میدان	میزان ریسک - خشکی یا دریایی - مستقل یا مشترک	به میدان‌های با ریسک بالاتر و میداین دریایی و مشترک حق الزحمه بالاتری تعلق می‌گیرد.
۲	R-Factor	تجمعی درآمد پیمانکار به تجمعی هزینه‌ها در هر دوره	با افزایش R به صورت پلکانی حق الزحمه کاهش می‌یابد.
۳	سطح تولید از هر میدان		با افزایش سطح تولید هر میدان، حق الزحمه کاهش می‌یابد (به منظور دادن انگیزه به پیمانکار برای توسعه میداین کوچک‌تر)
۴	قیمت نفت		با افزایش یا کاهش قیمت نفت در بازه‌ی ۰/۵ تا ۱/۵ برابر قیمت قراردادی نفت، حق الزحمه 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 / هزار فوت 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: طاهری فرد، صاحب‌هنر، ۱۳۹۵)



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