-- Iranian Energy Economics------
Summer 2020, 36(9), 11-48
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.59111.1829

Original Reserch
Received: 20/Feb/2021
Accepted: 13/Dec/2021
ISSN: 2423-5954
eISSN: 2476-6437

Investigating the Challenges and Attractions of International Service Contracts in Financing Upstream Project in Iran and Iraq Oil and Gas Industry

Ali Emami Meibodi — Professor of Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Mehryar Dashab — Assistant Professor, Faculty of Law, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Masoumeh Akbari Birgani* — Ph.D. Candidate, Faculty of Law, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Abstract

The high average life of onshore facilities, entering the second half of the life of large fields, reducing the recovery factor of oil reservoirs, and Iran's backwardness from the development of common fields are the most important challenges of the upstream part of Iran's oil industry. Due to the impossibility of financing and necessary capital from domestic sources, it is necessary to pay more attention to foreign investment and its contractual methods in this field. Therefore, in this study, the financial-economic performance of Iran's service contracts model and Iraq is being studied and compared in terms of attracting foreign investment and financing projects for the development and exploitation of oil fields. In this regard, the financial simulation technique and sensitivity analysis of the contractor's rate of return on the changes in the financial parameters of the contractual models have been used. The results show that the IPC contract model provides better economic results for the contractor compared to buyback while motivating the contractor to achieve safe production, but due to the shorter payback period, which facilitates financing the project and reduces the risk of capital expenditure, especially at high oil prices, the Iraqi service contract model is more attractive to the contractor.

Keywords: Buyback, Iran Petroleum Contracts (IPC), Iraq Service Contracts, Contract financial system contract

JEL Classification: D86, L24, Q48

* Corresponding Author: makbaribirgani@gmail.com
How to Cite: Emami Meibodi, A., Dashab, M., Akbari Birgani, M. (2020). Investigating the Challenges and Attractions of International Service Contracts in financing Upstream Project in Iran and Iraq Oil and Gas Industry. Iranian Energy Economics, 36 (9), 11-48.

-- پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ---------
دوره ۹، شماره ۳۶، پاییز ۱۳۹۹، ۱۱-۴۸
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.59111.1829

مقاله پژوهشی
تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۲/۰۲
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۹/۲۲
ISSN: ۲۴۲۳-۵۹۵۴
eISSN: ۲۴۷۶-۶۴۳۷

بررسی چالش‌ها و جذابیت‌های الگوهای قراردادهای بین‌المللی خدماتی در تأمین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایران و عراق

علی امامی میبیدی | استاد، اقتصاد، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران

مهریار داشاب | استادیار، دانشکده حقوق، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران

معصومه اکبری بیرگانی * | دانشجوی دکتری، دانشکده حقوق، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران

چکیده

میانگین عمر بالای تأسیسات سطح الارضی، ورود به نیمه دوم عمر میادین بزرگ، کاهش ضریب بازیافت مخازن نفتی و عقب‌ماندگی ایران از توسعه میادین مشترک از مهمترین چالش‌های بخش بالادستی صنعت نفت ایران است لذا با توجه به عدم امکان تأمین مالی و سرمایه لازم از محل منابع داخلی ضروری است، سرمایه‌گذاری خارجی و روش‌های قراردادی آن در این حوزه بیش از پیش دیگر مورد توجه قرار گیرد، به همین دلیل در این پژوهش، عملکرد مالی ـ اقتصادی الگوی قراردادهای خدماتی ایران و عراق در راستای جذب سرمایه‌گذاری خارجی و تأمین مالی پروژه‌های توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی، بررسی و مقایسه می‌گردد. در این راستا از تکنیک شبیه‌سازی مالی و تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات پارامترهای مالی الگوهای قراردادی مذکور استفاده شده است. نتایج نشان می‌دهد، الگوی قراردادی آی‌پی‌سی در مقایسه با بیع متقابل ضمن ایجاد انگیزه‌هایی در پیمانکار برای تحقق تولید صیانتی، نتایج اقتصادی مطلوب‌تری برای پیمانکار فراهم می‌نماید اما الگوی قراردادهای خدماتی عراق بدلیل کوتاه‌تر بودن دوره بازگشت سرمایه که منجربه تسهیل تأمین مالی پروژه و کاهش ریسک هزینه‌های سرمایه‌ای می‌گردد به ویژه در قیمت‌های بالای نفت برای پیمانکار، جذابیت بالاتری دارد.

کلیدواژه‌ها: بیع متقابل، قراردادهای جدید نفتی ایران، قراردادهای خدماتی عراق، نظام مالی قرارداد.

طبقه‌بندی JEL: Q48 , L24 , D86

* نویسنده مسئول: makbaribirgani@gmail.com

۱. مقدمه

بررسی وضعیت کنونی صنعت نفت ایران نشان می‌دهد علاوه بر بالا بودن میانگین عمر تأسیسات سطح الارضی و ورود به نیمه دوم عمر میادین بزرگ مسائلی چون کاهش ضریب بازیافت مخازن نفتی و برداشت چند برابری کشورهای همسایه از میادین مشترک و عقب‌ماندگی ایران از توسعه این میادین، در حال حاضر از مهمترین چالش‌ها و مسائل مطرح در بخش بالادستی صنعت نفت کشور است لذا با توجه به عدم امکان تأمین منابع مالی و سرمایه لازم از محل منابع داخلی جهت بهبود وضعیت پیش آمده می‌بایست سرمایه‌گذاری خارجی و روشهای قراردادی که متعاقب آن در این حوزه از اقتصاد کشور پیش‌بینی شده است، بیش از هر زمان دیگر مورد توجه و بررسی قرار گیرد. اگرچه بسیاری از صاحب‌نظران، وضع تحریم‌های یک‌جانبه و چندجانبه بین‌المللی را دلیل اصلی عدم سرمایه‌گذاری شرکت‌های بزرگ نفتی در بخش بالادستی صنعت نفت ایران در سال‌های اخیر می‌دانند، لیکن طی سال‌های گذشته تحولات قابل توجهی نیز در فضای کسب و کار این صنعت در جهان و منطقه اتفاق افتاده است که نمی‌توان از آن چشم‌پوشی کرد. درواقع پس از یک دوره طولانی ثبات نسبی قیمت نفت خام در اواسط سال ۲۰۱۴ به دلیل عواملی نظیر رشد غیرمنتظره تولید نفت شیل امریکا و نیز افزایش تولید نفت نامتعارف در کشورهای دیگر شامل کانادا و روسیه و همچنین تضعیف غیرمنتظره اقتصاد جهانی، قیمت‌های جهانی نفت به شدت کاهش یافت (رحمانی و فریدزاد، ۱۳۹۸) پس از آن اگرچه تلاش‌هایی نظیر تشکیل اوپک پلاس و طرح فریز نفتی به کوشش کشورهای مهم تولیدکننده نفت در جهان برای مقابله با روند کاهشی پیش آمده در قیمت‌ها صورت گرفت لیکن در پی پیش‌بینی منفی اداره اطلاعات انرژی آمریکا از تقاضای جهانی نفت ناشی از وقوع همه‌گیری بیماری کووید ۱۹ اختلافات کشورهای مذکور ازجمله روسیه و عربستان سعودی در مورد رعایت سهمیه‌بندی‌ها و کاهش تولید شدت گرفت و در نهایت بازار نفت را با مازاد عرضه بی‌سابقه‌ای مواجه کرد و باعث شد تا قیمت‌های نفت تا پایین‌ترین حد خود طی دهۀ گذشته (کانال ۲۰ دلار در هر بشکه) نزول کنند. به این ترتیب اکثر شرکت‌های بین‌المللی برنامه‌های سرمایه‌گذاری خود را در سراسر زنجیره ارزش نفت و گاز کاهش داده‌اند، به صورتی که بازیگران بخش بالادستی صنعت جهانی نفت و گاز بدترین وضعیت را با کاهش متوسط ۳۵ درصد در سال ۲۰۲۰

تجربه کردند.[۱] همچنین در حوزه رقابت میان کشورهای نفت‌خیز خاورمیانه بر سر دستیابی به منابع مالی خارجی، ارائه چارچوب‌های جدید قراردادهای نفت و گاز از سوی کشورهای همسایه به ویژه عراق معروف به قراردادهای خدماتی که منجر به جذب چشمگیر شرکت‌های خارجی طی ۷ سال گذشته و درنتیجه افزایش تولید نفت این کشور به میزان بیش از ۴ میلیون بشکه در روز شده است (گزارش اوپک، ۲۰۱۷) از مهمترین تحولات منطقه به شمار می‌رود. هرچند متعاقب بحران اقتصاد جهانی ناشی از همه‌گیری کووید ۱۹ در توافق اوپک پلاس، سهمیه روزانه‌ای معادل ۳ میلیون و ۸۵۷ هزار بشکه برای این کشور تعیین شده است.[۲] (پلتس[۳]، ۲۰۲۱)

پل استیونس[۴] نیز میزان مشارکت شرکت‌های بین‌المللی و سطح تمایل آنها به سرمایه‌گذاری در ایران، بعد از دوره تحریم را به نوبه خود به دو عامل، شرایط و چارچوب قراردادهای پیشنهادی از سوی ایران و شرایط و چارچوب قراردادی سایر کشورها مرتبط می‌داند (استیونس، ۲۰۱۵). بنابراین با در نظر گرفتن تحولاتی که اخیراً در سطح منطقه‌ای و جهانی در ابعاد مختلف صنعت نفت و گاز رخ داده است که از حوزه تغییرات در قیمت‌های جهانی نفت تا مسئله رقابت میان کشورهای نفت‌خیز در دستیابی به سهم بیشتری از بازارهای جهانی و منطقه‌ای نفت و گاز را شامل می‌شود در این پژوهش سعی شده است، به منظور مشخص شدن هرچه بهتر نقاط قوت و ضعف قراردادهای نفتی کشور در راستای جذب سرمایه‌گذار و تأمین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت، عملکرد مالی ـ اقتصادی الگوهای قراردادی خدماتی کشور شامل بیع متقابل و آی‌پی‌سی[۵] با قراردادهای خدماتی کشور عراق مورد بررسی و مقایسه قرارگیرد.

---

۱. تاکنون تمام شرکت‌های بزرگ نفتی دنیا حداقل ۲۰٪ از هزینه سرمایهٔ خود در سال ۲۰۲۰ را کاهش داده‌اند. در این بین بیشترین آسیب متوجه نفت‌هایی مانند نفت شیل آمریکا و نفت ماسه‌ای کانادا که قیمت استخراج آن‌ها بالاست می‌باشد. سرمایه‌گذاری‌ها برای تولید این دو نوع نفت در سال ۲۰۲۰ ترتیب ۳۵ و ۳۰ درصد کاهش خواهد یافت. (مرکز پایش تحولات انرژی جهان: http//fa.energycmp.com)

۲ . به نقل از خبرگزاری پلتس: عراق در سال ۲۰۲۰ به دلیل قیمت پایین نفت، همه‌گیری ویروس کرونا و بحران مالی این کشور نتوانست به توافق اوپک پلاس پایبند باشد که این مسئله تلاش‌های این ائتلاف برای متعادل کردن بازار نفت را با مشکل روبه‌رو کرده بود. (mehrnews.com/news/5168573)

3. Plats (2021)
4. Paul Stevence (2015)
5. Iran Petroleum Contracts (IPC)

در این مقاله پس از ارائه توضیحاتی در بیان مبانی نظری و پیشینه تحقیق، مدل مالی هریک از الگوهای قراردادهای خدماتی ایران و عراق یعنی الگوی قراردادی بیع متقابل، آی‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق بر مبنای نرخ بازده سرمایه‌گذاری ۱۶ درصد برای پیمانکار شبیه‌سازی شده است سپس تحلیل حساسیت شاخص مذکور نسبت به تغییرات مؤلفه‌های اقتصادی قرارداد ازجمله قیمت نفت، نرخ افت تولید، هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی و نرخ پایه حق‌الزحمه مورد بررسی قرار می‌گیرد و درنهایت با ارائه تحلیل‌های مقایسه‌ای از نحوه تغییرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در سه الگوی قراردادی مذکور ضمن تبیین نقاط قوت و ضعف عملکرد مالی این قراردادها، پیشنهاداتی جهت تعدیل برخی شروط مربوط به نظام مالی قراردادهای آی‌پی‌سی مطرح شده است.

۲. ادبیات موضوع و پیشینهٔ تحقیق

قراردادهای خدماتی را می‌توان نسل سوم قراردادهای نفتی آن است یعنی نسلی که پس از مدل‌های امتیازی و مشارکت در تولید ظهورکرد. در این نوع قراردادها شرکت‌های بین‌المللی نفتی صرفاً به عنوان پیمانکار دولت میزبان، اکتشاف را با ریسک خود انجام می‌دهند که در صورت اکتشاف تجاری، ممکن است به توسعه و تولید نیز بپردازند. البته قرادادهای خدماتی خود به دو گروه عمده قراردادهای خدماتی خطرپذیر و قراردادهای صرفاً خدماتی تقسیم می‌شوند، قراردادهای خدماتی خطرپذیر تنها زمانی که خطرپذیری مد نظر باشد، مصداق می‌یابد و به نوعی معطوف به کشف میدان‌های نفت و گاز است. منظور از خطرپذیری در این قراردادها تحمیل ریسک عدم کشف تجاری میدان به پیمانکار است بر این اساس در صورتی که عملیات اکتشاف به کشف تجاری مطابق توافق‌های قراردادی منتهی نشود، قرارداد خود به خود منتفی خواهد شد و پیمانکار حق مطالبه هیچ‌گونه وجهی را نخواهد داشت اما چنانچه عملیات اکتشاف به کشف تجاری منتهی شود، پیمانکار ملزم است آن را به مرحله تولید نیز برساند در این صورت طبق شرایط قرارداد بین پیمانکار و دولت صاحب منبع، مبلغی مقطوع به عنوان بازپرداخت سرمایه به همراه نرخ بهره و خطرپذیری به پیمانکار پرداخت می‌شود یا استهلاک هزینه‌ها و حق‌الزحمه به وسیله محصولات تولید میدان یا عواید حاصل از فروش آن صورت می‌پذیرد. (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۳۶۳) اما یک قرارداد خدمت بدون ریسک، تمامی هزینه‌ها و ریسک‌های تولید تجاری و یا عدم دستیابی به تولید را به عهدهٔ کشور میزبان

می‌گذارد و عموماً به ارائه‌دهندگان خدمات، سهمی از تولید را برای جبران هزینه‌های متقبل‌شده اختصاص نمی‌دهد. (ویلیام[1]، ۲۰۱۶: ۲۸۷) اما واقعیت آن است که اعضای خانواده «قراردادهای خدمت توام با ریسک[2]» به دلیل عدم تمایل شرکت‌های نفتی بین‌المللی به این خانواده قراردادی، همچنان به نحو محدود در دنیا مورد استفاده قرار گرفته و درصد کمی از نفت تولیدی در جهان در چارچوب این قراردادها تولید و به بازار جهانی عرضه می‌شود.[3] (قندی و لین[4]، ۲۰۱۴: ۹)

در دهه اخیر، وزارت نفت عراق در راستای سیاست‌های کلان خود در زمینه توسعه میادین و فعالیت‌های گسترده تولید نفت، شرایط قراردادی متفاوتی را برای اجرای پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز این کشور در نظر گرفت که شامل قراردادهای خدماتی بلندمدت می‌شود. سه نمونه قرارداد خدماتی بلندمدت عراق عبارتند از قرارداد خدماتی توسعه و تولید از میادین نفتی، قرارداد خدماتی توسعه و تولید از میادین گازی، قرارداد خدمات فنی برای میادین نفت و گاز. سه قرارداد نامبرده تقریباً از یک ساختار تبعیت می‌کنند. از حیث شروط قراردادی نیز تفاوت چندانی بین قراردادهای فوق وجود ندارد. (بلانچارد[5]، ۲۰۰۹) در ایران نیز با توجه به اینکه قانون نفت ۱۳۵۳، صرفاً چارچوب پیمانکاری را برای قراردادهای نفتی پذیرفته است، قراردادهای خدمت و نحوه پرداخت به شرکت‌های خارجی از محل تولیدات میدان موضوع قرارداد یا سایر میادینی است که شرکت ملی نفت ایران تعیین می‌کند، لذا می‌توان این قانون را سرآغاز رژیم حقوقی بیع متقابل آن است که بعد از انقلاب الگوی رایج قراردادهای نفتی شد (درخشان، ۱۳۹۲). اگرچه این قراردادها در دوره زمانی تدوین (اوایل دهه هفتاد ه.ش) با توجه به قیمت جهانی پایین نفت و همچنین کمبود منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران، فرصت مناسبی برای کشور در توسعه برخی میادین هیدروکربوری به خصوص میدان مشترک گازی پارس جنوبی فراهم آوردند ولی با این وجود، اشکالات مهمی داشتند و مشکلات زیادی در بلندمدت برای کشور ایجاد کردند از قبیل عدم رعایت تولید صیانتی از میادین، عدم

1. William (2016)
2. Risk Service Contracts
۳. تقریباً هشت کشور دارای ذخایر غنی انرژی هیدروکربنی از قراردادهای خدمت برای اکتشاف، توسعه و تولید از میادین نفت و گاز خود استفاده می‌نمایند. این کشورها عبارتند از: ایران، عراق، مکزیک، کویت، ترکمنستان، ونزوئلا، بولیوی و اکوادور.
4. Ghandi & Lin (2014)
5. Blanchard (2009)

انتقال فناوری به معنی انتقال دانش، کم‌توجهی پیمانکاران فرعی به ظرفیت‌های داخلی، انعطاف‌پذیری پایین قرارداد که جملگی باعث شدند قراردادهای مذکور در بوته نقد و بررسی موافقان و مخالفان اعم از داخلی و خارجی قرار گیرند. (طاهری‌فرد و صاحب هنر، ۱۳۹۵) در ادامه نیز وزارت نفت در اجرای قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۹۱/۰۲/۱۹ به معرفی قرارداد جدیدی با عنوان قرارداد نفتی ایران اقدام کرد و هیئت وزیران به استناد جزء ۳ بند (ت) ماده ۳ و ماده ۷ قانون مزبور شرایط عمومی، ساختار و الگوی این قرارداد را طی تصویب‌نامهٔ شمارهٔ ۵۷۲۲۵/ ت ۵۳۳۶۷ ه مورخ ۹۵/۰۵/۱۶ به تصویب رسانید و زمینه‌ساز شکل‌گیری قراردادهای نفتی ایران معروف به آی‌پی‌سی شد که میان شرکت ملی نفت ایران و شرکت یا مشارکتی متشکل از شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی به عنوان پیمانکار جهت تأمین منابع مالی و انجام هریک از عملیات اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری و اجرای طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت یا همهٔ آنها به صورت یکپارچه، منعقد می‌گردد. (قربانی، ۱۳۹۷: ۵۵۳) به این ترتیب با وجودی که قراردادهای بیع متقابل و الگوی جدید قرارداد نفتی ایران هر دو از نوع قراردادهای خدمت توأم با ریسک به شمار می‌روند اما برقراری روابط قراردادی طولانی، حضور پیمانکار در مرحله تولید و بهره‌برداری، تأکید بر انجام عملیات بهبود و افزایش ضریب بازیافت در طول دوره بهره‌برداری، انجام توسعه مستمر و پلکانی، ارتباط‌دهی دستمزد به میزان کار انجام شده، از مهمترین تغییرات ایجادشده در این الگوی قراردادی است. (امامی و هادی، ۱۳۹۶: ۸۱) با توجه به اهمیت موضوع در سال‌های اخیر مطالعاتی در مورد الگوهای قراردادی این دو کشور و تحولات رخ داده در آنها صورت گرفته است که برخی از اهم آنها عبارتند از:

امامی و هادی (۱۳۹۶) در پژوهشی به صورت کیفی به ارزیابی مالی دو قرارداد بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران پرداختند. و با استفاده از روش تصمیم‌گیری تاپسیس نشان دادند که معیارهای تأمین و جذب سرمایه‌گذار خارجی، برداشت صیانتی از مخزن و انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار و هزینه‌های تکلیفی پیمانکار از اولویت بالاتری در دو نظام مالی برخوردار بوده و براساس این معیارها قرارداد جدید نفتی ایران را می‌توان به عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت کشور تلقی کرد. صاحب هنر و همکاران (۱۳۹۶) با استفاده از داده‌های فنی میدان سردار جنگل مدل مالی قراردادهای جدید نفتی ایران را شبیه‌سازی کرده و نتیجه می‌گیرندکه سهم پیمانکار بسیار اندک بوده و نرخ بازده داخلی

آن با افزایش قیمت نفت از ۱۴/۶ درصد تجاوز نخواهد کرد. قندی و لین لاول[1] (۲۰۱۷) در تحقیقی به بررسی و تحلیل حساسیت عوامل ریسکی بر نرخ بازده در قراردادهای بیع متقابل پرداخته و نشان دادند شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای بیع متقابل ممکن است با درجات بالایی از ریسک مواجه شوند. همچنین عواملی نظیر قیمت نفت، تولید، هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه عملیاتی، تأخیر در ساخت‌وساز و نرخ لایبور[2] می‌توانند نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها را تحت تأثیر قرار دهند. ون مورس[3] (۲۰۰۹) در مقاله‌ای ضمن ارزیابی مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان رمیله عراق، اعمال سقف ۵۰ درصدی از محل درآمد میدان را مهمترین عامل محدودکننده دریافتی پیمانکار دانسته و نشان داده در صورت افزایش قیمت نفت به حدود ۸۰ دلار پیمانکار می‌تواند کل هزینه‌های خود را ظرف دو سال اولیه بازیافت نماید.

اگرچه مطالعات محدودی توسط پژوهشگران داخلی و خارجی بر روی الگوهای قراردادی نفتی ایران و عراق البته به صورت مستقل و جداگانه انجام شده است اما در این پژوهش به دلیل اهمیت موضوع میادین مشترک به ویژه در حوزه نفتی غرب کارون که از مهمترین حوزه‌های نفتی کشور به شمار می‌رود و میادین آن در مرزهای مشترک با کشور عراق واقع شده است، سعی شده است با هدف ارتقاء آخرین الگوی قراردادی مورد استفاده در کشور (آی‌پی‌سی) مقایسه دقیق و جزئی‌تری از عملکرد مالی و اقتصادی الگوهای قراردادهای خدماتی دو کشور به ویژه از منظر جذب سرمایه‌گذار به عمل آید که تاکنون موضوع مقاله علمی و پژوهشی نبوده است.

۳. روش تحقیق

ارزیابی‌های اقتصادی در صنعت نفت معمولاً از طریق شبیه‌سازی مدل‌های جریان نقدی انجام می‌شود، این محاسبات و ارزیابی‌ها براساس برخی فاکتورهای برآوردی مانند هزینه‌ها و درآمدهای پروژه انجام شده و از طریق تحلیل حساسیت، تأثیر هرکدام از فاکتورهای مورد نظر بر سودآوری پروژه ارزیابی می‌شود.

---

1. Ghandi& Lin lawell (2017)

۲. نرخ لایبور عبارتست از نرخ بین بانکی پیشنهاد شده از سوی بانک‌های لندن که به عنوان جزئی از نرخ بهره بانکی تخصیص‌یافته به پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های تأمین مالی قراردادهای نفتی محسوب می‌گردد.

London Interbank Offered Rate: LIBOR

3. Van Meurs (2009)

در حقیقت شبیه‌سازی به عنوان یکی از ابزارهای تحلیل ریسک هنگام تصمیم‌گیری در مورد سرمایه‌گذاری، اولین‌بار در سال ۱۹۶۰ برای سرمایه‌گذاری در زمینه اکتشاف و تولید نفت به کار گرفته شد. (مکمیلان و هونز[1]، ۲۰۰۰) به همین دلیل نیز در پژوهش حاضر جهت بررسی و مقایسه عملکرد مالی – اقتصادی الگوی قراردادهای خدماتی ایران و عراق در راستای جذب سرمایه‌گذار خارجی و تأمین مالی پروژه‌های توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی از تکنیک شبیه‌سازی مالی و تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات پارامترهای مالی الگوهای قراردادی مذکور اعم از قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پروژه، نرخ افت تولید میدان، نرخ پایه حق‌الزحمه پیمانکار استفاده شده است.

٤. مدل‌سازی نظام مالی قراردادهای نفتی و تحلیل یافته‌ها

در قراردادهای نفتی عموماً هزینه‌ها و نحوه پرداخت مطالبات پیمانکار ارکان نظام مالی قرارداد را تشکیل می‌دهند که با اعمال محدودیت‌ها و سایر شرایط در نظر گرفته شده مجموعاً ساختار نظام مالی قرارداد را ایجاد می‌کنند.

جدول ۱. مشخصات ارکان نظام مالی الگوهای قراردادهای خدماتی نفتی ایران و عراق

مدل قرارداد	مؤلفه‌های نظام مالی قرارداد	نحوه پرداخت مطالبات پیمانکار
بیع متقابل	چهار گروه هزینه‌های قابل شناسایی در این قرارداد، هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های بانکی هستند. هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه پیمانکار در این قراردادها ثابت و از پیش تعین شده است، درنتیجه هرگونه افزایش این هزینه‌ها از مبالغ مصوب تأثیری در سقف تعیین‌شده برای مبالغ آنها نخواهد داشت.	هزینه‌های پیمانکار و حق‌الزحمه او منوط به دستیابی به اهداف تولیدی تعیین شده در قرارداد و با فروش تولیدات نفتی به وی بازپرداخت می‌شوند و سقف بازیافت مطالبات پیمانکار بین ٤٠ تا ٧٠ درصد از این محل می‌باشد که در قالب اقساط تعیین‌شده و پس از تولید اولیه به پیمانکار پرداخت می‌شود. به مبالغ هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای تعهد شده توسط پیمانکار با روش بهره مرکب از زمان هزینه کرد، بهره تعلق میگیرد.
آی‌پی‌سی	چهار گروه هزینه‌ای قابل شناسایی است و عبارتند از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم،	از زمان رسیدن طرح به تولید اولیه یا اضافی، بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، هزینه‌های

1. Macmilan & Honse

مدل قرارداد	مؤلفه‌های نظام مالی قرارداد	نحوه پرداخت مطالبات پیمانکار
	هزینه‌های غیر مستقیم، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های بانکی. برای محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار از سیستم حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدشده استفاده می‌شود. در تعدیل نرخ پایه حق‌الزحمه بر اساس تولید ضریبی در نظر گرفته شده که با نرخ پایه حق‌الزحمه رابطه عکس دارد، همچنین جهت برقراری ارتباط میان حق‌الزحمه پیمانکار با سطح جهانی قیمت‌های نفت براساس فرمول تعیین‌شده در قرارداد نرخ پایه حق‌الزحمه متناسب با تغییر قیمت نفت تغییر می‌کند.	غیرمستقیم تا آن زمان و هزینه‌های تأمین مالی قرارداد، طبق دوره تعیین شده در قرارداد، تقسیط و بازپرداخت می‌شود. کل بازپرداخت به پیمانکار در هر دوره حداکثر از محل ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۰ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آنها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. با این حال پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد. تنها به هزینه‌های غیر مستقیم انجام‌شده از تاریخ مؤثر قرارداد تا شروع دوره بازپرداخت انجام شده باشند و تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر، بهره تعلق می‌گیرد.
خدماتی عراق	هزینه‌های نفتی عبارت اند از هزینه‌هایی که پیمانکار برای اجرای موضوع قرارداد متحمل‌شده یا پرداخت‌هایی که پیمانکار برای اجرای عملیات نفتی به استثنای مالیات بردرآمد شرکت انجام داده است (شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی) و به آن سودی تعلق نمی‌گیرد. هزینه‌های تکمیلی عبارت‌اند از هزینه‌هایی که پیمانکار برای اجرای موضوع قرارداد متحمل می‌شود و در دستهٔ هزینه‌های نفتی قرار نمی‌گیرد. برای محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار از سیستم حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدشده استفاده می‌شود. در تعدیل نرخ پایه حق‌الزحمه از فاکتور آر استفاده می‌شود که با نرخ پایه حق‌الزحمه رابطه عکس دارد، همچنین این نرخ با ضریب عملکرد نیز تعدیل می‌گردد و سهم شریک داخلی از سود حاصل از میدان نیز ۲۵ درصد می‌باشد.	در هر دوره صرفاً تا ۵۰ درصد درآمد مفروض قرارداد به بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار تخصیص می‌یابد ولی بازپرداخت هزینه‌های تکمیلی در هر دورهٔ تا سقف ۶۰ درصد درآمد مفروض قرارداد منهای هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمهٔ پرداختی خواهد بود. مبالغ باقی‌مانده از هزینه‌های تکمیلی، از تاریخی که این هزینه‌ها برای اولین‌بار صورت وضعیت شده‌اند تا زمانی که بازپرداخت شوند، مشمول بهره خواهند شد. نرخ بهره، نرخ لایبور به علاوه یک درصد خواهد بود. در صورتی که با انقضای مدت قرارداد یا در صورت خاتمهٔ قرارداد، مبالغ سررسید شده و معوقه‌ای از هزینه‌های نفتی، هزینه‌های تکمیلی و حق‌الزحمه وجود داشته باشد، ظرف سی روز حساب تسویه خواهد شد یا اینکه طرفین به گونهٔ دیگری توافق خواهند کرد. همهٔ درآمدهای هریک از شرکت‌های حاضر در کنسرسیوم، مشمول پرداخت مالیات می‌باشند.

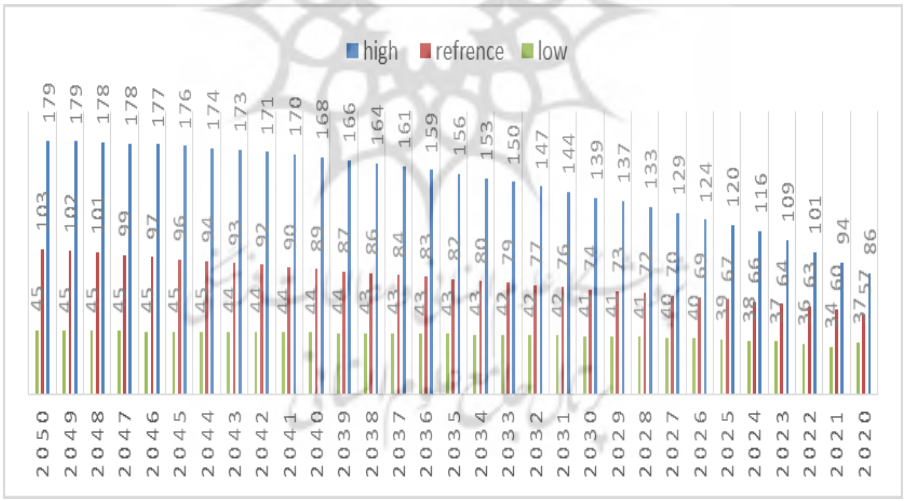
منبع: یافته‌های تحقیق (برگرفته از مفاد الگوهای قراردادهای بیع متقابل،ای پی سی و خدماتی عراق)

۱-٤. مفروضات مدل شبیه سازی نظام مالی قرارداد

در این پژوهش جهت انجام محاسبات مالی و نتایج اقتصادی از اطلاعات فنی، مهندسی فاز دوم طرح توسعه یکی از میادین نفتی مشترک در حوزه غرب کارون با کشور عراق استفاده شده است که حوزه نفتی استراتژیک ایران محسوب می‌گردد و اکثر میادین موجود در آن ازجمله آزادگان، یادآوران، یاران با کشور عراق مشترک می‌باشد.

الف) مفروضات قیمتی: گزارش‌های منتشره از اداره اطلاعات انرژی آمریکا در مورد پیش‌بینی قیمت نفت در چشم‌اندازهای بلندمدت در سه سناریو با نام‌های خوش‌بینانه، مرجع و بدبینانه تهیه و ارائه می‌گردد که در این پژوهش، روند قیمت نفت برنت براساس آخرین پیش‌بینی این مؤسسه در گزارش سال ۲۰۲۰ در حالت مرجع، به عنوان مبنای تعیین قیمت نفت تولیدی میدان در نظر گرفته شده است با این توضیح که براساس نظر کارشناسان نفتی کشور و با توجه به کیفیت نفت تولیدی میادین نفتی غرب کارون از ضریب عددی معادل ۰/۹۸ به عنوان ضریب تعدیل قیمت استفاده شده است.

شکل ۱. چشم‌انداز آتی قیمت‌های جهانی نفت در سه سناریو قیمتی



منبع: EIA Annual Energy Outlook 2020

ب) مفروضات فنی و قراردادی: جزئیات اطلاعات فنی و قراردادی فاز دوم طرح توسعه میدان نفتی منتخب در قالب الگوهای قراردادی پژوهش براساس جداول ذیل می‌باشد.

جدول ۲. اطلاعات فنی طرح فاز دوم توسعه میدان نفتی مشترک

معیار	مقدار	واحد	معیار	مقدار	واحد
کل عمر میدان	۳۰	سال	تولید حداکثری	۱۲۵	هزاربشکه/روز
مرحله توانبخشی	۲	سال	نرخ تخلیه	۵	درصد/ سالانه
طول دوره توسعه	٤	سال	هزینه سرمایه‌ای	۳۰۲۸	میلیون دلار
طول دوره پلتو	٤	سال	هزینه غیر سرمایه	۳۸۳	میلیون دلار
تولید اولیه	۸۰	هزار بشکه/ روز	هزینه عملیاتی	٤٤٥۷/۹	میلیون دلار

منبع: مفروضات تحقیق و برگرفته از اطلاعات بدست آمده از مصاحبه با کارشناسان و سایت شرکت مهندسی و توسعه نفت ایران[1].

جدول ۳. اطلاعات قراردادی طرح فاز دوم توسعه میدان نفتی مشترک

معیار	مقدار			واحد
الگوی قرارداد	بیع متقبل	آی پی سی	خدماتی عراق	–
دوره قرارداد	۱۵	۲۰	۲۰	سال
نرخ بهره	٦	٦	٦	درصد
نرخ تنزیل	۱۰	۱۰	۱۰	درصد
تقسیط هزینه سرمایه	۷	۷	–	سال
سقف بازپرداخت	۵۰	۵۰	۵۰	درصد/ درآمد سالانه
نرخ مالیات	–	–	۲٤	درصد
سهم شریک داخلی	–	–	۵	درصد

منبع: مفروضات پژوهش و برگرفته از مفاد قراردادهای خدماتی بلندمدت عراق و نمونه قراردادای پی سی

جدول ٤. نحوه تعدیل حق الزحمه در قراردادهای جدید نفتی ایران

تعدیل حق الزحمه برمبنای قیمت نفت	بازه تغییرات	قیمت نفت	تعدیل حق الزحمه	تعدیل حق الزحمه براساس شاخص آر	بازه تغییرات	شاخص آر	تعدیل حق الزحمه
	بازه ۱	P<۲۰	Fee		بازه ۱	R < ۰/۲۵	۱۰۰٪*fee
	بازه ۲	۲۰= < P < ٤۰	Fee*۱۱۰٪		بازه ۲	۰/۲۵= < R < ۰/۵	۸۰٪*fee
	بازه ۳	٤۰ =< P < ٦۰	Fee*۱۲۰٪		بازه ۳	۰/۵ =< R < ۱	٦۰٪*fee
	بازه ٤	٦۰ =< P < ۸۰	Fee*۱٤۰٪		بازه ٤	R => ۱	٤۰٪*fee
	بازه ۵	P > =۸۰	Fee*۱٦۰٪				

منبع: مفروضات تحقیق و برگرفته از مفاد نمونه قراردادهای نفتی ایران (آی‌پی‌سی)

1. https://pedec.ir/detail/ongoing-projects

جدول ۵. نحوه تعدیل حق الزحمه در قرارداد خدماتی عراق

تعدیل حق‌الزحمه براساس ضریب عملکرد	ضریب عملکرد		تعدیل حق الزحمه
	fee =(P_{actual}/P_{plan})*Fee		
تعدیل حق‌الزحمه براساس شاخص آر	بازه تغییرات	شاخص آر	تعدیل حق الزحمه
	بازه ۱	R<۱	fee*۱۰۰٪
	بازه ۲	۱ =< R < ۱/۲۵	fee *۸۰٪
	بازه ۳	۱/۲۵ =< R < ۱/۵	fee*٦۰٪
	بازه ٤	۱=< R <۲	fee *٤۰٪
	بازه ۵	R => ۱	fee*۲۰٪

منبع: مفروضات تحقیق و برگرفته از بند (۳) ماده ۱۹ پیش نویس مدل قراردادهای خدماتی بلندمدت عراق

۲-٤. تحلیل یافته‌های به دست آمده از شبیه‌سازی مالی الگوهای قراردادی

نتایج اصلی به دست آمده از شبیه‌سازی مالی سه الگوی قراردادی برای هریک از طرفین قرارداد در جدول زیر (جدول شماره ۶) عبارتند از:

جدول ٦. مقادیر برآوردی شاخص‌های اقتصادی طرفین قرارداد در سه مدل قرارداد

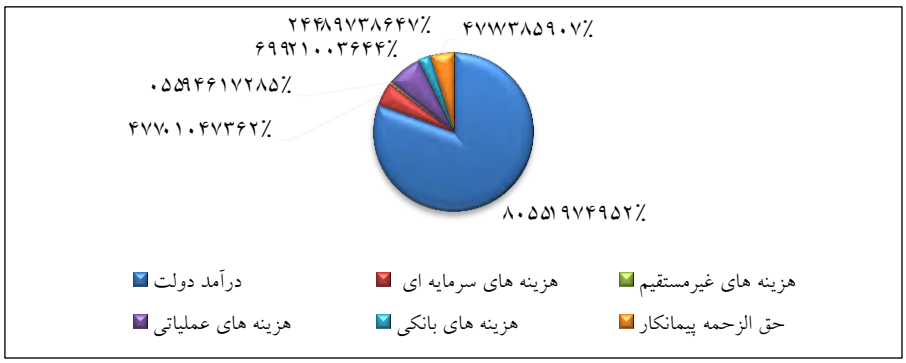
شاخص‌های اقتصادی	مقدار			واحد
الگوی قرارداد	بیع متقابل	آی‌پی‌سی	خدماتی عراق	-
خالص ارزش فعلی دولت میزبان	۱۲۲۹۸/٤۲	۱۲۲۳۰/۸۲	۱۲۳۵۰/۵۵	میلیون دلار
خالص ارزش فعلی پیمانکار	۹٦۰/۰۲	۱۰۲۷/٦۲	۹۰۷/۹۰	میلیون دلار
نرخ بازده داخلی پیمانکار	۱٦	۱٦	۱٦	درصد
دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۷	۷	۳	سال

منبع: یافته‌های تحقیق

۱-۲-٤. نحوه تقسیم درآمد میدان و هزینه‌ها در سه الگوی قراردادی

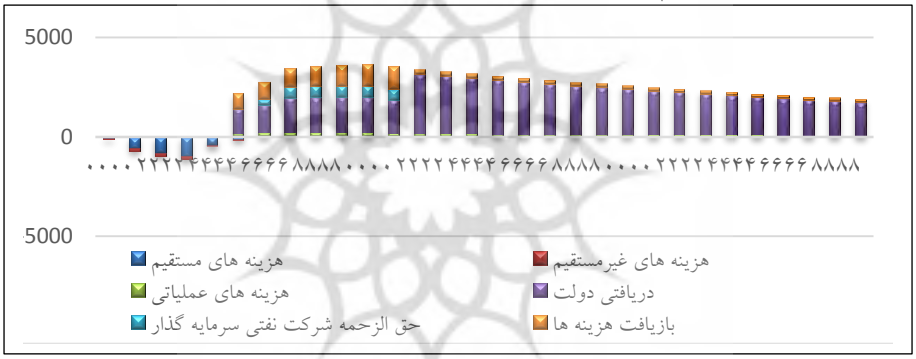
نحوه تقسیم درآمد ناخالص میدان در هریک از الگوهای قراردادی بیع متقابل، آی‌پی‌سی و خدماتی عراق و همچنین نحوه تقسیم هزینه‌ها و درآمد پروژه در نمودار جریان‌های نقدی حاصل از الگوهای قراردادی مذکور بین طرفین قرارداد یعنی شرکت نفت سرمایه‌گذار و دولت میزبان در نمودارهای ذیل (نمودارهای ۱ الی ۶) نشان داده شده است.

نمودار ۱. تقسیم درآمد ناخالص میدان در الگوی قراردادی بیع متقابل



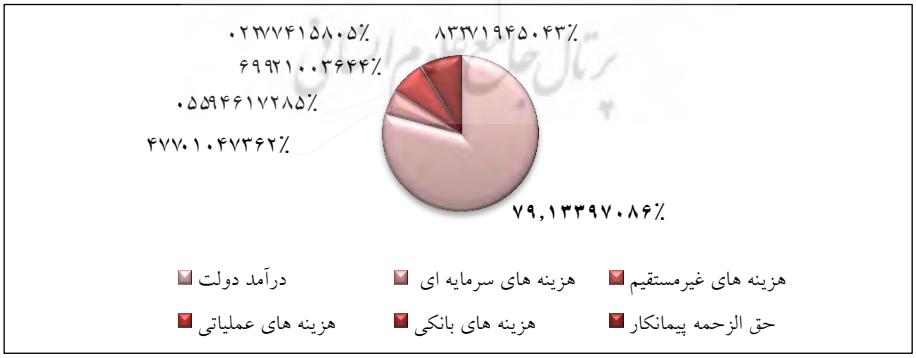
منبع: یافته‌های تحقیق

نمودار ۲. نحوه تقسیم هزینه‌ها و درآمد در جریان وجوه نقد الگوی قراردادی بیع متقابل



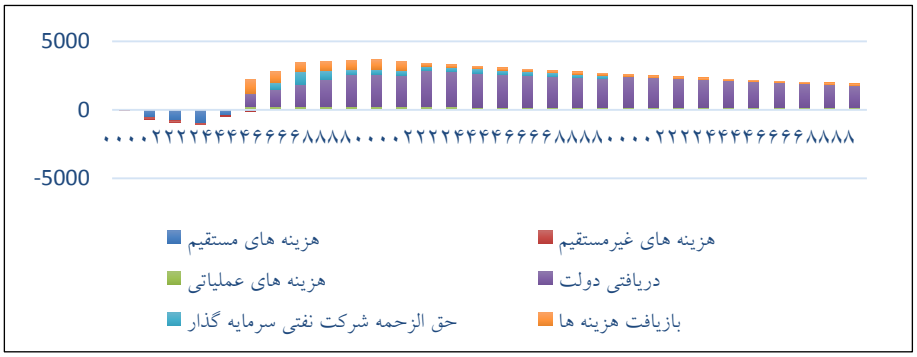
منبع: یافته‌های تحقیق

نمودار ۳. تقسیم درآمد ناخالص میدان در الگوی قراردادی آی‌پی‌سی



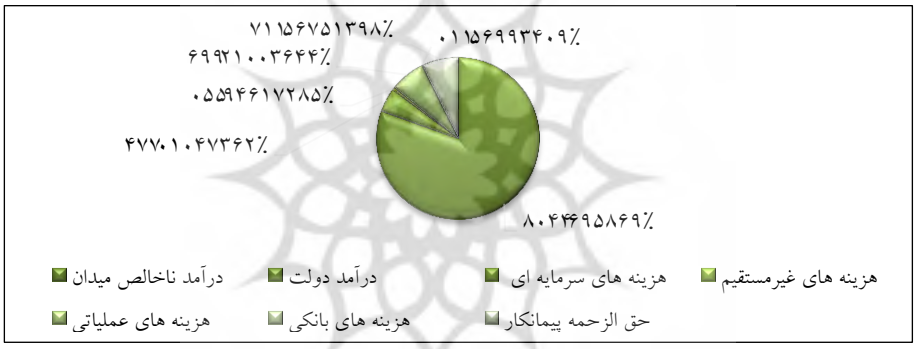
منبع: یافته‌های تحقیق

نمودار ٤. نحوه تقسیم هزینه‌ها و درآمد در جریان وجوه نقد الگوی قراردادی‌ای پی سی



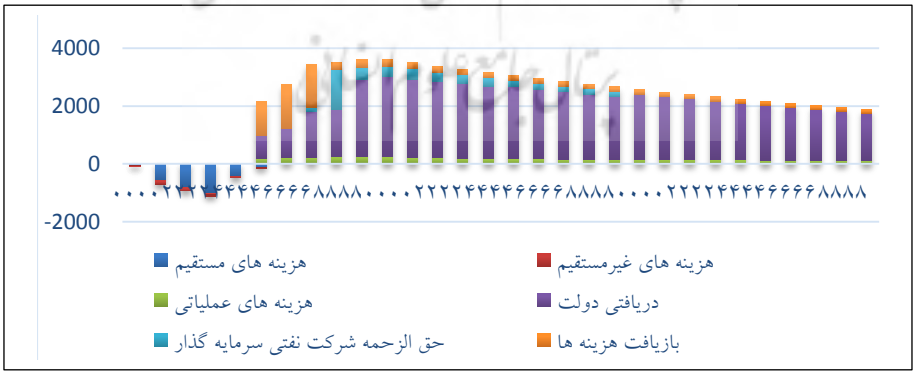
منبع: یافته‌های تحقیق

نمودار ٥. تقسیم درآمد ناخالص میدان در الگوی قراردادی خدماتی عراق



منبع: یافته‌های تحقیق

نمودار ٦. تقسیم هزینه‌ها و درآمد در جریان وجوه نقد الگوی قراردادی خدماتی عراق



منبع: یافته‌های تحقیق

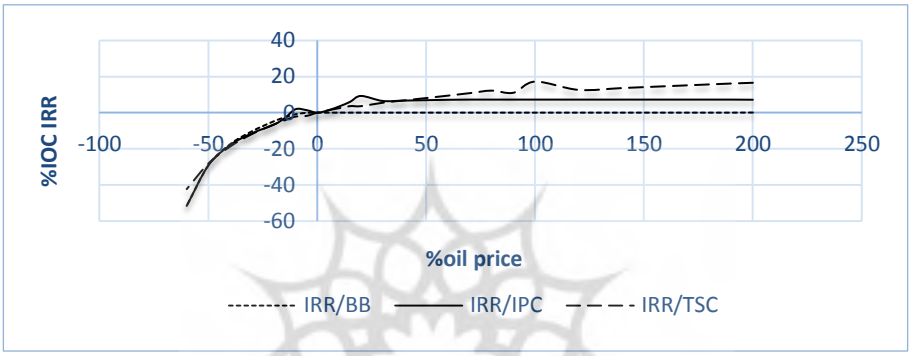
۲-۲-٤. بررسی سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت

همان‌طور که در نمودارهای مقایسه‌ای شکل زیر (شکل ۲) مشاهده می‌گردد، در بیع متقابل با افزایش قیمت نفت، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار معادل نرخ توافق و لحاظ شده تحت شرایط قرارداد، ثابت مانده و تغییری نمی‌کند و این در حالیست که با کاهش قیمت‌های نفت، شاخص مذکور کاهش می‌یابد. بنابراین در این الگوی قراردادی خدماتی، پیمانکار بدون اینکه از افزایش سودآوری پروژه به دلیل افزایش قیمت نفت برخوردار باشد، متحمل ریسک‌های ناشی از کاهش قیمت‌های نفت خواهد شد. اما برخلاف بیع متقابل در الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران با افزایش قیمت نفت، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار روندی افزایشی دارد لیکن این روند در سطحی از قیمت‌ها متوقف شده و پس از آن ثابت شده و تغییری نمی‌کند. همچنین با کاهش قیمت‌های نفت، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار روندی نزولی دارد. روند تغییرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادهای خدماتی عراق نیز شبیه به آی‌پی‌سی می‌باشد لیکن تفاوت‌هایی نیز در نمودار آن‌ها مشاهده می‌گردد.

دقت در نمودارهای مقایسه‌ای شکل (۲) نشان می‌دهد که با افزایش قیمت‌های نفت ابتدا نمودار تغیرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادهای خدماتی عراق پایین‌تر از نمودار آی‌پی‌سی واقع شده است لیکن با تدوام افزایش قیمت‌ها نمودار مذکور در سطحی بالاتر از نمودار مربوط به آی‌پی‌سی قرار می‌گیرد. این امر که در سطوح افزایشی بالاتر از ۳۰ درصد در قیمت‌های نفت که محل برخورد نمودار دو الگوی قراردادی مذکور است، رخ می‌دهد مبین آن است که در سطوح پایینی افزایش قیمت‌ها و درنتیجه در قیمت‌های پایین‌تر، افزایش نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادهای خدماتی عراق کمتر از نرخ بازده سرمایه‌گذاری در آی‌پی‌سی است و در سطوح بالایی افزایش قیمت‌ها و درنتیجه در قیمت‌های بالای نفت، مقدار شاخص مذکور در قرارداد خدماتی عراق بالاتر از مقدار عددی این شاخص در آی‌پی‌سی می‌باشد. بنابراین می‌توان گفت، در قیمت‌های بالای نفت، قرارداد خدماتی عراق سودآورتر از آی‌پی‌سی می‌باشد ولی در قیمت‌های پایین نفت آی‌پی‌سی است که برای پیمانکار سودآورتر خواهد بود، درنتیجه در صورتی که چشم‌انداز افزایشی از قیمت‌های نفت وجود داشته باشد، الگوی قراردادهای خدماتی عراق از آی‌پی‌سی جذاب‌تر است اما چنانچه روند کاهشی از قیمت‌های نفت مورد انتظار باشد، آی‌پی‌سی برای پیمانکار جذاب‌تر خواهد بود.

در تحلیل اقتصادی طرح مورد بررسی در این پژوهش حداکثر نرخ بازده سرمایه‌گذاری در الگوی قراردادهای خدماتی عراق در سطح ۱۰۰ درصدی افزایش قیمت‌های نفت ایجاد شده که معادل ۱۸/۷۶ درصد می‌باشد، در حالی که در الگوی قراردادی آی‌پی‌سی ماکزیموم مقدار نرخ بازده سرمایه‌گذاری در سطح ۲۰ درصدی افزایش قیمت‌های نفت ایجاد شده که معادل ۱۷/۴۹ درصد می‌باشد.

شکل ۲. نمودارهای تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت

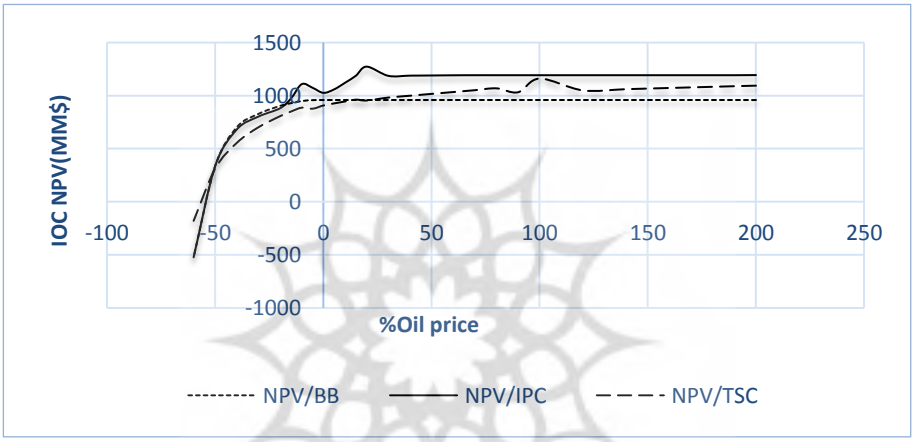


منبع: یافته‌های تحقیق

در اینجا باید توجه داشت که در تحلیل اقتصادی طرح مورد بررسی در این پژوهش مقدار عددی شاخص خالص ارزش فعلی پیمانکار تحت شرایط سناریوی مرجع در سه الگوی قراردادی بیع متقابل، آی‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق یکسان نبوده به نحوی که ارزش این شاخص در الگوی قراردادهای خدماتی عراق با کمترین مقدار معادل ۹۰۷/۹۰ میلیون دلار و در الگوی قراردادی بیع متقابل معادل ۹۶۰/۱۶ میلیون دلار و در الگوی قراردادی آی‌پی‌سی با بزرگ‌ترین مقدار معادل ۱۰۲۷/۶۲ میلیون دلار می‌باشد، اما همان‌طور که در نمودارهای شکل (۴) نیز مشاهده می‌شود با افزایش قیمت‌های جهانی نفت از مقادیر پیش‌بینی‌شده در قرارداد، ارزش حال سود پیمانکار در الگوی قراردادی بیع متقابل ثابت مانده و تغییری نمی‌کند در حالیه با کاهش قیمت‌های نفت، روندی کاهشی دارد و این در حالیست که در دو الگوی قراردادهای خدماتی عراق و آی‌پی‌سی مقدار شاخص مذکور به صورت محدود و تا یک مقدار حداکثری روندی صعودی دارد با این حال در شکل (۳) نیز می‌بینیم در تمام سطوح افزایشی قیمت‌های نفت، ارزش حال سود پیمانکار در آی‌پی‌سی بیشتر از دو مدل قراردادی دیگر است. پس با در نظر گرفتن تغییرات

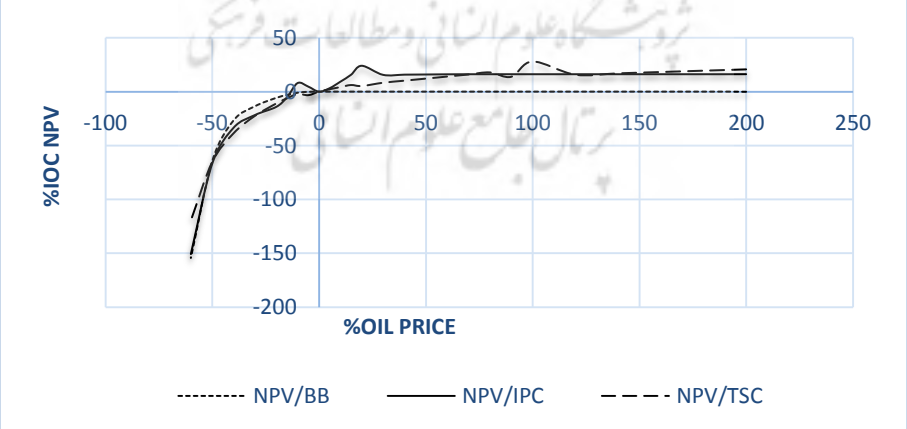
نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت که در قسمت قبلی بررسی شد می‌توان چنین نتیجه گرفت، در مقایسه با آی‌پی‌سی، مکانیسم مالی تعبیه شده در الگوی قراردادهای خدماتی عراق چنان عمل می‌کند که در صورت شدت یافتن افزایش قیمت‌های نفت از مقادیر پیش‌بینی‌شده در قرارداد و درنتیجه در قیمت‌های بالای نفت با وجود کمتر بودن ارزش حال سود پیمانکار، نرخ بازده سرمایه‌گذاری بالاتری نصیب پیمانکار گردد.

شکل ۳. مقدار خالص ارزش فعلی پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ٤. تحلیل حساسیت خالص ارزش فعلی پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت

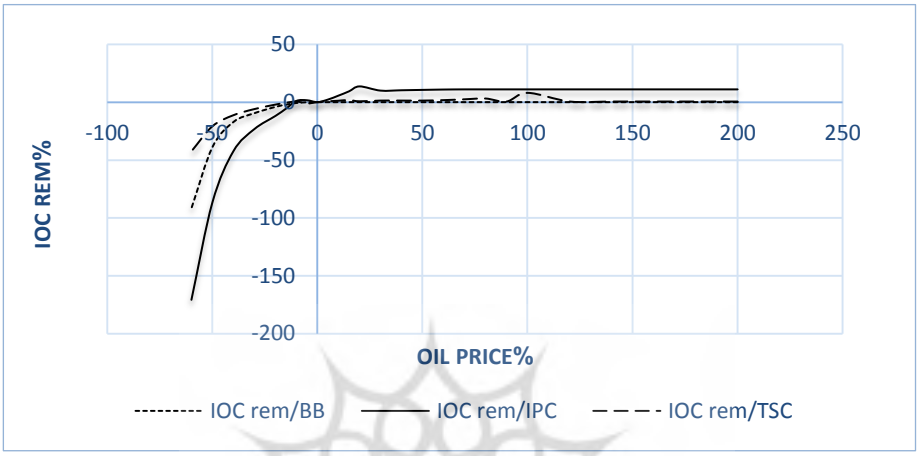


منبع: یافته‌های تحقیق

علت روند تغییرات سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات احتمالی در قیمت‌های نفت، عبارتست از روند تغییرات ارزش حال حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت در الگوهای قراردادی مذکور و همان‌طور که در شکل (۵) نیز ملاحظه می‌شود، نمودار ارزش حال حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار در هر سه الگوی قراردادی، مشابه نمودارهای خالص ارزش فعلی پیمانکار است، به نحوی که در الگوی قراردادی بیع متقابل با افزایش قیمت‌های نفت تغییری در ارزش حال حق‌الزحمه پیمانکار ایجاد نمی‌شود لیکن با کاهش قیمت نفت به دلیل مؤثر واقع شدن محدودیت ناشی از سقف تعیین‌شده برای بازپرداخت مطالبات پیمانکار که متعاقباً باعث معوق شدن بازپرداخت بخشی از مطالبات پیمانکار می‌گردد، این شاخص روندی نزولی در پیش می‌گیرد. اما برخلاف بیع متقابل که مبلغ حق‌الزحمه در آن، مبلغ مشخص و از پیش تعیین شده‌ای است که به صورت درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه تعیین می‌گردد در دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق، حق‌الزحمه پیمانکار مبلغ ثابت و از پیش مشخص‌شده‌ای نیست بلکه مبلغ کلی آن براساس مقدار تولید میدان تغییر می‌کند و آنچه طرفین قرارداد در ابتدا در مورد آن موافقت می‌کنند، نرخ پایه حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولید شده است که به عنوان مبنایی برای محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار می‌باشد. با این حال این نرخ هم در طول دوره اجرای قرارداد ثابت نبوده و براساس شاخص آر تعدیل می‌شود و بدین ترتیب باعث تغییر حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار در طول سال‌های دوران اجرای قرارداد می‌گردد، به همین دلیل نمودار تغییرات ارزش حال حق‌الزحمه پیمانکار در این دو الگوی قراردادی بسیار شبیه به هم می‌باشد چراکه ملاحظه می‌گردد با افزایش قیمت نفت این شاخص روندی صعودی دارد ولیکن محدود به مقداری حداکثری است که باعث ایجاد نقطه بیشینه در نمودارهای مربوطه شده است اما در عین حال باید نیز توجه داشت که با افزایش قیمت‌های نفت همواره نمودار تغییرات ارزش حال حق‌الزحمه پیمانکار در آی‌پی‌سی در سطحی بالاتر از نمودار الگوی قراردادهای خدماتی عراق قرار گرفته که نشان می‌دهد با افزایش قیمت‌های نفت، ارزش حال حق‌الزحمه پیمانکار در آی‌پی‌سی بیشتر از قراردادهای خدماتی عراق افزایش می‌یابد به نحوی که مقدار حداکثری ارزش حال حق‌الزحمه در آی‌پی‌سی بیشتر از الگوی قراردادهای خدماتی عراق است. دلیل این امر نیز به شرایط در نظر گرفته شده در آی‌پی‌سی جهت افزایش نرخ پایه حق‌الزحمه براساس افزایش قیمت نفت مربوط می‌شود. مبنی بر اینکه با افزایش قیمت نفت، نرخ حق‌الزحمه پیمانکار به

صورت پلکانی و در محدوده‌های تعریف شده، درصدی بیشتر از نرخ پایه‌ای می‌باشد که برای آن در قرارداد توافق شده است.

شکل ۵. تحلیل حساسیت ارزش حال حق الزحمه پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت



منبع: یافته‌های تحقیق

اما در الگوی قراردادهای خدماتی ایران (بیع متقابل و آی‌پی‌سی) نه‌تنها فزایش قیمت‌های نفت موجب تسریع در بازیافت هزینه‌های سرمایه‌ای از دوران اقساط پیش‌بینی شده در قرارداد نخواهد شد بلکه با کاهش قیمت‌های نفت، سرمایه پیمانکار در دوره طولانی‌تری به وی برگشت داده می‌شود و این موضوع نیز منوط به این امر است که تمدید زمانی پیش‌بینی شده جهت اعتباربخشی به قرارداد طبق توافق قبلی صورت گرفته طرفین برای این موضوع کافی باشد، چرا که در غیر این صورت در وضعیت تشدید کاهش قیمت‌های نفت، امکان بازپرداخت کامل مطالبات قراردادی اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای معوق شده نیز وجود نخواهد داشت، در حالی که در الگوی قرارداد خدماتی عراق با افزایش قیمت‌های نفت و افزایش مقادیر متعلق به بازیافت هزینه‌ها، بازیافت این قسم از هزینه‌ها به شرکت نفتی سرمایه‌گذار تسریع می‌گردد و درنتیجه دوره بازگشت سرمایه پیمانکار کاهش می‌یابد و البته با کاهش قیمت‌های نفت، ممکن است که سرمایه پیمانکار در دوره طولانی‌تری به وی برگشت داده شود.

به عنوان مثال در تحلیل اقتصادی طرح مورد بررسی در این پژوهش مشاهده می‌گردد در حالی که با افزایش ۲۰۰ درصدی قیمت‌های نفت، دوره بازگشت سرمایه در آی‌پی‌سی

و بیع متقابل معادل ۷ سال دوره تقسیط پیش‌بینی‌شده در قرارداد است، در الگوی قراردادهای خدماتی عراق تنها با افزایش بیش از ۵۰ درصدی قیمت‌های نفت دوره بازگشت سرمایه از ۳ سال به ۲ سال کاهش می‌یابد متقابلا با کاهش قیمت نفت نیز دوره بازگشت سرمایه در بیع متقابل و آی‌پی‌سی به ۱۱ سال می‌رسد در حالی که در الگوی قراردادی عراق معادل ۹ سال خواهد بود. کاهش دوره بازگشت سرمایه اصولاً باعث می‌شود تا مبالغ دریافتی پیمانکار در سال‌های اولیه بهره‌براری از میدان افزایش یابد، این مسئله از دو جهت برای شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار بسیار جذاب و قابل توجه است، اول اینکه باعث می‌شود تا این شرکت‌ها نیازی به سرمایه‌گذاری اولیه خیلی بالا در پروژه نداشته و از همان درآمدهای خود در سال‌های ابتدایی، هزینه‌های سرمایه‌ای میدان را برای سال‌های آتی تأمین نمایند، دوم اینکه هرقدر مبالغ دریافتی پیمانکار طی دوران بازپرداخت مطالبات پیمانکار در سال‌های اولیه بهره‌برداری از میدان بالاتر رود، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نیز افزایش می‌یابد. به عبارت دیگر اقتصاد پروژه برای پیمانکار بهبود یافته و بازدهی بالاتری را نصیب وی می‌کند.

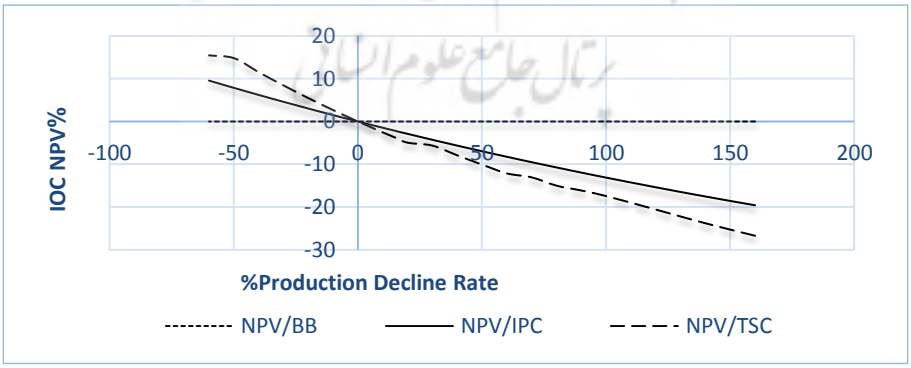
۳-۲-٤. بررسی شاخص‌های سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات تولید

همان‌طور که در نمودارهای مقایسه‌ای در شکل (۶ و۷) مشاهده می‌گردد، روند تغییرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود پیمانکار نسبت به تغییرات احتمالی در نرخ افت تولید میدان و درنتیجه میزان تولید تحقق یافته از مقادیر پیش‌بینی‌شده در سناریوی مرجع حاکی از آن است که در محدوده تغییرات صورت گرفته در نرخ افت تولید در الگوی قراردادی بیع متقابل تغییرات محسوسی در شاخص‌های سودآوری پیمانکار رخ نداده است که دلیل آن نیز عدم ارتباط بین مبلغ حق‌الزحمه (پاداش) دریافتی پیمانکار و میزان تولید تحقق یافته از میدان می‌باشد. لیکن هر دو نمودار مربوط به دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی و خدماتی عراق دارای شیب منفی می‌باشند که نشان دهنده رابطه غیرمستقیم میان نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود پیمانکار با تغییرات احتمالی در نرخ افت تولید میدان و بالتبع آن رابطه مستقیم میان شاخص‌های مذکور با تغییرات تولید واقعی حاصله از میدان نفتی می‌باشد. با این حال باید توجه داشت که شیب نمودار الگوی قراردادهای خدماتی عراق بیشتر از نمودار مشابه در آی‌پی‌سی است که نشان می‌دهد، حساسیت شاخص‌های سودآوری پیمانکار (نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود

پیمانکار) نسبت به تغییرات نرخ افت تولید و تولید واقعی میدان در الگوی قراردادهای خدماتی عراق بیشتر از آی‌پی‌سی است.

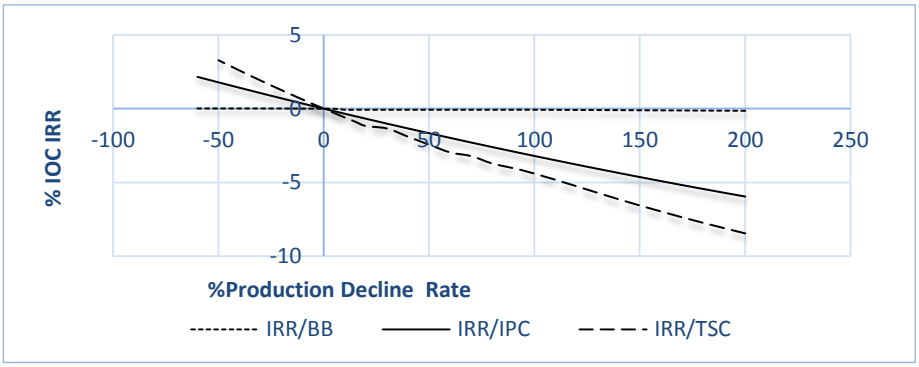
به طور مثال در صورت افزایش ۲۰۰ درصدی و سه برابر شدن نرخ افت تولید میدان، نرخ بازده سرمایه‌گذاری که تحت شرایط سناریوی مرجع معادل ۱۶درصد است در آی‌پی‌سی معادل ۱۵ درصد و در الگوی قراردادهای خدماتی عراق معادل ۱۴/۶ درصد می‌باشد همچنین با کاهش ۶۰ درصدی نرخ افت تولید میدان، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در آی‌پی‌سی معادل ۱۶/۳ درصد و در قراردادهای خدماتی عراق معادل ۱۶/۵ درصد می‌گردد. بنابراین می‌توان چنین نتیجه گرفت، نظام مالی هر دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی و خدماتی عراق باعث می‌شود تا ارتباط مستقیمی میان نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود پیمانکار با میزان تولید واقعی میدان برقرار گردد لیکن این رابطه در الگوی قرارداهای خدماتی عراق قوی‌تر و بیشتر از آی‌پی‌سی است و در نهایت باعث می‌شود، ضمن انتفاع بیشتر پیمانکار از افزایش تولید میدان در دوران بهره‌برداری در مدل قراردادی مذکور نسبت به دو مدل قراردادی دیگر (بیع متقابل و آی‌پی‌سی) پیمانکار متحمل ریسک‌های بزرگ‌تری درنتیجه کاهش تولید در دوران بهره‌برداری از میدان گردد، درنتیجه از منظر شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار، الگوی قراردادی آی‌پی‌سی می‌تواند در مورد میادینی که ریسک تولید در آنها بالاست و یا میزان تولید آنها پایین است جذاب‌تر از الگوی قراردادهای خدماتی عراق باشد و برعکس الگوی قراردادهای خدماتی عراق برای میادین بزرگ که حجم تولید بالا دارند و یا میادینی که دارای سابقه تولیدی شناخته شده‌تر هستند و درنتیجه پیمانکار را با ریسک‌های کاهش تولید کمتری مواجه می‌کنند، جذاب خواهند بود.

شکل ٦. تحلیل حساسیت خالص ارزش فعلی پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ افت تولید



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۷. تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ افت تولید

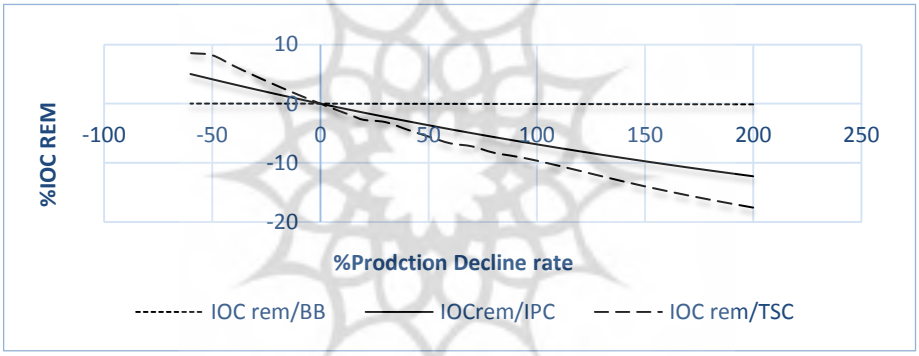


منبع: یافته‌های تحقیق

حق‌الزحمه پیمانکار در بیع متقابل مقدار تعیین‌شده‌ای است که با میزان تولید واقعی به دست آمده از میدان ارتباطی ندارد و در نمودارهای مقایسه‌ای شکل (۸) نیز مشاهده می‌گردد با تغییرات نرخ افت تولید، مقدار حق‌الزحمه پیمانکار در این الگوی قراردادی نیز دچار تغییرات شدیدی نمی‌شود و ثابت می‌ماند، در حالی که در دو الگوی قراردادهای آی‌پی‌سی و خدماتی عراق، مبلغ حق‌الزحمه پیمانکار با میزان تولید ارتباط مستقیم دارد که دلیل آن نیز به مکانیسم تعیین حق‌الزحمه در دو الگوی قراردادی مذکور بر می‌گرد که در آنها از سیستم نرخ پایه به ازای هر بشکه تولید به دست آمده از میدان برای تعیین مبلغ کلی حق‌الزحمه پیمانکار استفاده شده است و بدین ترتیب از طریق نرخ پایه حق‌الزحمه سعی شده است تا ارتباط مستقیمی بین میزان تولید تحقق یافته از میدان و مبلغ کلی پاداش پیمانکار برقرار گردد لیکن شیب نمودار مربوط به الگوی قراردادهای خدماتی عراق بیشتر از شیب همین نمودار در آی‌پی‌سی است که نشان می‌دهد حساسیت ارزش حال حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ افت تولید و تولید تحقق یافته در دوران بهره‌برداری از میدان در الگوی قراردادهای خدماتی عراق بیشتر از آی‌پی‌سی می‌باشد. درنتیجه رابطه مستقیم قوی‌تری بین پاداش دریافتی پیمانکار و میزان تولید تحقق یافته از میدان در الگوی قراردادهای خدماتی عراق وجود دارد که علت آن البته وجود ضریب عملکرد در نظام مالی الگوی قراردادهای خدماتی عراق می‌باشد در حالی که در آی‌پی‌سی از این ضریب استفاده نمی‌شود.

بر این اساس می‌توان گفت الگوی قراردادهای خدماتی عراق نسبت به آی‌پی‌سی، پیمانکار را با ریسک‌های بزرگ‌تری در مورد کاهش تولید میدان از مقادیر برنامه‌ریزی شده در قرارداد مواجه می‌کند ولی در عین حال نیز پیمانکار از منافع اقتصادی که درنتیجه افزایش تولید واقعی میدان ایجاد می‌گردد در این الگوی قراردادی بیشتر از آی‌پی‌سی بهره‌مند خواهد شد. این موضوع باعث می‌شود تا از یک سو انگیزه شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار در بزرگنمایی توان تولیدی میدان جهت پیشی‌گرفتن از رقبا در زمان برگزاری مناقصه تعدیل گردد و از سوی دیگر تخصیص پاداش بیشتر بدلیل تولید بیشتر میدان می‌تواند به عنوان مشوقی برای عملکرد بهتر پیمانکار جهت دستیابی به اهداف تولیدی تعیین شده در قرارداد عمل نماید.

شکل ۸. تحلیل حساسیت ارزش حال حق‌الزحمه پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ افت تولید



منبع: یافته‌های تحقیق

٤-٢-٤. سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه

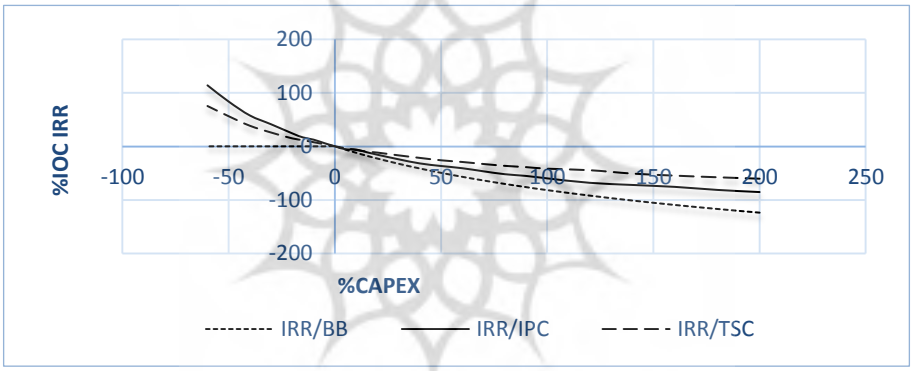
نمودارهای مقایسه‌ای شکل (۸و۹) نشان می‌دهند که در دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق، شاخص‌های سودآوری پیمانکار شامل نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود پیمانکار با تغییرات احتمالی در میزان هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه از مقادیر برنامه‌ریزی شده در قرارداد (سناریوی مرجع) دارای رابطه‌ای غیرمستقیم می‌باشند. به نحوی که سودآوری پیمانکار در قالب این دو شاخص با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، کاهش می‌یابد و در صورت کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه روندی صعودی خواهند داشت. بنابراین شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار در دو مدل قراردادی مذکور از انگیزه‌های لازم برای کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه برخوردار

بوده و مکانیسم مالی موجود در این دو الگوی قراردادی توانسته است تا در این زمینه رابطه‌ای منطقی میان منافع سرمایه‌گذار و بازده اقتصادی پروژه ایجاد نماید. این در حالیست که نمودار تغییرات شاخص‌های سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات احتمالی هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه بیانگر وجود رابطه‌ای متفاوت در بیع متقابل است. در این الگوی قراردادی اگرچه با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود دریافتی پیمانکار کاهش می‌یابد ولی در صورت کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه نه تنها نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار افزایش نمی‌یابد بلکه ارزش حال سود دریافتی پیمانکار نیز کاهش می‌یابد. علت ایجاد چنین وضعیتی که به خوبی وجود یک آسیب ساختاری در الگوی قراردادی بیع متقابل را نشان می‌دهد، علاوه بر نحوه تعیین هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه و ثابت بودن مبالغ پیش‌بینی شده و عدم پذیرش افزایش این هزینه‌ها مگر در محدوده‌های مجاز تعیین شده در قرارداد از سوی کارفرما، وجود شروطی در قرارداد بیع متقابل در رابطه با نحوه تعیین حق‌الزحمه پیمانکار است که باعث می‌شود با کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، حق‌الزحمه پیمانکار تا حدی که نرخ بازده سرمایه‌گذاری تعیین شده در قرارداد حاصل شود، کاهش یابد و بدیهی است که تحت چنین شرایطی شرکت نفتی سرمایه‌گذار بیشتر از اینکه برای اعمال برنامه‌های کاهش و صرفه‌جویی در هزینه‌های پروژه، تلاش نماید برعکس در تلاش برای حساب‌سازی و افزایش هزینه‌های قابل قبول پروژه جهت بالا بردن سودآوری و کاهش ریسک خود برخواهد آمد، بدین ترتیب با وجودی که مکانیسم مالی الگوی قراردادی بیع متقابل به گونه‌ای طراحی شده است تا ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه در حین اجرای قرارداد را به پیمانکار منتقل نماید لیکن دولت میزبان را با ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها و حساب سازهای بیشتر از سوی پیمانکار مواجه خواهد کرد.

همچنین در نمودارهای مقایسه‌ای شکل (۹و۱۰) ملاحظه می‌گردد، در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه شیب منحنی نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود خالص پیمانکار در بیع متقابل بیشتر از ای‌پی‌سی و در الگوی قراردادهای خدماتی عراق کمتر از دو الگوی قراردادی دیگر است که نشان می‌دهد حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به افزایش احتمالی در مقادیر هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه در الگوی قراردادی بیع متقابل بیشتر از دو مدل قراردادی دیگر بوده و در مدل قراردادهای خدماتی عراق کمتر از مدل‌های قراردادی بیع متقابل و ای‌پی‌سی است. به عبارت دیگر در کلیه سطوح افزایشی هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، نرخ بازده سرمایه‌گذاری در قراردادهای بیع متقابل بیشتر از دو مدل

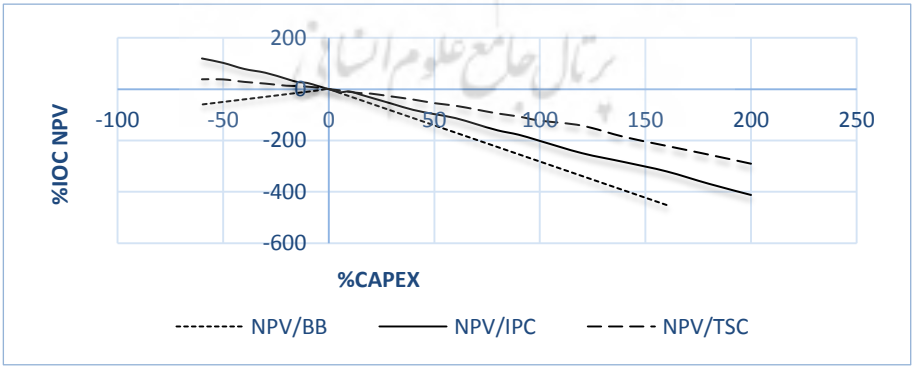
قراردادی ای‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق کاهش می‌یابد و از آنجایی که نرخ بازده سرمایه‌گذاری در سناریوی مرجع در کلیه قراردادهای مورد بررسی یکسان می‌باشد لذا در تمامی این سطوح، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی بیع متقابل کمتر از دو مدل قراردادی دیگر خواهد بود همین مسئله باعث شده است تا در ارزیابی اقتصادی طرح مورد بررسی در این پژوهش، در الگوی قراردادی بیع متقابل در صورت افزایش بالاتر از ۳۰ درصد در هزینه‌های سرمایه پروژه، ارزش حال سود پیمانکار منفی گردد که به معنای زیان کامل و عدم توجیه اقتصادی پروژه برای پیمانکار است در حالی که در الگوی قراردادی ای‌پی‌سی با افزایش بالاتر از ۵۰ درصد و در الگوی قراردادهای خدماتی عراق با افزایش بالاتر از ۸۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای این اتفاق می‌افتد.

شکل ۹. تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۰. تحلیل حساسیت خالص ارزش فعلی پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای



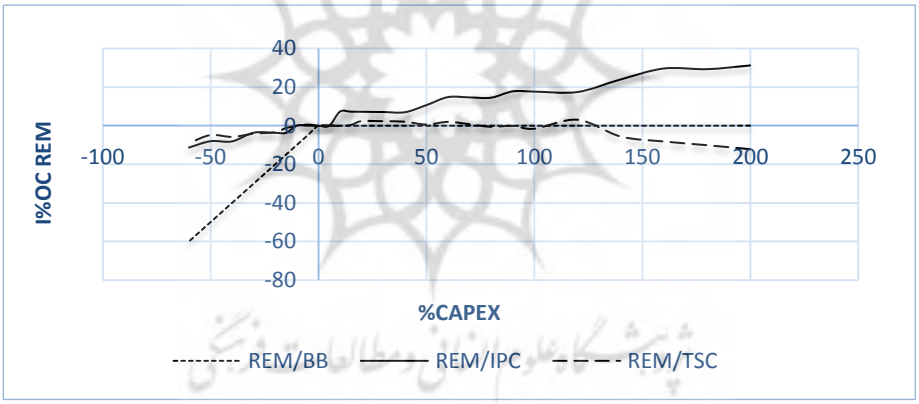
منبع: یافته‌های تحقیق

در نهایت با توضیحات فوق می‌توان چنین جمع‌بندی و نتیجه‌گیری کرد که الگوی قراردادی بیع متقابل بیشتر از دو الگوی قراردادی ای‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق، پیمانکار را متحمل ریسک‌های ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای می‌کند و الگوی قراردادهای خدماتی عراق ریسک کمتری در این رابطه بر پیمانکار تحمیل می‌نماید در نتیجه برای میادینی که توسعه آنها مستلزم هزینه‌های سرمایه‌ای هنگفتی می‌باشد و یا همچنین در شرایط تورمی اقتصاد که احتمال افزایش شدید قیمت‌ها در آن وجود دارد، الگوی قراردادهای خدماتی عراق می‌تواند بیش از دو الگوی قراردادی بیع متقابل و ای‌پی‌سی مورد استقبال شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار قرار گیرد.

در بررسی تغییرات ارزش حال حق‌الزحمه دریافتی شرکت نفت سرمایه‌گذار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه باید بدین امر توجه داشت که یکی از ویژگی‌های مهم قراردادهای خدماتی در حوزه بالادستی صنعت نفت، وجود رابطه مستقیم بین حق‌الزحمه پیمانکار و هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه است لیکن این ویژگی با ساز و کارهای متفاوتی در انواع مختلف الگوهای قراردادی مذکور ایجاد می‌گردد. ازجمله در الگوی قراردادی آی‌پی‌سی و قراردادهای خدماتی عراق که از سیستم پاداش به ازای هر بشکه نفت تولید شده برای تعیین حق‌الزحمه پیمانکار استفاده می‌گردد اولاً هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه به صورت سالانه در قالب برنامه‌های بودجه‌ای با توافق طرفین قرارداد تعیین و تصویب می‌گردد، ثانیاً، با استفاده از شاخص آر در تعیین نرخ مبنای حق‌الزحمه پیمانکار، هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه به عنوان یک عامل مؤثر در نظر گرفته شده است، به نحوی که با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و کوچک شدن مقدار شاخص آر از محدوده‌های تعیین‌شده در قرارداد، درصد بالاتری از نرخ مبنای حق‌الزحمه به پیمانکار تعلق گرفته و درنتیجه مبلغ کلی حق‌الزحمه تخصیص یافته به پیمانکار افزایش می‌یابد. البته وضعیتی معکوس در شرایط کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای نیز قابل تصور است. اما در الگوی قراردادی بیع متقابل، اولاً، مبلغ هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه در زمان برگزاری مناقصه تعیین شده و امکان تغییر آن در دوران اجرای قرارداد وجود ندارد لذا اصطلاحاً گفته می‌شود که هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه دارای سقف مشخص شده و ازپیش تعیین شده‌ای است که امکان عدول از آن برای پیمانکار وجود ندارد و حق‌الزحمه پیمانکار نیز در این الگوی قراردادی به صورت درصدی از مبلغ مذکور تعیین می‌گردد به گونه‌ای که در نهایت منجربه ایجاد نرخ بازده سرمایه‌گذاری تعیین شده در قرارداد برای شرکت نفتی سرمایه‌گذار به عنوان پیمانکار

پروژه گردد، بنابراین بدیهی است به‌کارگیری چنین ساز و کاری در نظام مالی الگوی قراردادی بیع متقابل منجر به ایجاد رابطه مستقیم کنترل‌شده‌ای میان حق‌الزحمه پیمانکار و هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه خواهد شد. از همین رو نیز اعتقاد بر این است در الگوی قراردادی مذکور به واقع مبلغ حق‌الزحمه، پاداش یا مابه ازای ریسک پیمانکار در مورد هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه است. در نمودارهای مقایسه‌ای شکل (۱۱) نیز وجود رابطه‌ای مستقیم به طور کلی بین هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه و حق‌الزحمه پیمانکار در هر سه الگوی قراردادی مورد بررسی دیده می‌شود لیکن علت وقوع روند پلکانی و نوسانی در تغییر ارزش حال حق‌الزحمه پیمانکار نسبت به تغییرات احتمالی هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه در الگوهای قراردادهای خدماتی عراق و آی‌پی‌سی عبارتست از تعدیل حق‌الزحمه پیمانکار درنتیجه هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه که بر اساس مقدار شاخص آر و طبق محدوده‌های تعریف‌شده برای آن در قرارداد، اتفاق می‌افتد.

شکل ۱۱. تحلیل حساسیت ارزش حال حق الزحمه پیمانکار نسبت به تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای



منبع: یافته‌های تحقیق

۵-۲-٤. بررسی سودآوری پیمانکار نسبت به تغییر هزینه‌های عملیاتی پروژه

در هر سه الگوی قرادادی بیع متقابل، آی‌پی‌سی و خدماتی عراق، بازپرداخت هزینه‌های عملیاتی نسبت به سایر مطالبات پیمانکار اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه در اولویت قرار دارند و از سوی دیگر بازپرداخت مطالبات پیمانکار محدود به سقف تعیین‌شده از درآمدهای سالانه میدان است بنابراین این احتمال وجود دارد که با افزایش هزینه‌های مزبور بازپرداخت سایر مطالبات پیمانکار به تعویق افتد که این امر موجب کاهش

سودآوری پیمانکار خواهد شد. همچنین در صورتی که کاهش هزینه‌های عملیاتی پروژه موجب تسریع در بازپرداخت سایر مطالبات پیمانکار گردد، احتمال افزایش سودآوری پیمانکار وجود خواهد داشت که این مسئله نیز خود متأثر از محدودیت لحاظ شده در قرارداد در مورد سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار است. با این حال عوامل دیگری نظیر مدت زمان قرارداد نیز می‌تواند بر تغییرات سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات احتمالی هزینه‌های عملیاتی پروژه تأثیرگذار باشد.

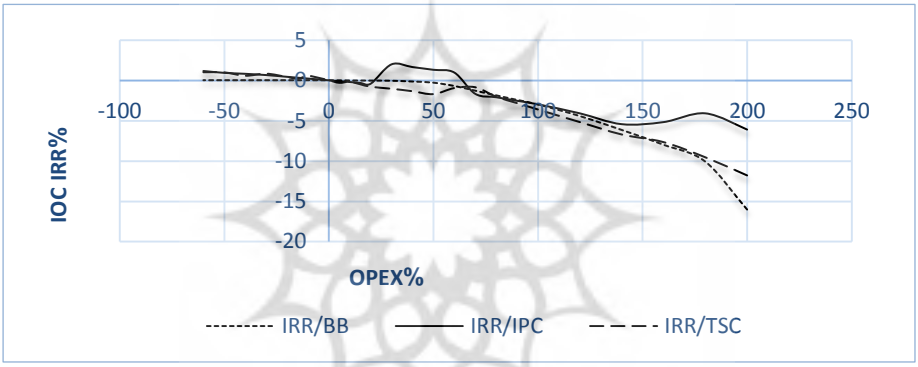
در نمودارهای مقایسه‌ای شکل (۱۲و۱۳) نیز به طور کلی وجود رابطه غیرمستقیم میان نرخ بازده سرمایه‌گذاری و ارزش حال سود دریافتی پیمانکار و هزینه‌های عملیاتی پروژه مشاهده می‌گردد اما در مقایسه شدت و میزان تغییرات ایجادشده باید نکاتی به شرح ذیل برجسته است:

– در الگوی قراردادی بیع متقابل نسبت به دو الگوی قراردادی دیگر سودآوری پیمانکار با تغییرات هزینه‌های عملیاتی پروژه ارتباط کمتری دارد، به نحوی که مشاهده می‌گردد در این الگوی قراردادی تا سطوحی از افزایش و کاهش هزینه‌های عملیاتی پروژه تغییراتی در سودآوری پیمانکار ایجاد نمی‌گردد. این مسئله نشان‌دهنده پایین بودن ارتباط میان سودآوری پیمانکار و منافع اقتصادی پروژه در الگوی قراردادی بیع متقابل است که خود به دلیل ارتباط کم میان حق‌الزحمه پیمانکار و سودآوری پروژه می‌باشد اما در عین حال با شدت یافتن افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه نمودار الگوی قراردادی بیع متقابل پایین‌تر از نمودار دو الگوی قراردادی دیگر واقع شده که نشان‌دهنده کاهش بیشتر سودآوری پیمانکار به دلیل افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه است و دلیل این امر نیز به کوتاه مدت بودن قرارداد نسبت به دو الگوی قراردادی دیگر مربوط می‌شود که ممکن است باعث شود با پایان یافتن قرارداد، بخشی از مطالبات پیمانکار بازپرداخت نشده باقی بماند که اصطلاحاً گفته می‌شود پیمانکار با ریسک عدم دریافت کامل مطالبات قراردادی مواجه می‌گردد و بدیهی است این ریسک در قراردادهای کوتاه‌مدت بیشتر از قراردادهای بلندمدت باشد.

– ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه برای شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار در الگوی قراردادهای خدماتی عراق نیز بالاتر از مدل قراردادی آی‌پی‌سی می‌باشد به نحوی که با افزایش ۲۰۰ درصدی و سه برابر شدن هزینه‌های عملیاتی پروژه نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار از عدد ۱۶ درصد در سناریوی مرجع به مقدار ۱۴ درصد در الگوی

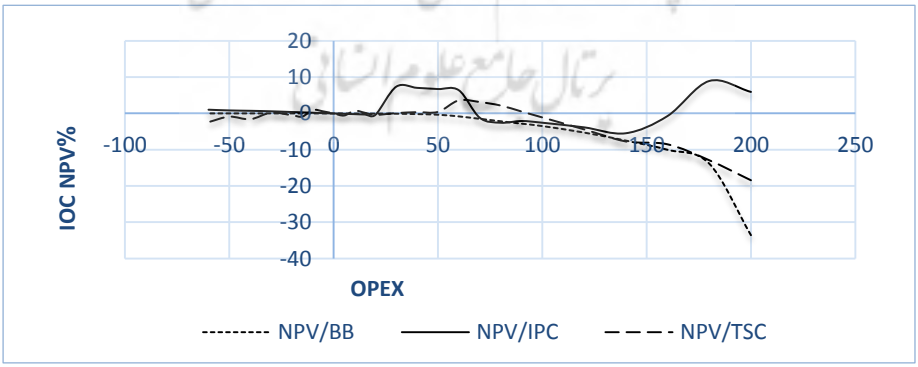
قراردادهای خدماتی عراق و عدد ۱۵ درصد در آی‌پی‌سی کاهش می‌یابد. علت این امر نیز اولاً شرایطی است که در نظام مالی الگوی قراردادی آی‌پی‌سی برای تخصیص بهره در نظرگرفته شده است که براساس آن به مطالبات معوق شده پیمانکار اعم از هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار بهره تعلق می‌گیرد، در حالی که در الگوی قراردادهای خدماتی عراق صرفاً به هزینه‌های تکمیلی پروژه بهره تعلق می‌گیرد، ثانیاً، تأثیر بیشتری است که افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه بر افزایش دوره بازگشت سرمایه در الگوی قراردادهای خدماتی عراق دارد که باعث می‌شود تا میزان دریافتی پیمانکار در سال‌های اولیه بهره‌برداری از میدان نسبت به مقادیر برنامه‌ریزی شده در سناریوی مرجع کاهش بیشتری پیدا کند.

شکل ۱۲. تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییر هزینه‌های عملیاتی



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۳. تحلیل حساسیت خالص ارزش فعلی پیمانکار نسبت به تغییر هزینه‌های عملیاتی

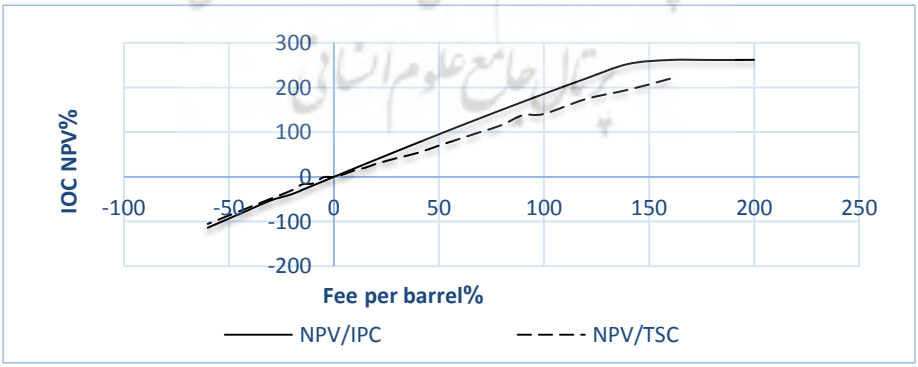


منبع: یافته‌های تحقیق

٦-٢-٤. سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ پایه حق‌الزحمه

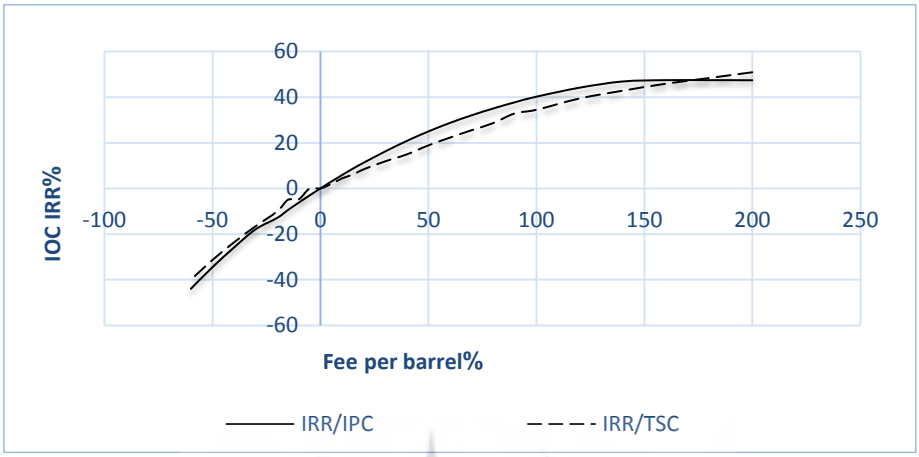
از آنجایی که در هر دو الگوی قراردادی ای‌پی‌سی و خدماتی عراق برای تعیین حق‌الزحمه پیمانکار از سیستم نرخ پایه حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدی استفاده می‌شود، درنتیجه بدیهی است که بین حق‌الزحمه پیمانکار و نرخ پایه حق‌الزحمه، رابطه‌ای مستقیم برقرار باشد لیکن همان‌طورکه در شکل (۱۴و۱۵) نیز مشاهده می‌گردد با توجه به اینکه شیب نمودار تغییرات ارزش حال حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار نسبت به تغییرات میزان نرخ پایه حق‌الزحمه مربوط به آی‌پی‌سی بیشتر از الگوی قراردادهای خدماتی عراق است لذا می‌توان نتیجه گرفت حساسیت تغییرات حق الزحمه پیمانکار نسبت به نرخ مبنای حق‌الزحمه در آی‌پی‌سی بالاتر از الگوی قراردادهای خدماتی عراق می‌باشد. به همین دلیل نیز تا سطح ۱۶۰ درصدی افزایش نرخ پایه حق‌الزحمه، نمودار تغییرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری در الگوی قراردادی ای‌پی‌سی بالاتر از الگوی قراردادی خدماتی عراق واقع شده و مبین آن است که با افزایش نرخ پایه حق‌الزحمه، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در آی‌پی‌سی بیشتر از الگوی قراردادهای خدماتی عراق افزایش می‌یابد، بنابراین پیمانکار با ارائه نرخ پایه حق‌الزحمه بالاتر در آی‌پی‌سی بیشتر از قراردادهای خدماتی عراق می‌تواند سودآوری داشته باشد و البته دلیل این امر به نحوه تعدیل نرخ پایه حق‌الزحمه در الگوی قراردادی آی‌پی‌سی برمی‌گردد که در آن شرایطی لحاظ شده است تا با افزایش قیمت‌های نفت، نرخ مبنای حق‌الزحمه پیمانکار افزایش یابد در حالی که در الگوی قرادادهای خدماتی عراق چنین شرطی لحاظ نشده است.

شکل ١٤. تحلیل حساسیت خالص ارزش فعلی پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ حق‌الزحمه



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۵. تحلیل حساسیت فرخ بازده سرمایه پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ حق‌الزحمه



منبع: یافته‌های تحقیق

۵. نتیجه‌گیری و پیشنهادات

در این پژوهش پیش از هر چیز بررسی مقایسه‌ای قراردادهای آی‌پی‌سی با بیع متقابل نشان می‌دهد، مهمترین تغییر صورت گرفته در این الگوی قراردادی که عبارتست از یکپارچه شدن مراحل عملیاتی موجود در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت اعم از اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری که خود منجر به طولانی شدن مدت زمان قرارداد و حضور پیمانکار در دوران بهره‌برداری از میدان شده است و همچنین اعمال سیستم محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار بر مبنای نرخ پایه به ازای هر بشکه نفت تولید شده منجر به اصلاحات ساختاری کارآمدی در قراردادهای جدید نفتی کشور از هر دو منظر منافع دولت میزبان و جذب سرمایه گردیده است زیرا در عین حال که سهم قابل قبولی از خالص درآمدهای پروژه نصیب دولت میزبان می گردد، توزیع منصفانه و مناسب‌تری از ریسک‌های قراردادی اعم از ریسک‌های ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی، تولید میدان در شرایط متغیر بازار نفت و گاز میان طرفین قرارداد صورت گرفته و با بهره‌مندی سرمایه‌گذار از منافع حاصل از افزایش قیمت‌های جهانی نفت و میزان تولید تحقق یافته از میدان (هرچند به صورت محدود) انتظار می‌رود انگیزه‌هایی در پیمانکار برای تحقق تولید صیانتی از میدان ایجاد گردد.

همچنین عوامل یادشده به طور کلی منجر به مشابهت‌هایی میان عملکرد مالی قراردادهای آی‌پی‌سی با قراردادهای خدماتی عراق شده است ولی تفاوت‌هایی نیز در رابطه با برخی شروط مالی موجود در دو الگوی قراردادی مذکور باعث شده است تا در شرایط متغیر بازار نفت و گاز کارکردهای متفاوتی نیز در رابطه با جذب سرمایه خارجی و تأمین مالی پروژه‌های توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی توسط دو الگوی قراردادی یادشده مشاهده گردد، آنچنان‌که بررسی اقتصادی نتایج مالی حاصل از الگوهای قراردادهای خدماتی ایران و عراق در رابطه با اجرای طرح توسعه و بهره‌برداری از یک میدان مشترک در این پژوهش نشان داد، اولاً، کارکرد ساختار نظام مالی الگوی قراردادهای خدماتی عراق به نحوی است که درآمدهای دریافتی پیمانکار در سال‌های اولیه بهره‌برداری از میدان بیشتر از دو الگوی قراردادی دیگر می‌باشد و همین عامل نیز باعث می‌شود تا تحت شرایط قرارداد (سناریوی مرجع) با وجودی که خالص ارزش فعلی سرمایه‌گذار (ارزش حال سود دریافتی سرمایه‌گذار) در این الگوی قراردادی کمتر از دو الگوی قراردادی بیع متقابل و ای‌پی‌سی است لیکن نرخ بازده سرمایه‌گذاری معادل دو الگوی قراردادی دیگر یعنی عدد ۱۶٪ برای سرمایه‌گذار حاصل شود. علاوه بر آن، این ویژگی منجربه کاهش دوران بازگشت سرمایه و درنتیجه کاهش ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای برای سرمایه‌گذار می‌گردد و حتی باعث می‌شود در صورت افزایش قیمت‌های نفت در طول سال‌های اجرای پروژه و متعاقباً افزایش درآمدهای سرمایه‌گذار، تأمین مالی پروژه برای سرمایه‌گذار تسهیل گردد. دوم اینکه در نظر گرفتن ضریب عملکرد برای تعدیل نرخ پایه حق‌الزحمه در الگوی قراردادهای خدماتی عراق ضمن اینکه مانعی بر بزرگ‌نمایی‌های سرمایه‌گذار در ارائه نرخ با هدف پیشی گرفتن از رقبا در زمان برگزاری مناقصه می‌گردد، می‌تواند منجر به انگیزه‌های بالاتری در پیمانکار برای به‌کارگیری تکنولوژی‌های نوین در راستای افزایش تولید میدان باشد و درنتیجه منجر به افزایش کارآیی عمکرد وی در دوران بهره‌برداری از میدان گردد.

در ادامه در جدول زیر (جدول ۷) توضیحاتی پیرامون مهمترین نقاط قوت و ضعف الگوهای قراردادی بیع متقابل، ای‌پی‌سی و خدماتی عراق شرح داده شده است.

جدول ۷. مقایسه نقاط قوت و ضعف الگوهای قراردادهای خدماتی ایران و عراق

الگوی قراردادی بیع متقابل	الگوی قراردادی ای‌پی‌سی	الگوی قراردادی خدماتی عراق
نرخ بازده سرمایه‌گذاری سرمایه‌گذار ثابت می‌باشد و سرمایه‌گذار از افزایش قیمت نفت منتفع نمی‌گردد ولی با تشدید کاهش قیمت نفت نرخ بازده سرمایه‌گذاری سرمایه‌گذار کاهش می‌یابد.	امکان افزایش نرخ بازده سرمایه‌گذاری به دلیل افزایش قیمت نفت یه صورت محدود برای سرمایه‌گذار وجود دارد اما نسبت به الگوی قراردادی بیع متقابل، سرمایه‌گذار به دلیل کاهش قیمت نفت، ریسک‌های بیشتری را متحمل می‌گردد.	امکان افزایش نرخ بازده سرمایه‌گذاری به دلیل افزایش قیمت نفت به صورت محدود برای سرمایه‌گذار وجود دارد همچنین در قیمت‌های بالای نفت نرخ بازده سرمایه‌گذاری سرمایه‌گذار بیشتر از الگوی قراردادی ای‌پی‌سی است.
سقف هزینه‌های سرمایه‌ای بسته می‌باشد درنتیجه ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای کاملاً بر عهده پیمانکار می‌باشد ولی به دلیل ارتباط مستقیم حق‌الزحمه و سودآوری سرمایه‌گذار با میزان هزینه‌های سرمایه‌ای، دولت میزبان با ریسک‌های بالایی به دلیل بیش‌برآورد هزینه‌ها و حساب‌سازی از سوی پیمانکار مواجه می‌گردد.	از سیستم سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز برای تعیین هزینه سرمایه‌ای استفاده می‌شود درنتیجه ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای بین طرفین قرارداد توزیع می‌شود. به دلیل کاهش رابطه مستقیم بین سودآوری سرمایه‌گذار و هزینه‌های سرمایه‌ای، دولت میزبان با ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها و حساب‌سازی کمتری از سوی سرمایه‌گذار مواجه خواهد شد.	در این الگوی قراردادی سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز و بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای بدون رعایت شرایط تقسیط می‌باشد درنتیجه در مقایسه با ای‌پی‌سی مقادیر ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار کمتر بوده و دولت میزبان متحمل ریسک‌های بیشتری در این حوزه می‌شود اما متقابلاً با ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها و حساب‌سازی کمتر مواجه ست
به دلیل کوتاه‌مدت بودن قرارداد و با افزایش هزینه‌ها یا کاهش قیمت نفت سرمایه‌گذار ممکن است با ریسک عدم بازپرداخت کامل مطالبات قراردادی روبه‌رو گردد.	با توجه به بلندمدت بودن قرارداد و شرایط پیش بینی شده جهت تمدید قرارداد تا بازپرداخت کامل مطالبات ریسک سرمایه‌گذار درمورد عدم دریافت کامل مطالبات قراردادی پوشش یافته است.	با توجه به بلندمدت بودن قرارداد و شرایط پیش‌بینی شده جهت تمدید قرارداد تا بازپرداخت کامل مطالبات ریسک سرمایه‌گذار در مورد عدم دریافت کامل مطالبات قراردادی پوشش یافته است.
به‌دلیل عدم ارتباط حق‌الزحمه سرمایه‌گذار با تولید واقعی میدان، سرمایه‌گذار متحمل ریسک‌های ناشی از افت تولید میدان نخواهد شد لذا فاقد انگیزه‌های لازم جهت بهبود میزان تولید میدان در طول عمر میدان بوده و در عوض برای حفظ سودآوری خود برداشت‌های	حق‌الزحمه پیمانکار با میزان تولید واقعی میدان ارتباط مستقیم داشته درنتیجه سرمایه‌گذار ضمن برخورداری از انگیزه لازم برای افزایش تولید میدان با ریسک‌های ناشی از کاهش تولید میدان نیز مواجه می‌گردد، درنتیجه برخلاف بیع متقابل که در آن کل ریسک	در این الگوی قراردادی از سیستم حق‌الزحمه به ازای هر بشکه تولید با لحاظ ضریب عملکرد استفاده می‌شود درنتیجه در مقایسه با الگوی قراردادی ای‌پی‌سی ارتباط مستقیم بین حق‌الزحمه پیمانکار با میزان تولید بیشتر بوده لذا در مقایسه با ای‌پی‌سی در این الگوی قراردای

الگوی قراردادی بیع متقابل	الگوی قراردادی ای‌پی‌سی	الگوی قراردادی خدماتی عراق
زباد از میدان در کوتاه‌مدت را ترجیح داده و دولت میزبان را با ریسک عدم تولید صیانتی مواجه می‌نماید.	تولید بر عهده دولت میزبان بود بخشی از ریسک تولید از دولت میزبان به سرمایه‌گذار منتقل می‌گردد.	سرمایه‌گذار متحمل ریسک تولید بیشتری خواهد بود و از منافع اقتصادی بیشتری نیز به دلیل افزایش تولید واقعی میدان برخوردار است .
به دلیل کوتاه‌مدت بودن قرارداد و عدم حضور سرمایه‌گذار در دوران بهره‌برداری، ریسک‌های عملیاتی کمی متوجه سرمایه‌گذار در این الگوی قراردادی می‌باشد لذا ضمن اینکه سرمایه‌گذار فاقد انگیزه‌های لازم جهت بهبود ساختار هزینه‌ای پروژه خواهد بود به دنبال پوشش ریسک عدم دریافت کامل مطالبات با افزایش تولید در کوتاه‌مدت دولت میزبان را با ریسک‌های عملیاتی بالایی مواجه می‌نماید.	با طولانی شدن مدت زمان قرارداد و حضور پیمانکار در دوران بهره‌برداری اولاً بخشی از ریسک‌های ناشی از افزایش هزینه‌های عملیاتی از دولت میزبان به سرمایه‌گذار منتقل می‌گردد، دوم اینکه به دلیل بهره‌مندی از تولید میدان در بلندمدت، سرمایه‌گذار واجد انگیزه‌های لازم برای بهبود تکنولوژی و کاهش هزینه‌های عملیاتی در دوران بهره‌برداری از میدان خواهد بود.	در الگوی قراردادهای خدماتی عراق در مقایسه با الگوی قراردادی ای‌پی‌سی به دلیل ارتباط بیشتر منافع اقتصادی سرمایه‌گذار با میزان تولید میدان در دوران بهره‌برداری و عدم تخصیص نرخ بهره به مطالبات معوق‌شده وی، ریسک‌های عملیاتی بیشتری بر عهده سرمایه‌گذار بوده و لذا سرمایه‌گذار جهت کاهش هزینه‌ها و بهبود تولید با اعمال تکنولوزی‌های پیشرفته از انگیزه‌های بیشتری نیز برخوردار خواهد بود.
هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه به صورت اقساطی طی مدت زمان مشخص شده در دوران بهره‌برداری به سرمایه‌گذار قابل استرداد است لذا افزایش قیمت نفت منجر به کاهش دوران بازگشت سرمایه در این الگوی قراردادی نمی‌شود لیکن به دلیل معوق شدن مطالبات سرمایه‌گذار درنتیجه کاهش قیمت نفت امکان افزایش دوران بازگشت سرمایه وجود دارد.	هزینه‌ها به صورت اقساطی طی مدت زمان مشخص شده در دوران بهره‌برداری از میدان به سرمایه‌گذار قابل استرداد است لذا مشابه شرایط بیع متقابل افزایش قیمت نفت منجر به کاهش دوران بازگشت سرمایه در این الگوی قراردادی نمی‌شود لیکن به دلیل معوق شدن مطالبات سرمایه‌گذار در نتیجه کاهش قیمت نفت امکان افزایش دوران بازگشت سرمایه وجود دارد.	بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای به صورت اقساطی نبوده درنتیجه با افزایش قیمت نفت ممکن است دوران بازگشت سرمایه کاهش یابد و متقابلاً به دلیل کاهش قیمت نفت نیز امکان افزایش دوران بازگشت سرمایه سرمایه‌گذار وجود دارد. این ویژگی باعث می‌شود ضمن کاهش ریسک سرمایه‌گذاری در صورت افزایش قیمت نفت تأمین مالی پروژه برای سرمایه‌گذار تسهیل گردد.

منبع: یافته‌های تحقیق

براساس نتایج به دست آمده در این پژوهش پیشنهاداتی که می‌توان در راستای بهبود شرایط الگوی قراردادی آی‌پی‌سی متناسب با برخی شرایط و اوضاع احوال حاکم بر پروژه‌های مربوط به توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی کشور ارائه داد، عبارتند از:

– با توجه به کارکرد ضریب عملکرد در کنترل رفتار شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار جهت برنده شدن در مناقصات واگذاری میادین و همچنین افزایش کارایی عملکرد آنها در طول دوران بهره‌برداری از میدان، پیشنهاد می‌گردد از این عامل برای تعدیل نرخ پایه حق‌الزحمه در الگوی قراردادی ای‌پی‌سی نیز استفاده گردد به خصوص که نتایج حاصل از تحلیل حساسیت‌های مربوطه نشان دادند حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات نرخ پایه حق‌الزحمه در الگوی قراردادی آی‌پی‌سی از الگوی قراردادهای خدماتی عراق بیشتر است.

– با هدف حمایت پیمانکاران به ویژه پیمانکاران داخلی (شرکت‌های اکتشاف و توسعه) در تسهیل تأمین مالی به ویژه درمورد طرح‌های توسعه و بهره‌برداری میادینی که نسبت هزینه به درآمد پایینی دارند و یا مستلزم هزینه‌های سرمایه بسیار بالایی برای توسعه می‌باشند، همچنین میادین مشترکی که عقب‌افتادگی‌های زیادی در برداشت نسبت به کشور همسایه رقیب در آنها وجود دارد، می‌توان از مزایای حذف شرایط محدودکننده بازپرداخت اقساطی هزینه‌های سرمایه‌ای نیز بهره برد.

تعارض منافع

تعارض منافع وجود ندارد.

ORCID

Ali Emami Meibodi https://orcid.org/0000-0002-4823-4151
Mehryar Dashab https://orcid.org/0000-0002-3292-8351
Masoumeh Akbari Birgani https://orcid.org/0000-0001-6589-1017

منابع

امامی، علی و هادی، علی (۱۳۹۶). ارزیابی نظام مالی قراردادهای بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک تاپسیس. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال سیزدهم، شماره (۵۵)، صفحات ۱۰۶-۶۹.

حاتمی، علی و کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳)، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری، چاپ اول، تهران، انتشارات تیسا.

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

رحمانی، مهرداد و فریدزاد، علی (۱۳۹۸). نوسانات قیمت نفت طی چهل سال چرا قیمت نفت همچنان ممکن است ما را متعجب کند. *فصلنامه روند*، سال ۲۵، شماره‌های ۸۳ و۸۴، پاییز و زمستان ۱۳۹۸، صفحات ۱۶۸-۱۳۱.

صاحب‌هنر، حامد. طاهری‌فرد، علی. مریدی‌فریمانی، فاضل. مهدوی، روح‌اله (۱۳۹۶). ارزیابی مالی- اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران، *فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، شماره (۲۸)، صفحات ۷۳-۳۶.

طاهری‌فرد، علی و صاحب‌هنر، حامد (۱۳۹۵). مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل. *نشریه مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی*، شماره مسلسل ۱۵۰۵۹.

قنبری جهرمی، محمدجعفر و اصغریان، مجتبی (۱۳۹۴). مطالعهٔ تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدماتی نفتی ایران و عراق. *فصلنامه مطالعات حقوق تطبیقی*، دوره (۶)، شماره (۲)، صفحات ۷۷۱-۷۵۱.

نیکبخت‌فینی، حمیدرضا و باقری قربانی، الهه (۱۳۹۷). بررسی مقایسای چارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران درخصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی. *مطالعات حقوق انرژی*، دوره (۴)، شماره (۲)، صفحات ۵۷۰-۵۴۷.

References

Blanchard, Christopher M. (2009). Iraq: Oil and Gas Legislation, Revenue Sharing and U.S. Policy. *Congressional Research Service*, November 3, 2009, p. 25 (available at www.crs.gov)

Ghandi & Lin, C.Y.C., "Oil and Gas Service Contracts around the world: A Review". *Energy Strtegy Reviews*, 3, 2014, 63-71, p. 9

Ghandi, Abbas and Cynthia Lin Lawell (2017). On the Rate of Return and Risk Factors to International Oil Companies in Iran's Buy-Back Service Contracts. *Energy Policy*, Vol. 103, pp. 16-29.

Macmillan F., & Hons, M. A, (2000). Risk Uncertainty and Investment Decision-Making in the Upstream Oil and Gas Industry. Ph. D. Thesis, University of Aberdeen.

Stevence, Paul (2015). Outlook, E. A. E. Annual energy outlook; released April 2015. US Energy Information Administration (s760 ref *EIA Annual Energy Outlook (*2015).

Outlook, A. E. O.," Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050". January,2020. 29, 2020 www.eia.gov/aeo. #AEO2020. U.S. Energy Information Administration www.eia.gov/aeo.

Van Meurs, A. P .H. (2009). Commentary on the November 2008 Iraq draft technical service contract .*Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, Vol.7 Issue.1, pp. 15-101.

William E. Hughes (2016). Fundamentals of international oil and gas law. PennWell Corporation.

مدل‌های قراردادی مورد استفاده در پژوهش

- مصوبه هیأت وزیران در مورد شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز به شماره ۵۷۲۲۵ / ت۵۳۳۶۷ ه ۱۶/۵/۱۳۹۵ وزارت نفت ـ وزارت امور اقتصادی و دارایی، سازمان برنامه و بودجه ایران
- Development and Production Service Contract (DPSC) http://www.iraqoilforum.com/
- MODEL Producing Oil Field Technical Service Contract (PFTSC), (23 APRIL 2009), http://www.iraqoilforum.com/

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

استناد به این مقاله: امامی میبدی، علی، داشاب، مهریار، اکبری بیرگانی، معصومه. (۱۳۹۹). بررسی چالش‌ها و جذابیت‌های الگوهای قراردادهای بین‌المللی خدماتی در تأمین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایران و عراق، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۳۶ (۹)، ۱۱-۴۸.

Iranian Energy Economics is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License.