فصلنامه پژوهشهای اقتصادی (رشد و توسعه پایدار) ـ سال بیست و یکم ـ شماره چهارم ـ زمستان ۱۴۰۰ ـ صفحات ۳۶-۱

بررسی مقایسه ای قراردادهای بین‌المللی خدماتی و مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران و عراق از منظر کارآیی اقتصادی قراردادها

علی امامی میبدی[۱]
مهریار داشاب[۲]
فیصل عامری[۳]
علی مقدم ابریشمی[۴]
معصومه اکبری بیرگانی[۵]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۱/۲۷ **تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۳/۲۰**

چکیده

تحولات صورت گرفته در قراردادهای نفتی کشورها، حاکی از آن است که اکثر کشورها نسبت به استفاده صرف از قراردادهای خدماتی منصرف شده و به استفاده از الگوی قراردادی مشارکت در تولید و امتیاز جدید روی‌آوردند و یا اینکه با اصلاحاتی، الگوهای قراردادی خود را به انواعی از قراردادهای مشارکتی نزدیک نمودند، لیکن این مطالعه نشان می‌دهد، باوجودی که در دهه اخیر، تلاش‌های حقوقی بسیاری در ایران و عراق برای استفاده از قرارداد مشارکت در تولید انجام شده اما همچنان خلأ ناشی از وجود قانونی روشن در این باره باعث شده است، روند اصلاحی قراردادهای نفتی در این دو کشور، به اعمال مدل هایی از قراردادهای خدماتی بلندمدت ختم گردد، درحالی که بررسی نتایج حاصل از ارزیابی اقتصادی طرح توسعه یکی از میادین نفتی مشترک ایران و عراق در قالب قراردادهای خدماتی نفتی این دو کشور و مقایسه آن با الگوی قراردادی مشارکت در تولید، نشان می‌دهد، قرارداد مشارکت در تولید، کارآیی اقتصادی بالاتری داشته، ضمن ایجاد انگیزه‌های لازم در پیمانکار برای اجرای پروژه‌های پرریسک، در شرایط مختلف اقتصادی، همسویی بیشتری میان منافع طرفین قرارداد ایجاد می‌نماید؛ توزیع بهینه و منصفانه‌تری از ریسک بین آنها برقرار می‌سازد که عامل مهمی برای پایبندی طرفین به اجرا و اتمام قرارداد به شمار می‌آید. بنابراین با توجه به شرایط حاکم بر بازار نفت ازجمله رقابت و روند کاهشی قیمت‌های نفت، همچنان استفاده از الگوی قراردادی مشارکت در تولید، حداقل برای میادین با شرایط سخت و میادین مشترک، راه‌حلی کارگشا است ولی برای به کارگیری آن همانند سایر کشورها، اقدامات حقوقی مؤثرتری نظیر تصویب قانون استفاده از قرارداد مشارکت در تولید ضروری می‌باشد.

واژگان کلیدی: مشارکت در تولید، قراردادهای جدید نفتی ایران، قراردادهای خدماتی عراق، نظام مالی قرارداد
طبقه بندی JEL: D86, L24, Q48

---

۱. استاد، عضو هیات علمی دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی Emami@atu.ac.ir
۲. استادیار، عضو هیات علمی دانشکده حقوق، دانشگاه علامه طباطبائی mehryarbsdashab@gmail.com
۳. استاد، عضو هیات علمی دانشکده حقوق، دانشگاه دانشگاه علامه طباطبائی Faysal_ameri@atu.ac.ir
۴. استادیار، عضو هیات علمی دانشکده حقوق، دانشگاه علامه طباطبائی aliabrishami6@gmail.com
۵. دانشجوی دکتری، دانشکده حقوق، دانشگاه علامه طباطبائی m.akbari@atu.ac.ir

۱. مقدمه

بررسی سیر تحولات تاریخی صورت گرفته درمورد قراردادهای نفتی نشان می‌دهد، همان طور که مهم‌ترین عامل حرکت به سمت قراردادهای مشارکت در تولید، مخالفت با کنترل قیمت جهانی نفت و مسائل حاکمیتی نسبت به منابع طبیعی توسط شرکت‌های بین‌المللی در دهه ۶۰ میلادی بوده است، حرکت به سمت قراردادهای خدماتی نیز از یک سو، به جهت مسائل حاکمیتی و برای اعمال کنترل بیشتر و از سوی دیگر، به دلیل نیاز به سرمایه و دانش فنی شرکت های بین‌المللی نفتی انجام شد (Ghandi & Lin, 2014)؛ اما با مرور تاریخچه قراردادهای نفتی در کشورهای مختلف نفت خیز جهان درمی‌یابیم، اگرچه ظهور و شیوع ملی‌گرایی در این کشورها و متعاقب آن ملی شدن صنعت نفت و تغییر قوانین اساسی در آنها موجب ورود این کشورها به قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی شد (Omorogbe, 1997)، لیکن اکثر کشورهایی که به مدل قراردادهای خدماتی روی آوردند با گذشت زمان، تحت تأثیر مشکلات اقتصادی و تغییر دیدگاه‌های حاکم بر نحوه اداره سیستم های اقتصادی خود، نسبت به استفاده صرف از این قراردادها منصرف شده و درنتیجه، یا به استفاده از الگوی قراردادی مشارکت در تولید و امتیازی جدید روی آوردند و یا اینکه با اصلاحاتی عمیق، الگوهای قراردادی خود را به انواعی از قراردادهای مشارکتی نزدیک کرده اند (Blins, 2009). این تغییر رویکرد و بازگشت مجدد کشورها به استفاده از قراردادهای مشارکتی، تجربه‌ای است حاکی از این امر که الگوی قراردادی مشارکت در تولید همچنان متعادل‌ترین الگوی قراردادی برای اجرای پروژه های بالادستی صنعت بین‌المللی نفت محسوب می‌گردد.[۱]

درحقیقت، قرارداد مشارکت در تولید توانسته بین دیدگاه دولت صاحب منابع نفت و گاز و شرکت نفتی سرمایه گذار تعادل برقرار نماید؛ زیرا این مدل قراردادی درعین حال که دربردارنده مالکیت دولت میزبان بر منابع نفت و گاز و کنترل و مدیریت او بر عملیات نفتی است، برای شرکت نفت خارجی نیز دریافت سهمی از نفت به منظور استهلاک هزینه های نفتی و سهمی به عنوان سود سرمایه‌گذاری و پذیرش ریسک ها را به همراه دارد و به این ترتیب، به صورت توامان برای دولت میزبان، رضایتمندی سیاسی و برای شرکت های نفتی سرمایه گذار، رضایتمندی اقتصادی را فراهم آورده است (Walde, 1995).

در حال حاضر نیز تحولات اقتصادی تجارت جهانی و رویدادهای سیاسی در دو دهه اول قرن بیست و یکم به موازات کاهش ذخائر اثبات شده نفت و گاز از یک سو، و امکان‌پذیری تولید تجاری

---

۱. بررسی صورت گرفته درمورد انواع قراردادهای مورد استفاده در ۱۴۷ کشور منتخب، نشان می دهد که ۶۹ کشور (۴۷درصد) از سیستم های امتیازی،۷۰ کشور (۴۸ درصد) از قراردادهای مشارکت در تولید و ۸ کشور (۵ درصد) از قراردادهای خدماتی استفاده می نمایند (K jemperud, 2004).

از ذخائر هیدروکربوری نامتعارف از سوی دیگر، دورنمایی متفاوت از بازار جهانی انرژی، ترسیم کرده است (درخشان،۱۳۹۱) که رقابت شدید در زمینه جذب سرمایه‌گذاری و تأمین منابع مالی برای اجرای پروژه های عظیم و پرمخاطره این صنعت بین‌المللی، از مهم ترین مؤلفه‌های آن می‌باشد؛ امری که در نوع خود باعث شده تا کشورهای نفت‌خیز جهان در دهه‌های اخیر، بازنگری‌هایی اساسی در سیاستگذاری‌های حقوقی و اقتصادی خود در زمینه فعالیت‌های صنعت نفت و گاز داشته باشند. ایران نیز به عنوان دومین دارنده ذخائر نفت و گاز جهان و مستقر در منطقه خاورمیانه، از این امر مستثنی نمی‌باشد، بویژه داشتن میادین مشترک در مرزهای گسترده زمینی و دریایی با کشورهای همسایه از شمال تا جنوب، شرق و غرب در این کشور و سیاست هایی که از سوی این کشورها در دهه های اخیر برای بهره برداری از میادین مشترک اتخاذ شده است، بیش از پیش بر اهمیت موضوع می‌افزاید.

براین اساس در پژوهش حاضر، تلاش شده است تا با درنظرگرفتن واقعیات اخیر بازار نفت ضمن بررسی تجربه اخیر کشور عراق[1] درمورد به کارگیری قراردادهای خدماتی بلندمدت، کارآیی نظام مالی قراردادهای نفتی ایران و عراق با قراردادهای مشارکت در تولید، مورد بررسی و مقایسه قرار گیرد. در این راستا، ابتدا آخرین تحولات حقوقی و قانونی صورت گرفته در حوزه اعمال انواع قراردادهای نفتی ازجمله قراردادهای خدماتی و مشارکت در تولید در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز دو کشور ایران و عراق و پاره ای از نظریه‌های اندیشمندان درمورد نقش و اهمیت نظام مالی قراردادهای نفتی و ارتباط آن با کارآیی قرارداد ارائه می‌گردد. سپس با استفاده از تکنیک شبیه‌سازی مالی و تحلیل حساسیت که متداول ترین ابزار تحلیلی در حوزه بررسی اقتصادی قراردادهای نفتی است، کارآیی نظام مالی الگوهای قراردادی خدماتی ایران و عراق با الگوی قراردادی مشارکت در تولید، مورد بررسی و مقایسه قرار می‌گیرد تا بتوان در نهایت، به این سؤال اصلی پاسخ داد که در راستای اجرای پروژه های بالادستی صنعت نفت و گاز، به لحاظ اقتصادی، از میان مدل های قراردادی مورد بررسی در این تحقیق یعنی قراردادهای نفتی ایران (آی پی سی)، قراردادهای خدماتی عراق و مشارکت در تولید، کدام الگوی قراردادی، الگویی مطلوب‌تر محسوب می گردد.

---

۱. کشور عراق با داشتن بیش از ۱۴۵۷ کیلومتر مرز مشترک و ۱۲ میدان مشترک در این مرزها با ایران، مهم ترین همسایه ایران در برداشت از میادین نفتی در حوزه خشکی محسوب می گردد که در سایه تشدید تحریم های نفتی آمریکا علیه ایران و البته با طراحی یک برنامه استراتژیک درمورد توسعه و بهره برداری از میادین نفتی خود در دهه اخیر که ازجمله شامل استفاده از الگوهای قراردادی جدیدی در این حوزه می باشد، به تازگی جایگزین ایران در بازارهای نفتی شده است (امامی و فتوحی، ۱۳۹۸).

۲. پیشینهٔ تحقیق

الف) مطالعات داخلی

امامی میبدی (۱۳۹۷) در پژوهشی با استفاده از روش توصیفی- پیمایشی بر مبنای نظرات کارشناسان و خبرگان این حوزه، استراتژی‌های بهبود نظام تأمین مالی در صنعت نفت و گاز را مشخص و اولویت‌بندی نموده و نشان داده که استراتژی‌های بهبود نظام تأمین مالی در صنعت نفت و گاز کشور را می‌توان به سه محور بهبود زیرساخت‌های حاکمیتی و قانونی، عوامل ساختاری و شفافیت اطلاعاتی حوزه تأمین مالی صنعت نفت و گاز تفکیک نمود و البته بهبود زیرساخت‌های حاکمیتی و قانونی حوزه تأمین مالی، بیشترین اولویت را در جهت بهبود نظام تأمین مالی دارد.

عامری و راغفر (۱۳۹۶)، بهینگی اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید را از دیدگاه تئوری قراردادها و در چهارچوب دو مدل مخاطرات اخلاقی و انتخاب نامناسب، بررسی نموده و نشان دادند که قراردادهای مشارکت در تولید به‌لحاظ اقتصادی بهینه هستند و لذا به کارگیری این قراردادها به عنوان قالب قراردادی پیشنهادی ایران، به منظور عقد قراردادهای اکتشاف، بهره‌برداری و توسعه در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور، به‌لحاظ اقتصادی بلامانع می‌باشد.

حاجی میرزایی و همکاران (۱۳۹۵)، در مقاله خود با بررسی مدل مفهومی قراردادهای نفتی جدید ایران، نشان می‌دهد که در این مدل، بخش مهمی از مشکلات ساختاری قراردادهای بیع متقابل جهت برنامه‌ریزی تولید صیانتی، موردتوجه قرارگرفته است. همچنین وی بیان نموده که لازم است با طراحی مکانیسم‌های مختلف در قرارداد به دنبال ایجاد همسویی بیشتر بین منافع دو طرف در قرارداد باشیم.

کهن هوش نژاد و همکاران (۱۳۹۵)، در مطالعه‌ای میزان سهم بری پیمانکار خارجی را در پروژه های میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز، فروزان و اسفندیار در قالب قراردادی بیع متقابل و مشارکت در تولید، بررسی و با یکدیگر مقایسه کرده‌اند و از این رهگذر نتیجه می‌گیرد، انعقاد قرارداد میادین مورد بررسی در قالب قراردادی مشارکت در تولید برای ایران، می‌توانست مطلوب‌تر و کم هزینه تر باشد.

در این پژوهش نیز ضمن مورد توجه قراردادن الگوی قراردادهای نفتی کشور عراق (خدماتی و مشارکت در تولید) با استفاده از تکنیک ارزیابی اقتصادی و تحلیل حساسیت، مدل تحلیلی جهت بررسی نحوه توزیع ریسک و بازده در شرایط متغیر اقتصادی مؤثر بر الگوهای قراردادی نفتی ارائه شده است.

ب) مطالعات خارجی

جاف (Jaffe, 2006)، به بررسی قراردادهای نفتی عراق پرداخته و چنین نتیجه گیری می‌نماید که پیشرفت عراق در عرصه نفتی به شرایط منعقد شده در قرارداد شامل ریسک‌های مالی در زمینه

اکتشاف و میزان پاداش در نظر گرفته برای سرمایه گذار خارجی درمورد اکتشاف، وابسته می‌باشد. این پژوهشگر معتقد است، قراردادهای مشارکت در تولید با شرکت های خارجی در کنار تأمین منابع مالی داخلی در صنعت نفت عراق، می تواند عراق را به یکی از کشورهای موفق در زمینه نفت در منطقه و جهان تبدیل کند.

ژو و همکاران (Zhu *et al.*, 2015)، در مطالعه خود، با استفاده از نظریه اختیار واقعی و شبیه سازی مونت کارلو سرمایه گذاری در پروژه های نفتی را ارزیابی نموده و نا اطمینانی های قیمت نفت، هزینه های سرمایه گذاری و نرخ ارز به همراه شرایط سرمایه گذاری را در مدل وارد کرده و نحوه ارزشگذاری پروژه‌های سرمایه‌گذاری در میادین مختلف نفتی در رژیم های مالی مختلف را مدل سازی نمودند. نتایج به دست آمده، حاکی از آن است که قراردادهای مشارکت در تولید می تواند برای کشور میزبان، قدرت چانه زنی بیشتری ایجاد کند.

چنگ و همکاران (Cheng & *et al.*, 2019)، در مطالعه خود، روشی برای تحلیل ریسک در انواع قراردادهای نفتی ارائه نمودند. در پژوهش آنها یک مدل احتمالاتی که مبتنی بر مدل معمول ارزیابی اقتصادی است، طرح‌ریزی شده است و معیار "ارزش در معرض ریسک" که ابزاری سودمند در سنجش ریسک است برای سنجش ریسک‌های قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید وانواع قراردادهای خدمت پروژه‌های بین‌المللی نفت و گاز اعمال می‌شود.

۳. روش تحقیق

ارزیابی‌های اقتصادی در صنعت نفت، معمولاً از طریق شبیه سازی مدل‌های جریان نقدی انجام می شود. این محاسبات و ارزیابی ها براساس برخی فاکتورهای برآوردی مانند هزینه ها و درآمدهای پروژه انجام شده و از طریق تحلیل حساسیت، تأثیر هرکدام از فاکتورهای مورد نظر بر سودآوری پروژه ارزیابی می‌شود. شبیه‌سازی به عنوان یکی از ابزارهای تحلیل ریسک هنگام تصمیم‌گیری در مورد سرمایه‌گذاری، اولین بار در سال ۱۹۶۰ برای سرمایه‌گذاری در زمینه اکتشاف و تولید نفت به کار گرفته شد (Macmillan & Hons, 2000).

سوربی آرورا نیز مانند مک میلان با هدف تحلیل و بررسی مناسب‌ترین و قابل اعمال‌ترین تکنیک تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز، انواع تکنیک‌های تحلیل ریسک، آثار و محدودیت های آنها را شرح و توضیح می‌دهد. یکی از روش‌های توضیح داده شده که نوعی مدل اقتصادی بوده، روش جریانات تنزیل یافته است. بسیاری از هزینه‌ها و مخارج سرمایه‌گذاری، در مراحل آغازین پروژه، مرحله اکتشاف و توسعه است، درحالی‌که درآمدزایی پروژه در طول مرحله تولید میدان به عمل می آید. این امر، مدل‌سازی اقتصادی را پیچیده می‌کند؛ زیرا در هر نقطه تصمیم‌گیری، تخمین‌ها و

ارزیابی‌های به عمل آمده، تابع متغیرهای زمان است که برخی از آنها مانند تورم و قیمت نفت به شدت ناپایدار هستند. بنابراین ضروری است، تکنیک‌های جریانات تنزیل یافته در فرایند ارزیابی سرمایه‌گذاری لحاظ شوند. متداول‌ترین ابزار جریانات نقدی تنزیل یافته، ارزش حال فعلی است (Arora, 2012).

بر این اساس، در راستای هدف پژوهش حاضر با رویکردی تلفیقی، ابتدا موضع سیستم حقوقی و قوانین دو کشور ایران و عراق را درمورد امکان اعمال قراردادهای مشارکت در تولید تبیین نموده، سپس جهت بررسی مقایسه‌ای کارآیی نظام مالی الگوی قراردادهای خدماتی ایران و عراق با مدل قراردادی مشارکت در تولید، از تکنیک شبیه‌سازی مالی و تحلیل حساسیت استفاده شده است.

۴. تحولات قانونی مربوط به قراردادهای نفتی ایران و عراق

۴-۱. تحولات قانونی مربوط به قراردادهای نفتی ایران

در ایران پس از وقوع انقلاب اسلامی، قانونگذار قوانین متعددی وضع نموده است که ضمن ایجاد تعارضات و محدودیت‌هایی درمورد سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز کشور بالاخص بخش بالادستی آن، بسیاری از این قوانین به صورت مستقیم وغیرمستقیم در انتخاب الگوی قراردادی در حوزه بالادستی صنعت نفت نیز مؤثر می باشند.[۱] در این راستا، اگرچه قانون اساسی کشور غالباً اصول حاکمیت و بهره برداری از منابع طبیعی را بیان کرده و اشاره ای به تعیین الگوی قراردادی سرمایه‌گذاری نفتی نمی نماید اما برخی از اصول آن ازجمله اصول (۴۴، ۴۵، ۸۱ و ۱۳۵) در تعیین الگوی قراردادی برای فعالیت در بخش بالادستی نفت و گاز مؤثر است.

درواقع، بررسی این اصول مبین آن است که قانون اساسی ایران همچون بیشتر کشورها، تصدی صنایع بالادستی نفت را در اختیار دولت قرار داده و به کارگیری هرگونه الگوی قراردادی را چنانچه متضمن محدودیت در مالکیت عمومی نفت نباشد، مجاز اعلام کرده است. با این وجود با گذشت زمان، برداشت‌ها و تفاسیر مختلف از این اصول و تحلیل حقوقی مدل های قراردادی متداول در این

---

۱. این قوانین که در دو دسته قوانین عام و قوانین خاص حاکم بر حوزه نفت و گاز ایران قابل تفکیک هستند عبارتند از اصول ۴۴،۴۵،۸۱ و ۱۵۳ قانون اساسی، قانون اجرای سیاست های کلی اصل ۴۴، قوانین برنامه ای شامل قانون برنامه دوم،سوم،چهارم،پنجم و ششم توسعه اقتصادی،فرهنگی،اجتماعی کشور، قوانین بودجه‌ای، قانون برگزاری مناقصات، قانون حمایت و تشویق سرمایه گذاری خارجی. همچنین قوانین خاص نیز عبارتند از قانون نفت مصوب سال ۱۳۶۶، قانون اجازه به شرکت ملی نفت ایران جهت اجرای طرح های اکتشاف، توسعه و بهره برداری از میادین نفت و گاز دریای خزر، قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰، قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب۱۳۹۱ و قانون اساسنامه شرکت ملی نفت ایران مصوب ۱۳۹۵

حوزه باعث شده تا بحث ها و اختلافات بسیاری درمورد شمول قراردادهایی چون مشارکت در تولید در زمره قراردادهای مجاز برای اجرای فعالیت های بالادستی نفت و گاز کشور ایجاد گردد که علت بسیاری از آنها شبهه انتقال مالکیت به واسطه اعمال انواع قراردادهای مشارکتی می باشد.

برخی از نویسندگان حقوقی معتقدند، قراردادهای مشارکتی باعث ایجاد حقوق مالکانه شرکت طرف قرارداد بر بخشی از تولیدات میدان شده که درصورت فسخ یک طرفه قرارداد از سوی دولت میزبان، کماکان برقرار بوده و درصورت ادعای شرکت طرف قرارداد، به محتوای مخزن نیز تسری پیدا می‌کند و این موضوع، نه تنها با ماده ۳ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت بلکه با قانون اساسی کشور نیز مغایرت دارد (ابراهیمی و شیریجیان، ۱۳۹۳). همچنین معتقدند مقرره کلی که در ماده ۳ قانون وظایف و اختیارات قانونی وزارت نفت آمده است[1] توانایی آن را ندارد که اصول قانون اساسی و سایر قوانین عادی را کنار گذاشته و قانون سال۱۳۳۶ را احیا کند (شیروی، ۱۳۹۳).

درمقابل، گروه دیگری از حقوقدانان، تصویب این قانون را به منزله مهر پایانی بر سه دهه کشمکش راجع به اعمال و یا عدم اعمال الگوهای قراردادی جدید در حوزه صنعت نفت می‌دانند. از نظر آنها، این قانون، ظرفیت قانونی لازم جهت پذیرش الگوهای مشارکتی، ازجمله مشارکت در تولید و مشارکت در سرمایه‌گذاری را در ایران فراهم کرده است (نیکبخت و آرین،۱۳۹۳). برخی از محققان در این رابطه، یک قدم پیش‌تر رفته و معتقدند اگرچه قانون برنامه پنجم توسعه کشور، صرفاً استفاده از بیع متقابل را مجاز شمرده است ولی به جهت خاص و موخرالتصویب بودن قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، می بایست آن را بر قانون برنامه پنجم حاکم دانست به گفته آنها، پذیرش بیع متقابل از سوی قوانین بودجه سالانه، صرفاً جنبه تجویزی دارد، نه الزامی و انحصاری و علاوه بر آن، اجازه اعمال این الگوی قراردادی در قوانینی همچون قانون نفت خزر، قانون برنامه چهارم توسعه و قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت ۱۳۹۱ نیز مشاهده می‌شود (امانی، ۱۳۹۴).

همچنین در پاسخ به شبهه انتقال مالکیت و نقض حقوق حاکمیتی کشور در قراردادهای مشارکت در تولید، معتقدند عبارت مالکیت باید در پرتو مفهوم حاکمیت مورد تفسیر قرار گیرد و از آنجایی که از منظر قانون اساسی کشور، آنچه موضوعیت دارد، حفظ حاکمیت بر منابع نفتی است، بنابراین اعطای مالکیتی که منجر به نقض حاکمیت نشود، ممنوع نشده و منظور از حاکمیت بر منابع نفتی، همانا اقتدار و توانایی لازم بر سیاستگذاری کلان، کنترل و نظارت بر منابع و فعالیت های نفتی است و لذا

---

۱ . جزء"۳"بند"ت" ماده (۳) قانون وظایف و اختیارت وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱: جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میادین هیدروکربوری با اولویت میادین مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه‌گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شد."

قراردادهای مشارکت در تولید که حاصل برخی نگرانی های حاکمیتی کشورهای نفتخیز و دارای قوانین اساسی مشابه ما در این زمینه بوده و در آنها نهایتاً طرف قرارداد به عنوان پیمانکار دولت میزبان فعالیت می کند، ناقض اختیارات حاکمیتی دولت میزبان نخواهند بود (بهمئی و شیبانی، ۱۳۹۷).

با این حال، از آنجایی که از سال ۱۳۵۳ به بعد، شرط تصویب قراردادهای نفتی توسط قوه مقننه برداشته شد و مطابق ماده ۱۰ قانون وزارت نفت، صرفاً نسخه ای از قرارداد لازم الاجرا شده جهت اطلاع به مجلس ارائه می‌شود و انعقاد هرگونه قرارداد مشارکت در تولید، می تواند وزارت نفت را با اتهامات زیان دهی و فساد اقتصادی رو به رو کند، تاکنون وزارت نفت، پیشنهادی جهت استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید به شورای اقتصاد ارائه نداده است و صرفا در راستای رفع چالش‌ها و انتقادات وارده برالگوی قراردادی بیع متقابل و اجرای قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱، از الگوی قراردادی تحت عنوان قرارداد نفتی ایران رونمایی کرد که هیأت وزیران شرایط عمومی، ساختار و الگوی این قرارداد را طی مصوبه شمارهٔ ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ مورخ ۹۵/۰۵/۱۶ به تصویب رساند.

قراردادهای جدید نفتی ایران نیز همانند قراردادهای بیع متقابل در زمره قراردادهای خدماتی قرار می گیرند درحالیکه در بسیاری از کشورها برخلاف ایران استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید[۱]، صورت قانونی به خود گرفته و اعمال این قراردادها به واسطه قوانین معینی تحت عنوان قانون قراردادهای مشارکت در تولید در حوزه حقوقی این کشورها مشخص شده است، مانند قانون مشارکت در تولید کشور روسیه که در ۱۹ دسامبر ۱۳۹۵ توسط مجلس این کشور تصویب شد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

۲-۴. تحولات قانونی مربوط به قراردادهای نفتی عراق

در دهه اخیر با تثبیت وضعیت نسبی دولت مرکزی در عراق، وزارت نفت این کشور اقدام به اتخاذ سیاست های کلان برای توسعه میادین نفتی و تشدید فعالیت های صنعت نفت خود نمود که بر استفاده از قراردادهای خدماتی بلندمدت تمرکز دارد. سه نمونه قرارداد خدماتی بلندمدت عراق عبارتند از قرارداد خدماتی توسعه و تولید از میادین نفتی[۲]، قرارداد خدماتی توسعه و تولید از میادین

---

۱. در اینجا باید به این نکته توجه داشت که در میان انواع قراردادهای مشارکتی مورد استفاده در صنعت نفت، به دلیل ویژگی‌های پروژه های اکتشاف و توسعه (ریسک بسیار بالای این پروژه‌ها)، قرارداد مشارکت در تولید، متداول‌ترین قراردادها، و انواع دیگر قراردادهای مشارکتی، بیشتر در بخش پایین دستی صنعت نفت، مورد استفاده بوده است (خالقی، ۱۳۹۳).

2. Development Production Service Contract (DPSC)

گازی[1]، قرارداد خدمات فنی برای میادین نفت و گاز[2]. این سه نوع قرارداد، تقریباً از یک ساختار تبعیت می کنند (دهقانی، ۱۳۹۳). درحال حاضر نیز درنتیجه برنامه های نفتی دولت عراق، این کشور دومین صادرکننده نفت بعد از کشور عربستان در سازمان کشورهای صادرکننده نفت اوپک شده است و بررسی مقاصد صادراتی نفت خام ایران، قبل و بعد از اعمال تحریم ها و مقایسهٔ صادرات نفت عراق به این کشورها در همین دوره، بیانگر آن است که بیش از ۷۰ درصد از کاهش میزان صادرات نفت خام ایران به کشورهای آسیایی طی دوره مذکور، از طریق صادرات نفت خام عراق جبران شده است (خواجوی و کرمانشاه، ۱۳۹۵)

با گذشت زمان چالش‌های داخلی و خارجی در مسیر اجرای قراردادهای خدماتی عراق مشاهده شد که یکی از این چالش ها، بروز اختلافات شدید میان دولت مرکزی و دولت منطقه ای اقلیم کردستان در این کشور است و به دلیل اختلافات حادث در تفسیر اصول ۱۰۹ تا ۱۱۲ قانون اساسی این کشور ایجاد شده است، بنحویکه مقامات اقلیم، الگوی قراردادی مشارکت در تولید را برای توسعه میادین واقع در قلمرو خود برگزیده و تا پایان سال ۲۰۱۲ نیز موفق به انعقاد ۵۰ قرارداد مشارکت در تولید با شرکت های بین‌المللی نفتی شده اند (Cameron,2010) در این بین حتی شرکت های بین‌المللی نفتی، تمایل شدیدی جهت فروش سهم خود در قراردادهای خدماتی دولت مرکزی عراق و ورود به سرمایه‌گذاری در میادین منطقه‌ای کردستان از خود نشان دادند (Ismaila, 2012). به همین دلیل، دولت مرکزی عراق ضمن قرار دادن نام این شرکت ها در لیست سیاه و تحریم شرکت هایی که در میادین کردستان فعالیت دارند، از حضور شرکت های مذکور در ادوار بعدی مناقصات عراق جلوگیری کرد، لیکن در ادامه و بعد از عدم موفقیت در کسب نتایج مورد انتظار در دور چهارم مناقصات واگذاری میادین نفتی خود، اقدام به اعمال پاره ای اصلاحات در قراردادهای خدماتی خود نمود؛ از جمله حذف پاداش امضاء و کاهش سهم ۲۵ درصدی مشارکت دولت که تا حدودی از نارضایتی شرکت های بین المللی نفتی کاست اما کماکان برخی ریسک ها در قراردادهای مذکور، بدون تغییر باقی ماندند (Uqailit, 2013).

عدم دستیابی به اهداف تولیدی لحاظ شده در قراردادهای مزبور پس از کاهش قیمت های جهانی نفت یکی دیگر از مشکلات پیش آمده می باشد هرچند که مسؤولان عراق معتقد بودند با توجه به حجم زیاد ذخایر نفت این کشور، شرکت های خارجی باید به تعهدات خود پایبند باشند، اما در نهایت در سال ۲۰۱۲، وزارت نفت عراق اعلام کرد، به منظور افزایش زمان برداشت از میادین نفتی و حداکثرسازی ضریب بازیافت از آنها، برخی برنامه‌های تولیدی در نظر گرفته شده را کاهش می‌دهد (MEES, 2012).

1. Gas Service Development Production Contract (GSDPC)
2. Producing Field Technical Service Contract (PFTSC)

بدین ترتیب، خروج چشمگیر شرکت‌های بین‌المللی از پروژه های نفتی این کشور به دنبال ریزش شدید قیمت های نفت طی سال های ۲۰۱۶-۲۰۱۲ که یکی از مهم‌ترین عوامل در کند شدن روند تولید نفت این کشور می‌باشد و همزمان استقبال شرکت‌ها از قراردادهای مشارکت در تولید منطقه کردستان این کشور، به خوبی نشان می دهد، وقتی فرصت های سرمایه‌گذاری مناسب‌تری پیش روی شرکت های بین‌المللی نفتی قرار گیرد، آنها دیگر تمایل چندانی در ماندن و یا ورود به پروژه‌های پر ریسک و کم بازده را نخواهند داشت و به همین دلیل نیز وزرات نفت این کشور، درصدد است مجوز استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید اخذ نماید که انتظار می‌رود با این اقدام، ذخایر نفت خام این کشور تا ۲۰۰ میلیارد بشکه افزایش یابد (MEES, 2015).

۵. مبانی نظری تنظیم نظام مالی قراردادهای نفتی از منظر کارآیی اقتصادی قراردادها

مفاد قراردادهای نفتی به طور عمده از شروط حقوقی، شروط فنی و مهندسی و شروط مالی و حسابداری تشکیل شده است. این شروط، در عین حال که دارای ماهیتی منحصر به فرد هستند ولی در یک قرارداد نفتی در کنار یکدیگر، مجموعه‌ای یکپارچه را تشکیل داده و در ارتباط و تأثیر و تأثر مستقیم از هم قرار دارند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳). با این وجود، نظام مالی حاکم بر قراردادها، از مهمترین وجوه تفاوت قراردادهای نفتی با یکدیگر است و در این میان، حتی برخی معتقدند که بیش از ۸۰ درصد مفاد قراردادهای بالادستی، با هم یکسان بوده و آنچه آنها را از یکدیگر متمایز می‌سازد، نظام مالی این قراردادها است (Duval, 2009). به عنوان مثال، مهم ترین تحولی که در امتیازات سنتی به وجود آمد، تحول در شروط مالی قرارداد بود.

حدوداً از اواسط قرن بیستم به بعد، شرایط مالی امتیازات، هم به لحاظ تنوع و هم، به لحاظ تعداد، افزایش قابل توجهی را تجربه کرد. از این زمان بود که تعهدات مالی صاحب امتیاز از پرداخت بهره مالکانه (حق الامتیاز) ناچیز و تأمین هزینه عملیات به سمت پرداخت‌های متعدد به دولت میزبان نظیر حق الامتیاز، پذیره (پاداش) و مالیات، علاوه بر تأمین تمامی هزینه ها و تحمل ریسک های عملیات، حرکت نمود (عامری و شیرمردی دزکی، ۱۳۹۳).

همچنین به اعتقاد برخی از صاحب نظران، طرح ریزی رژیم مالی بهره‌برداری از منابع نفتی، یکی از دو گام کلیدی توسعه منابع هیدروکربنی ملت‌ها است. به نظر ایشان، دو گام کلیدی در توسعه منابع هیدروکربنی وجود دارد: ۱- استراتژی تخصیص به معنای طراحی و اجرای پروسه جذب سرمایه برای اکتشاف و بهره برداری از منابع نفتی؛ ۲- طراحی نظام مالی، یعنی طراحی رژیم مالی نفت به صورتی که ارزشی را که ملت از منابع طبیعی اش انتظار دارد، حداکثر می سازد و به سرمایه گذار نیز یک درآمد پایدار و منصفانه پیشنهاد می نماید (Johnston, 2001). درنتیجه، نظام مالی در یک

قرارداد نفتی، باید به گونه ای طراحی شود تا از یک سو، اهداف اقتصادی دولت میزبان را محقق کرده و منافع آن را بیشینه سازد، و از سوی دیگر، همچنین باید بتواند درآمدهای شرکت بین‌المللی نفتی را کنترل نموده و در عین حال، جذاب باشد تا شرکت بین‌المللی نفتی را به سرمایه‌گذاری ترغیب کند (Turdo, 2007). از این رو یکی از مهمترین ویژگی‌های رژیم مالی در یک قرارداد نفتی، انعطاف پذیری آن می‌باشد که به معنای تسهیم منصفانه دریافتی دولت و شرکت طرف قرارداد در شرایط متغیر بازار نفت و گاز است (Alqurashi, 2005)

طبق نظر هارت و مور نیز کارآیی یک قرارداد بستگی دارد به تمایل طرفین قرارداد به همکاری بعد از عقد قرارداد، درمورد برخی از جنبه های قراردادی که در هنگام عقد قرارداد درمورد آنها اطلاعات کافی موجود نیست؛ زیرا طرفی که احساس می کند مستحق عایدی بیشتر از این، در رابطه قراردادی است، همکاری خود را بعد از عقد قرارداد کم می‌کند، که این پدیده، به دلیل ماهیت مخازن نفتی و عدم پیش بینی رفتار آن در اکثر قراردادهای نفتی، اتفاق می‌افتد. بنابراین در قراردادهای بلندمدت نفتی، باید به نوعی انعطاف لازم در مفاد قراردادی پیش‌بینی شود تا طرفین درصورت رخداد جنبه‌های پیش بینی نشده، انگیزه کافی برای پایبندی به آن را داشته باشند (Hart & Moore, 1998) لیکن این نظام مالی قرارداد است که مقرر می کند، چگونه عواید و درآمدهای ناشی از یک قرارداد نفتی بین دولت صاحب نفت و شرکت های بین‌المللی نفتی تقسیم شود و آنچنان که «میان» در پژوهش خود ابراز داشته است، نظام مالی کارا در یک قرارداد نفتی، به طورکلی به این مفهوم است که تحت رژیم مالی قرارداد، شرایطی ایجاد شود تا اولاً، شرکت نفتی به بازگشت سرمایه ای متناسب با ریسک متحمل شده برسد؛ ثانیاً، دولت میزبان نیز به سهم کافی از منبع نفتی در طول عمر مخزن دست پیدا کند و کلاً هر قراردادی که واجد کارآیی بیشتری برای طرفین باشد، مطلوب تر بوده و بر قراردادهای دیگر ارجحیت دارد (Mian, 2010).

۶. مدل سازی نظام مالی قراردادهای نفتی و تحلیل‌های مقایسه‌ای ریسک و بازده

۱-۶. 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[۱] با کشور عراق استفاده شده است؛ این

---

[۱] . در این گستره نفت خیز، میادین نفتی آزادگان شمالی و جنوبی، یاران شمالی و جنوبی و یادآوران، میادین مشترک نفتی منطقه غرب کارون به شمار می روند. دو میدان فوق عظیم و اصلی آزادگان و یادآوران، در دهه اخیر کشف شده‌اند و از جمله بزرگترین میدان‌های نفتی جهان هستند که حجم ذخایر چشمگیر آنها در حدود

حوزه دارای مخازن بکر و توسعه نیافته‌ای می‌باشد که بهره‌برداری از آنها، نقش بسیار چشمگیر و پراهمیتی در ایجاد افزایش ظرفیت تولید نفت و تأمین امنیت انرژی و در نتیجه، افزایش قدرت چانه‌زنی ایران در مجامع بین‌المللی را خواهد داشت.

الف) مفروضات فنی و قراردادی: جزئیات اطلاعات فنی و قراردادی مربوط به فاز دوم طرح توسعه میدان نفتی منتخب، در قالب سه الگوی قراردادی موضوع این پژوهش، براساس جداول زیر (جداول شماره ۱ الی ۵)، به شرح ذیل می‌باشد.

جدول ۱. اطلاعات فنی طرح فاز دوم توسعه میدان نفتی مشترک

معیار	مقدار	واحد	معیار	مقدار	واحد
کل عمر میدان	۳۰	سال	تولید حداکثری	۱۲۵	هزار بشکه/روز
طول مرحله توان بخشی	۲	سال	نرخ تخلیه	۵	درصد/ سالانه
طول دوره توسعه	۴	سال	هزینه سرمایه ای	۳۰۲۸	میلیون دلار
طول دوره رسیدن به اوج تولید	۴	سال	هزینه غیرسرمایه ای	۳۸۳	میلیون دلار
تولید اولیه	۸۰	هزاربشکه/روز	هزینه عملیاتی	۴۴۵۷/۹	میلیون دلار

مأخذ: مفروضات تحقیق و برگرفته از اطلاعات به دست آمده از مصاحبه با کارشناسان و سایت شرکت مهندسی و توسعه نفت ایران (https://pedec.ir/detail/ongoing-projects)

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

معیار	مقدار			واحد
الگوی قرارداد	آی پی سی	خدماتی عراق	مشارکت در تولید	-
طول دوره قرارداد	۲۰	۲۰	۲۵	سال
نرخ بهره	۶	۶	۶	درصد
نرخ تنزیل	۱۰	۱۰	۱۰	درصد
دوره تقسیط هزینه سرمایه	۷	-	-	سال
سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار	۵۰	۵۰	۴۰	درصد/درآمد سالانه
نرخ مالیات	-	۲۴	۴۰	درصد
بهره مالکانه	-	-	۱۰	درصد
سهم شریک داخلی	-	۵	۶/۵	درصد

مأخذ: مفروضات پژوهش و برگرفته از مفاد الگوی قراردادهای خدماتی بلندمدت عراق و مشارکت در تولید کردستان عراق و نمونه قراردادهای آی پی سی

---

۶۷ میلیارد بشکه نفت درجا برآورد می‌شود، که با ضریب بازیافت ۶ درصدی، می‌توان ۶,۴ میلیارد بشکه از این میادین برداشت کرد (سایت شرکت مهندسی و توسعه نفت ایران).

جدول ۳. نحوه تعدیل حق الزحمه پیمانکار در قراردادهای جدید نفتی ایران

تعدیل حق الزحمه بر اساس 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	٪۱۰۰ Fee		بازه ۱	R<۰,۲۵	۱۰۰ Fee درصد
	بازه ۲	۲۰= <P<۴۰	٪۱۱۰ Fee		بازه ۲	۰,۲۵=<R<۰,۵	۸۰ Fee درصد
	بازه ۳	۴۰= <P<۶۰	٪۱۲۰ Fee		بازه ۳	۰,۵=<R<۱	۶۰ Fee درصد
	بازه ۴	۶۰= <P<۸۰	٪۱۴۰ Fee		بازه ۴	R>=۱	۴۰ Fee درصد
	بازه ۵	P>=۸۰	٪۱۶۰ Fee		-	-	-

مأخذ: مفروضات تحقیق و برگرفته از مفاد نمونه قراردادهای نفتی ایران (آی پی سی)

جدول ۴. نحوه تعدیل حق الزحمه پیمانکار در قرارداد خدماتی عراق

تعدیل حق الزحمه براساس ضریب عملکرد	ضریب عملکرد		تعدیل حق الزحمه
	fee =(P_{actual}/P_{plan})*Fee		
تعدیل حق الزحمه براساس شاخص آر	بازه تغییرات	شاخص آر	تعدیل حق الزحمه
	بازه ۱	R<۱	۱۰۰ Fee درصد
	بازه ۲	۱=<R<۱,۲۵	۸۰ Fee درصد
	بازه ۳	۱,۲۵= <R<۱,۵	۶۰ Fee درصد
	بازه ۴	۱,۵= <R<۲	۴۰ Fee درصد
	بازه ۵	R>=۲	۲۰ Fee درصد

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

جدول ۵. نحوه تعدیل سهم نفت منفعتی پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید

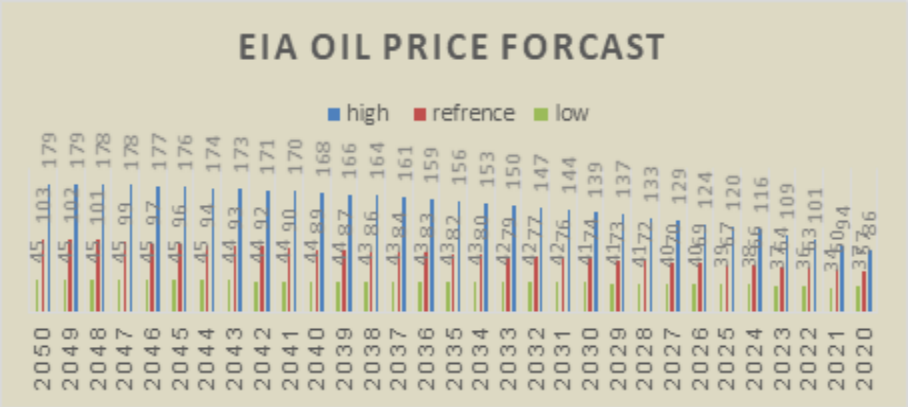
	بازه ۱	بازه۲	بازه۳	بازه۴	بازه ۵
آر فاکتور	R<۱	۱=<R<۱,۲۵	۱,۲۵= <R<۱,۵	۱,۵= <R<۲	R>=۲
نفت منعتی	٪۳۰	٪۲۷	٪۲۲	٪۱۷	٪۱۵

مأخذ: مفروضات تحقیق و برگرفته از بند (۳) ماده ۱۹ پیش نویس مدل قراردادی مشارکت در تولید عراق

ب) مفروضات قیمتی: در این پژوهش، روند قیمت نفت برنت براساس آخرین پیش بینی اداره اطلاعات انرژی آمریکا در گزارش چشم اندازهای بلندمدت خود از قیمت نفت در سال ۲۰۲۰ در حالت

مرجع، به عنوان مبنای تعیین قیمت نفت تولیدی میدان درنظر گرفته شده، با این توضیح که از ضریب عددی معادل ۰,۹۸ به عنوان ضریب تعدیل قیمت استفاده شده است.[۱]

نمودار ۱. چشم انداز آتی قیمت‌های جهانی نفت در سه سناریو قیمتی



مأخذ: EIA Annual Energy Outlook 2020

۲-۶. مدل کمی نظام مالی الگوهای قراردادی و نتایج اقتصادی در سناریوی مرجع

به طورکلی عموماً در کلیه الگوهای قراردادهای نفتی، گروه‌های هزینه‌ای که قابل شناسایی هستند، عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌ای (مستقیم و غیرمستقیم)، هزینه‌های عملیاتی و هزینه‌های بانکی که درصورت کشف میدان تجاری و تحقق دستیابی به اهداف تولیدی تعیین شده در قرارداد، امکان بازپرداخت آنها به شرکت نفتی سرمایه‌گذار به عنوان پیمانکار پروژه مطابق با شرایط تعیین شده در هر یک از الگوهای قراردادی وجود دارد. همچنین علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های نفتی، به پیمانکار حق‌الزحمه نیز تعلق می‌گیرد که در واقع، پاداش پیمانکار از اجرای عملیات نفتی و پذیرش ریسک های متنوع آن است (دهقان، ۱۳۹۳).

بدین ترتیب، مدل کمی نظام مالی هریک از الگوهای قراردادی آی پی سی خدماتی بلندمدت عراق و مشارکت در تولید براساس شروط مالی که در الگوهای قراردادی مذکور تعیین شده است را می توان به شرح ذیل تنظیم کرد.

---

۱. این ضریب تعدیل براساس نظر کارشناسان نفتی کشور و با توجه به کیفیت نفت تولیدی میادین نفتی غرب کارون ایران لحاظ شده است.

الف) مدل کمی نظام مالی الگوی قراردادی آی پی سی

با توجه به اینکه در نظام مالی قراردادهای آی پی سی، از الگوی حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولید شده برای محاسبه حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار استفاده شده است،[1] بنابراین در این مدل قراردادی، مقدار پرداخت حق‌الزحمه یا پاداش به پیمانکار در هر دوره زمانی یک ساله، از فرمول زیر محاسبه می‌شود. همچنین در این فرمول Fee، نرخ حق الزحمه به ازای هربشکه نفت تولیدی است.

$$(\text{Rem.Rec})t = \text{Fee}\ (Qt) \qquad (۱)$$

در این الگوی قراردادی، چهار گروه هزینه ای قابل شناسایی است که عبارتند از: هزینه های سرمایه ای مستقیم، هزینه های غیرمستقیم، هزینه های عملیاتی، هزینه های بانکی و حق الزحمه یا پاداش. (ماده ۹ مصوبه هیأت وزیران). بنابراین، با فرض اینکه پیمانکار در دورهٔ سرمایه‌گذاری در هر دوره به میزان It سرمایه‌گذاری می‌کند، کل سرمایه گذاری او در طول دورهٔ قرارداد برابر است با فرمول زیر:

$$\sum_{t=0}^{x'} It = \sum_{t=0}^{x} (C\ Ex\ \&\ APP)t + \sum_{t=X}^{t=EC} DCCt + \sum_{t=X}^{t=EC} IDCt \qquad (۲)$$

در این فرمول، $C\ Ex\ \&\ APP$ هزینه اکتشاف و ارزیابی، DCC هزینه سرمایه ای مستقیم و IDC هزینه سرمایه‌ای غیرمستقیم می‌باشد.

همچنین براساس ماده (۱۰) مصوبه هیأت وزیران، از زمان رسیدن طرح به تولید اولیه یا اضافی، به ترتیب توافق شده در مورد میدان های کشف شده بکر و میدان های در حال تولید، بازپرداخت هزینه های مستقیم سرمایه ای، هزینه های غیرمستقیم تا آن زمان و هزینه های تأمین مالی قرارداد، طبق دوره تعیین شده در قرارداد، محاسبه، تقسیط و بازپرداخت می شود.[2] هزینه های بهره برداری و هزینه های غیرمستقیم دوره تولید از شروع تولید اولیه، به صورت جاری محاسبه و بازپرداخت می گردد. پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از همان زمان آغاز می شود؛ علاوه بر اینکه هزینه های پولی یا بانکی نیز برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه های سرمایه ای غیرمستقیم، از تاریخ هزینه کرد لغایت سال بازیافت منظور شده و

---

۱. طبق بند (ع) ماده (۱) مصوبه هیأت وزیران، نرخ حق الزحمه پیمانکار، رقمی که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام (یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه) از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی (یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میدان ها یا مخزن های گازی) و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود.

۲. بند (الف) ماده (۱۰) مصوبه مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶ هیأت وزیران.

در دوره بازیافت، مستهلک می گردند. همچنین تأخیر در بازپرداخت سایر مطالبات پیمانکار از مواعد زمانی تعیین شده در قرارداد (اعم از هزینه های سرمایه ای مستقیم و حق الزحمه) مشمول هزینه بانکی خواهند شد.

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

$$TRcontractort = OPEXt+(IDC.Rec)after\ FDP+ (IDC.Rec\ before\ FDP+ COM.Rec)t +(DCC.Rec)t+(Rem.Rec)t \quad (۳)$$

در فرمول فوق، TRcontractort، OPEXt، (IDC.Rec)after FDP، (DCC.Rec)t، (Rem.Rec)t و (IDC.Rec before FDP+COM.Rec)t، به ترتیب عبارتند از: مطالبه قابل بازیافت پیمانکار، بازپرداخت هزینه های بهره برداری، هزینه های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه، هزینه های مستقیم، حق الزحمه متعلق به پیمانکار و هزینه های غیرمستقیم قبل از تولید اولیه همراه با هزینه تأمین مالی در دوره t ام.

توجه به این نکته نیز ضروری است که کل بازپرداختِ به پیمانکار در هر دوره، حداکثر از محل ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آنها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می شود. همچنین پایان دورهٔ قرارداد، مانع از بازپرداخت هزینه های باقیمانده نمی‌گردد (بند پ ماده ۶ مصوبه هیأت وزیران).

بنابراین در این الگوی قراردادی، با رعایت محدودیت مربوط به سقف بازپرداخت به پیمانکار، دریافتی دولت در طول عمر قرارداد، از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$\sum_{t=FDP}^{t=EC} HGRt = \sum_{t=FDP}^{t=EC}(GRt - TRt) = \sum_{t=FDP}^{t=EC}(PtQt - (OPEXt + (IDC. Rec)after\ FDP + (IDC. Rec\ befor\ FDP + COM. Rec)t + (DCC. Rec)t + Remt)) \quad (۴)$$

در معادله (۴) HGRt، FDP[1] و EC، به ترتیب، نشان‌دهنده دریافتی دولت، تاریخ تولید اولیه، و زمان اتمام قرارداد است. همچنین GRt و TRt، درآمد ناخالص میدان و پرداختی به پیمانکار در دوره t ام می‌باشد که TRt در معادله ۳ توضیح داده شده است. بنابراین دریافتی دولت میزبان در هر دوره، از تفاضل درآمد ناخالص میدان و پرداختی به پیمانکار در آن دوره، به دست می‌آید.

1. First Production Date

ب) مدل کمی نظام مالی الگوی قراردادی خدماتی بلندمدت عراق

در الگوی قراردادهای خدماتی بلندمدت عراق نیز همانند الگوی قراردادهای نفتی ایران، از الگوی حق الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولید شده برای محاسبه پادش پیمانکار استفاده می گردد؛[1] اما برخلاف قراردادهای آی پی سی در قراردادهای خدماتی عراق، سهم‌الشرکه شریک داخلی و مالیات، دو مؤلفه مالی هستند که از حق‌الزحمه پیمانکار کسر شده و به دریافتی دولت میزبان اضافه می‌شود.[2] بنابراین در این مدل قراردادی، مقدار پرداخت حق الزحمه یا پاداش به پیمانکار در هر دوره زمانی یک ساله با فرض اینکه β درصد از نرخ پایه حق‌الزحمه به عنوان سهم شریک داخلی و t درصد از آن نیز به عنوان مالیات به دولت عراق پرداخت گردد، در نهایت، مقدار حق‌الزحمه قابل مطالبه توسط پیمانکار، از فرمول زیر محاسبه می‌شود.

$$(Rem'.Rec)t = Fee(1-\beta)\,(1-t)\,(Qt) \qquad (۵)$$

با فرض اینکه پیمانکار در دوره سرمایه‌گذاری در هر دوره به میزان It سرمایه‌گذاری می‌کند، کل سرمایه گذاری او در طول دورهٔ قرارداد، برابر است با فرمول زیر:

$$\sum_{t=0}^{x'} It = \sum_{t=0}^{x}(CEX\ \&\ APP)t + \sum_{t=X}^{t=EC} DCCt + \sum_{t=X}^{t=EC} IDCt \qquad (۶)$$

در این فرمول $C_{EX\ \&\ APP}$، هزینه اکتشاف و ارزیابی، DCC هزینه سرمایه‌ای مستقیم و IDC هزینه های تکمیلی می‌باشد که در محاسبات این پژوهش، معادل هزینه های سرمایه ای غیرمستقیم در آی پی سی محسوب می گردند. همچنین همانند الگوی قراردادهای آی پی سی، در این الگوی

---

۱. حق الزحمه مبلغی است که پیمانکار در برابر انجام عملیات نفتی موضوع قرارداد، استحقاق دریافت آن را دارد و از تاریخ اولین تولید تجاری به حساب پروژه منظور می گردد. مبنای محاسبهٔ حق الزحمه نیز تولید خالص از میدان و تولید خالص از تأسیسات فرآورش گاز خواهد بود. میزان حق الزحمه با میزان آر فاکتور، رابطهٔ معکوس دارد و هرچه میزان آر فاکتور پایین تر باشد، مبلغ حق الزحمه افزایش خواهد یافت. فرمول آر فاکتور، عبارت است از: جمع ارزش دریافتی های نقدی از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا پایان آن سال تقویمی تقسیم بر جمع هزینه های انجام شده در همان دوره. حق الزحمه ای که باید در خصوص تولید خالص پرداخت شود، با ضرب کردن آن در ضریب عملکرد تعدیل می گردد (ماده ۱۹ الگوی قراردادهای خدماتی عراق).

۲. در الگوی قراردادی طرف عراقی حاضر در کنسرسیوم، هیچ هزینه ای را در راستای توسعه و تولید از میدان پرداخت نخواهد کرد و سهم شرکت نفتی عراقی از هزینه‌ها را شرکت‌های خارجی عضو کنسرسیوم می‌پردازند، اما وی از سود حاصل از میدان، حداکثر تا ۲۵ درصد سهم می‌برد (بند ۱ و ۲ ماده ۲۷ الگوی رارادهای خدماتی بلندمدت عراق). همچنین همهٔ درآمدهای هریک از شرکت های حاضر در کنسرسیوم، مشمول پرداخت ۳۵ درصد مالیات می‌باشند (جزءd بند ۷ ماده ۱۹ پیش نویس قرارداهای خدماتی عراق).

قراردادی نیز هزینه های نفتی شامل دسته دیگری از هزینه ها تحت عنوان هزینه های عملیاتی (OPEX) می‌باشد و به هزینه های نفتی نیز بهره تعلق نمی گیرد (ماده ۱ پیش نویس قراردادهای خدماتی عراق)؛ لیکن به هزینه های تکمیلی پیمانکار (هزینه های سرمایه ای غیرمستقیم) از زمان هزینه کرد آنها، بهره تعلق می گیرد (جزءd بند ۷ ماده ۱۹ پیش نویس قراردادهای خدماتی عراق).

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

TRcontractort = OPEXt+ (IDC.Rec after FDP +COMRec)t + (IDC.Rec (۷)
before FDP+ COM.Rec)t +(DCC.Rec)t+(Rem′.Rec)

در فرمول فوق، TRcontractort، OPEXt، (IDC.Rec after FDP + COMRec)t، (DCC.Rec)t، (Rem′.Rec)t و (IDC.Rec before FDP+ COM.Rec)t به ترتیب، عبارتند از: مطالبه قابل بازیافت پیمانکار، بازپرداخت هزینه‌های بهره‌برداری، هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه، هزینه‌های مستقیم، حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار و هزینه‌های غیرمستقیم قبل از تولید اولیه همراه با هزینه تأمین مالی در دوره t ام.

در هر دوره، صرفاً تا ۵۰ درصد درآمد مفروض قرارداد به بازپرداخت هزینه های نفتی و حق الزحمه اختصاص خواهد یافت و ۵۰ درصد دیگر به دولت عراق اختصاص دارد. بازپرداخت هزینه های نفتی نسبت به بازپرداخت حق الزحمه، اولویت دارد و میزانی از هزینه های نفتی و حق الزحمه که به دلیل پر شدن سقف ۵۰ درصد در یک دورهٔ سه ماهه قابل بازپرداخت نباشد، به دوره های سه ماههٔ بعدی منتقل و پرداخت خواهد شد و این انتقال تا زمانی ادامه خواهد یافت که تمام مبلغ استحقاقی پیمانکار بازپرداخت شود (جزء c بند ۶ ماده ۱۹ پیش نویس قراردادهای خدماتی عراق).

همچنین روش بازپرداخت هزینه های تکمیلی نیز مانند نحوهٔ بازپرداخت هزینه های نفتی است (جزء c بند ۷ ماده ۱۹ پیش نویس قراردادهای خدماتی عراق)؛ لیکن بازپرداخت هزینه های تکمیلی در هر دورهٔ سه ماهه، تا سقف ۶۰ درصد درآمد مفروض قرارداد، منهای هزینه های نفتی و حق الزحمهٔ پرداختی خواهد بود (جزء f بند ۷ ماده ۱۹ پیش نویس قراردادهای خدماتی عراق) .

بنابراین دریافتی دولت در طول عمر قرارداد، در این الگوی قراردادی، با رعایت محدودیت‌های فوق الذکر، از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$\sum_{t=FDP}^{t=EC} HGRt = \sum_{t=FDP}^{t=EC}(GRt - TRt) = \sum_{t=FDP}^{t=EC}\big(PtQt - (OPEXt + \quad (۸)$$
$$(\text{IDC. Rec after FDP} + \text{COM. Rec})\text{t} + (\text{IDC. Rec befor FDP} + \text{COM. Rec})t + (DCC.Rec)t + Rem't)\big)$$

ج) مدل کمی نظام مالی الگوی قراردادی مشارکت در تولید

در مدل نمونه قراردادهای مشارکت در تولید کردستان عراق که مبنای محاسبات این پژوهش بوده است، در هر دوره سالانه پس از کسر بهره مالکانه، درصدی از کل تولیدات میدان به بازپرداخت هزینه ها اختصاص می یابد، سپس باقیمانده محصولات تولیدی براساس درصدهای تعیین شده بین طرفین قرارداد تقسیم و در قالب نفت منفعتی به آنها پرداخت می‌شود، و چنانچه سقف تعیین شده برای بازپرداخت هزینه های آن دوره کافی نباشد، هزینه های پرداخت نشده جهت بازپرداخت به دوره بعدی منتقل خواهند شد. در این مدل قراردادی نیز سهم شرکاء از نفت منفعتی، بسته به مقدار عددی شاخص آر تعیین می‌شود، به صورتی که با افزایش مقدار این شاخص، درصد سهم نفت منفعتی شرکت سرمایه گذار کاهش می یابد و برعکس. بعد از مشخص شدن میزان نفت منفعتی، هزینه های مالیاتی که در قراردادهای مشارکت در تولید عراق معادل ۴۰ درصد سهم نفت منفعتی پیمانکار است، از آن کسر و به دولت یا شرکت ملی نفت به عنوان نماینده آن در این قراردادها، پرداخت می گردد.[۱]

بر مبنای توضیحات فوق، با فرض اینکه قیمت هر بشکه نفت خام در هر دوره معادل با Pt و میزان تولید نفت خام در همان دوره معادل Qt باشد، درآمد ناخالص میدان از رابطه (۹) محاسبه می‌شود:

$$GRt = Pt\ Qt \qquad (۹)$$

از عایدات ناخالص میدان، نخست شرکت نفتی به دولت میزبان بهره مالکانه پرداخت می‌کند. با فرض ضریب تخصیص β در هر دوره معین از کل درآمد ناخالص داریم:

$$Rt = \beta\ (Pt\ Qt) \qquad (۱۰)$$

پس از پرداخت بهره مالکانه از مابقی تولیدات، درصد مشخصی (با فرض δ) به منظور بازیافت هزینه ها به پیمانکار تخصیص داده می‌شود (نفت هزینه):

$$COt = \delta\ (1-\beta)\ (\ (Pt\ Qt) \qquad (۱۱)$$

باقیمانده تولیدات یا نفت فایده، طبق نسبت از پیش توافق شده (بافرض μ درصد برای دولت میزبان و $(1-\mu)$ درصد برای پیمانکار) بین طرفین تقسیم می‌شود:

$$PO^{HG}\ t= \mu\ (1-\delta)\ (1-\beta)\ (Pt\ Qt) \qquad (۱۲)$$

$$PO^{Contractor}\ t= (1-\mu)\ (1-\delta)\ (1-\beta)\ (Pt\ Qt) \qquad (۱۳)$$

پیمانکار مکلف است، مالیات بر درآمد خود از نفت فایده را طبق قانون به دولت میزبان بپردازد.

$$T= t\ \mu\ (1-\delta)\ (1-\beta)\ (Pt\ Qt) \qquad (۱۴)$$

---

۱. مفاد بندهای (۱)، (۲)، (۳)، (۴)، (۵)، (۶)، (۷) و (۸) ماده ۲۶ پیش نویس الگوی قراردادی مشارکت در تولید کردستان عراق.

با توجه به اینکه مدیریت عملیات تولید برعهده پیمانکار است، هزینه آن نیز بر عهده وی می‌باشد و مجموع درآمد خالص پیمانکار در هر دوره معین، عبارت است از:

$$NTRcontractort = POt – Tt - OMt \quad (۱۵)$$

$$NTRcontractort = (1- \beta)[\delta+ \mu (1- \delta) (1- \text{ţ})] (Pt Qt) - OMt \quad (۱۶)$$

و با فرض اینکه: $\theta = (1- \beta)[\delta+ \mu (1- \delta) (1- \text{ţ})]$

$$NTRcontractort = \theta (Pt Qt) - OMt \quad (۱۷)$$

و مجموع درآمد خالص دولت میزبان از تولیدات میدان در هر دوره معین، عبارت است از:

$$NHGRt = Rt+ POt + Tt - OMt \quad (۱۸)$$

د) نتایج اقتصادی حاصل از مدل های قراردادی تحت شرایط پیش بینی شده در قرارداد

از آنجایی که بازده سرمایه‌گذاری منصفانه و رقابتی برای اجرای طرح‌های توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی در شرایط کنونی بازار پروژه‌های مزبور، عددی بین ۱۵ تا ۱۷ درصد می‌باشد (محمدی و مصطفوی، ۱۳۹۹) و هدف از ارائه الگوهای قراردادهای آی پی سی و خدماتی بلندمدت عراق نیز تشویق و ترغیب سرمایه‌گذاران بویژه شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای حضور در مناقصات مربوط به این طرح‌ها بوده است، لذا در پژوهش حاضر، شبیه‌سازی نظام مالی سه مدل قراردادی آی پی سی، خدماتی عراق و مشارکت در تولید برمبنای دستیابی به نرخ بازده سرمایه‌گذاری ۱۶ درصد تنظیم شده است.

نتایج حاصل از ارزیابی اقتصادی طرح مورد بررسی در این پژوهش، تحت شرایط هر یک از الگوهای قراردادی (سناریوی مرجع) به شرح جدول زیر می‌باشد.

جدول ۶. مقادیر برآوردی شاخص های اقتصادی در سه مدل قراردادی

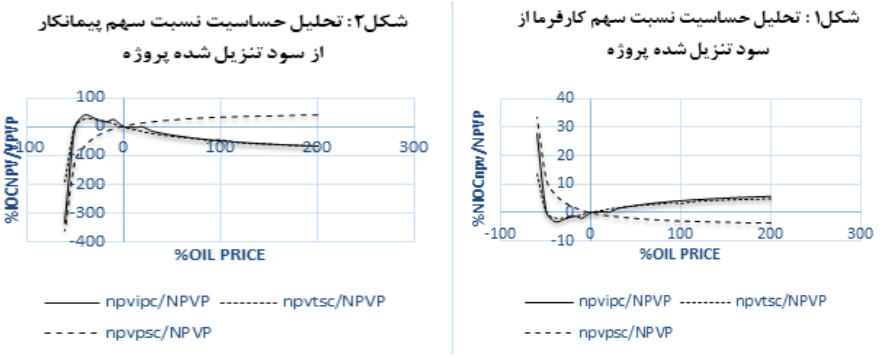
شاخص های اقتصادی پروژه طرح توسعه میدان	**مقدار**			**واحد**
الگوی قرارداد	آی پی سی	خدماتی عراق	مشارکت در تولید	–
خالص ارزش فعلی	۱۳۲۵۸/۴۴	۱۳۲۵۸/۴۴	۱۳۲۵۸/۴۴	میلیون دلار
نرخ بازده داخلی	۴۰	۴۰	۴۰	درصد
شاخص های اقتصادی شرکت نفت سرمایه گذار (پیمانکار)	**مقدار**			**واحد**
نوع الگوی قرارداد نفتی	آی پی سی	خدماتی عراق	مشارکت در تولید	–
نرخ بازده داخلی شرکت نفت سرمایه گذار	۱۶	۱۶	۱۶	**درصد**

خالص ارزش فعلی شرکت نفتی سرمایه گذار	۱۰۲۷/۶۲	۹۰۷/۹۰	۱۱۲۷/۹۰	میلیون دلار
سهم شرکت نفت سرمایه گذار از سود تنزیل شده پروژه	۷/۷۵	۶/۸۵	۸/۵۱	درصد
دوره بازگشت سرمایه شرکت نفت سرمایه گذار	۷	۳	۵	سال
شاخص های اقتصادی دولت میزبان (کارفرما)	**مقدار**			**واحد**
نوع الگوی قرارداد نفتی	آی پی سی	خدماتی عراق	مشارکت در تولید	-
خالص ارزش فعلی دولت	۱۲۲۳۰/۸۲	۱۲۳۵۰/۵۵	۱۲۱۳۰/۵۴	میلیون دلار
سهم شرکت ملی نفت از سود تنزیل شده پروژه	۹۲/۲۵	۹۳/۱۵	۹۱/۴۹	درصد

مأخذ: محاسبات پژوهش

۳-۶. تحلیل‌های مقایسه‌ای ریسک و بازده اقتصادی نسبت به تغییرات قیمت نفت

همان طور که در نمودارهای مقایسه ای در شکل زیر (شکل شماره ۱ و ۲) مشاهده می گردد، درصد سهم کارفرما و پیمانکار از سودآوری پروژه که درنتیجه تغییرقیمت های جهانی نفت از مقادیر پیش بینی شده در قرارداد اتفاق می‌افتد، نسبت ثابتی نبوده، تغییر می‌کند بنحویکه نمودار روند تغییرات ایجاد شده در این دو نسبت، قرینه یکدیگر می باشد.



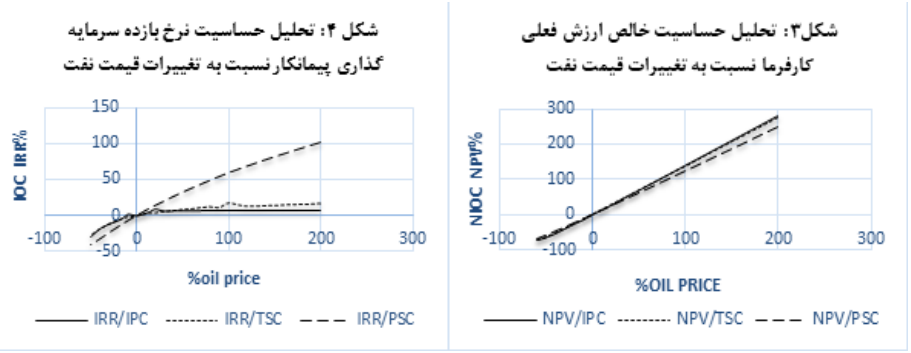
مأخذ: یافته های پژوهش

و همان طور که در نمودارهای مقایسه ای شکل های شماره (۳ و ۴) نیز مشاهده می‌گردد، نحوه تغییرات سهم طرفین از سود تنزیل شده پروژه بدلیل تغییرات قیمت نفت در الگوهای قراردادی مورد بررسی، درنهایت باعث می‌شود تا همواره با افزایش قیمت‌های نفت، خالص ارزش فعلی دولت میزبان در الگوهای قراردادی خدماتی ایران و عراق بیشتر از الگوی قراردادی مشارکت در تولید افزایش یابد و درنتیجه، از آنجایی که در سناریوی مرجع، مقدار عددی این شاخص در الگوهای قراردادی مذکور

بیشتر از مشارکت در تولید بوده، لذا در تمام سطوح افزایش قیمت نفت، ارزش حال سود شرکت ملی نفت در آنها، بیشتر از الگوی قراردادی مشارکت در تولید خواهد بود.

با افزایش قیمت نفت، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، خیلی بیشتر از دو الگوی قراردادی آی پی سی و خدماتی عراق افزایش می‌یابد و از آنجایی که نرخ بازده سرمایه‌گذاری در هر سه الگوی قراردادی، ۱۶ درصد بود، لذا در تمام سطوح افزایشی، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید بیشتر می‌شود و برعکس، با کاهش قیمت نفت نیز نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار بیشتر از دو الگوی قراردادی دیگر کاهش می یابد و کمتر از دو الگوی قراردادی دیگر نیز خواهد بود.

به طور مثال، با افزایش ۲۰۰ درصدی و ۳ برابر شدن قیمت های نفت، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، به عدد ۳۲/۱۸ درصد افزایش می‌یابد؛ درحالی که حداکثر نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی آی پی سی، ۱۷/۴۹ درصد و در الگوی قراردادهای خدماتی عراق، ۱۸/۷۶ درصد می‌باشد.



مأخذ: یافته های پژوهش

به این ترتیب، برخلاف الگوی قراردادی مشارکت در تولید در الگوهای قراردادی خدماتی ایران و عراق، نه تنها منافع کارفرما و پیمانکار با تغییرات قیمت نفت هم راستا با یکدیگر نخواهد شد که یک ارتباط مستقیم متناظر نیز میان سودآوری پروژه و منافع پیمانکار ایجاد نمی‌گردد.

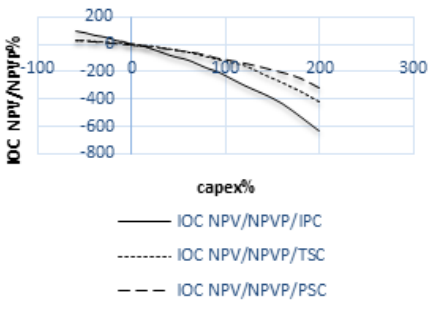
۴-۶. تحلیل مقایسه ای ریسک و بازده اقتصادی نسبت به تغییرات هزینه های سرمایه‌ای

با دقت در روند تغییرات نسبت سهم دولت میزبان از سود تنزیل شده پروژه در شکل زیر (شکل ۶) می‌بینیم که نمودار مربوط به سهم دولت، از سود تنزیل شده پروژه در هر سه الگوی قراردادی، یک

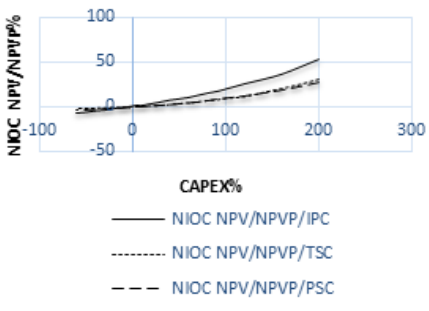
منحنی صعودی با شیب فزاینده است و همان طور که مشاهده می‌شود، روند تغییرات سهم شرکت نفت سرمایه گذار از سود تنزیل شده پروژه، قرینه نمودار سهم دولت میزبان از ارزش حال سود پروژه می باشد که یک منحنی نزولی با نرخ کاهنده است.

این مکانیسم، به نوعی نحوه انتقال ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، از دولت میزبان به شرکت نفتی سرمایه گذار در الگوهای قراردادی مورد بررسی را نشان می‌دهد و درمجموع، بیانگر آن است که در الگوهای قراردادی مذکور، اگرچه با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، ارزش حال سود شرکت ملی نفت نیز کاهش می‌یابد اما با افزایش نسبت سهم شرکت ملی نفت از سود تنزیل شده پروژه، میزان این ریسک تعدیل می‌گردد که این امر منجر به کاهش سهم پیمانکار از سود تنزیل شده پروژه در زمان افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای می گردد؛ لیکن همان طور که در شکل زیر مشاهده می‌شود، در الگوی قراردادی آی پی سی، با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، نمودار نسبت سهم دولت میزبان از سودآوری پروژه، بالاتر از دو الگوی قراردادی دیگر قرار گرفته که نشان می‌دهد، با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، سهم دولت میزبان از سودآوری پروژه در این الگوی قراردادی، بیشتر از دو الگوی قراردادی دیگر افزایش می‌یابد و درنتیجه، بخش بزرگتری از ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای نیز به پیمانکار منتقل می‌گردد و به همین علت نیز در نمودارهای شکل شماره ۵ مشاهده می‌گردد که با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه در این الگوی قراردادی نمودار سهم پیمانکار در سطحی پایین‌تر از دو نمودار مربوط به الگوی قراردادهای خدماتی عراق و مشارکت در تولید قرار گرفته است.

شکل ۵: تحلیل حساسیت سهم پیمانکار از سود تنزیل شده پروژه نسبت به تغییرات هزینه های سرمایه ای



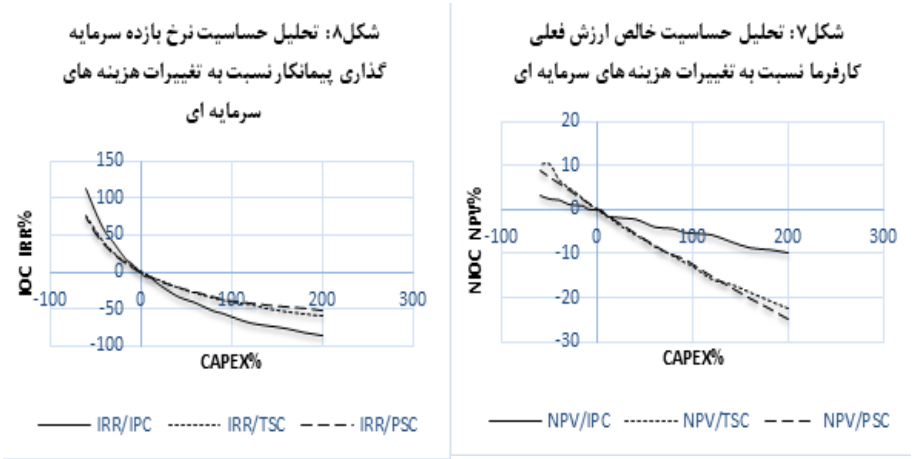
شکل ۶: تحلیل حساسیت سهم شرکت ملی نفت از سود تنزیل شده پروژه نسبت به تغییرات هزینه های سرمایه ای



مأخذ: یافته های پژوهش

همچنین تأثیر نحوه توزیع ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه بین طرفین قرارداد در سه الگوی قراردادی مورد بررسی را می‌توان بر خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت و شرکت نفت سرمایه گذار در نمودارهای دو شکل زیر (۷ و ۸) به خوبی مشاهده کرد؛ مبنی بر اینکه با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت در الگوی قراردادی آی پی سی، کمتر از دو الگوی قراردادی دیگر کاهش می‌یابد؛ درحالی که نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در این الگوی قراردادی، بیشتر از مدل قراردادهای خدماتی عراق و مشارکت در تولید کاهش می‌یابد.

بنابراین در مجموع می‌توان نتیجه گرفت، در رابطه با ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه ای پروژه، الگوی قراردادی آی پی سی، بیشتر از دو مدل قراردادهای خدماتی عراق و مشارکت در تولید شرکت نفت سرمایه گذار را متحمل ریسک می‌کند و ریسک کمتری را به شرکت ملی نفت منتقل می‌نماید.



مأخذ: یافته های پژوهش

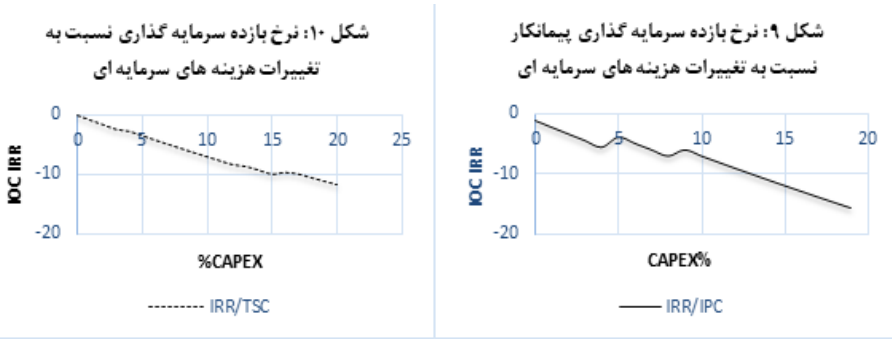
اما نکته دیگری که در این قسمت باید بدان توجه داشت، ایجاد رابطه مستقیم میان سودآوری پیمانکار و هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه در برخی سطوح افزایشی هزینه‌های سرمایه‌ای در الگوهای قراردادهای خدماتی است. به طور کلی در الگوی قراردادهای خدماتی مانند خدماتی عراق و آی پی سی، با افزایش هزینه‌های سرمایه ای پروژه از مقادیر پیش‌بینی شده در قرارداد، نرخ بازده سرمایه‌گذاری و درنتیجه، سودآوری پیمانکار از مقدار تعیین شده در قرارداد کاهش می‌یابد، اما در برخی از سطوح افزایشی این هزینه‌ها همزمان با افزایش هزینه‌های مذکور، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نیز از سطح قبلی خود افزایش می‌یابد، که این نقاط به صورت شکست‌هایی در نمودار روند

تغییرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه مشخص می شود.

در طرح مورد بررسی در پژوهش حاضر، همان طور که در نمودارهای دو شکل زیر (شکل ۹ و ۱۰) مشاهده می‌گردد، در نمودار نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادهای خدماتی عراق، زمانی که ارزش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه از سطح ۱۵ به ۱۶ درصد افزایش پیدا می‌کند، نرخ بازده سرمایه‌گذاری از ۱۴/۴۲ به ۱۴/۴۶ درصد افزایش می‌یابد. همچنین در الگوی قراردادی آی پی سی نیز نقاط شکستی در سطوح افزایشی ۶ و ۱۰ درصد ایجاد شده است که با افزایش ۶ درصد هزینه های سرمایه‌ای، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار از عدد ۱۵/۱۱ درصد در سطح ۵ درصدی افزایشی هزینه های سرمایه‌ای، به میزان ۱۵/۳۸ درصد می‌رسد.

بدین‌ترتیب، وقوع چنین شرایطی در الگوهای قراردادی خدماتی باعث می‌شود که در پیمانکار انگیزه‌ای برای انجام هزینه‌های اضافی و رساندن هزینه‌ها به سطحی که سودآوری وی را نیز افزایش می‌دهد، ایجاد شود. به وقوع چنین رفتاری از طرف پیمانکار، روکش طلایی کردن یا بازی بشقاب طلا گفته می‌شود.

درنتیجه، اگر در این مدل قراردادی که دریافتی پیمانکار با هزینه‌های سرمایه‌ای رابطه‌ای مستقیم دارد، نظارت کافی از سوی کارفرما بر هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه وجود نداشته باشد، پیمانکار با شناسایی و انجام هزینه های غیرضروری، میزان هزینه‌های پروژه را تا سطوح مربوط افزایش می‌دهد تا سودآوری خود را بالا ببرد.



مأخذ: یافته های پژوهش

درحقیقت، این نقاط مثال های خوبی از وقوع شرایطی در قراردادهای خدماتی از جمله قراردادهای خدماتی ایران و عراق است که در آن، منافع کارفرما و پیمانکار حداقل در ارتباط با هزینه‌های سرمایه

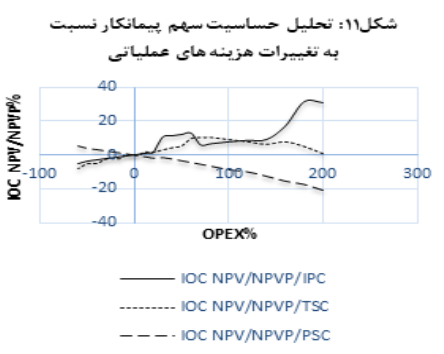
ای پروژه هم‌راستا نبوده و می‌تواند انگیزه فرصت‌طلبی را در شرکت های نفتی سرمایه گذار برای بهره برداری از این موقعیت‌ها به نفع خود ایجاد کند.

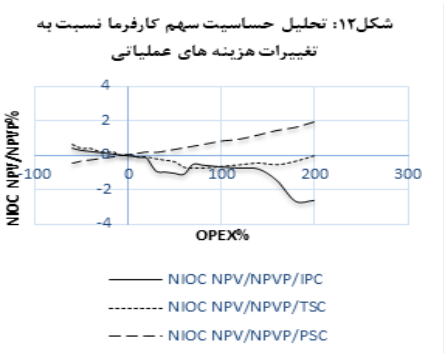
از آنجایی که این آسیب در نقاطی رخ می‌دهد که سودآوری پیمانکار درنتیجه افزایش حق‌الزحمه و درآمد ناخالص پیمانکار به دلیل افزایش هزینه‌ها، بیشتر از سودآوری وی درنتیجه کاهش هزینه‌ها افزایش می‌یابد، بنابراین باید مکانیسمی به کارگرفته شود که از طریق آن، با کاهش هزینه‌های سرمایه ای، مقدار سودآوری پیمانکار بیشتر افزایش یابد یا به عبارتی دیگر، پیمانکار باید در سود ناشی از کاهش هزینه‌ها شریک شود و به همین دلیل نیز استفاده از شاخص‌های صرفه‌جویی در قراردادهای خدماتی نفتی متداول شده‌اند که براساس آنها بخشی از سود ناشی از صرفه جویی در هزینه‌ها به شرکتهای نفتی سرمایه گذار تخصیص داده می‌شود تا آنها نیز انگیزه کافی برای حذف هزینه‌های غیرضروری و در نتیجه، کاهش هزینه‌های پروژه را داشته و نهایتاً، کارآیی اقتصادی پروژه برای طرفین قرارداد افزایش یابد.

همچنین طبق بررسی جانستون، میانگین این شاخص در قراردادهای نفتی جهان حدود ۳۰ درصد است؛ یعنی ۳۰ درصد از سود ناشی از صرفه‌جویی در هزینه‌ها، به شرکت نفتی سرمایه گذار در قرارداد داده می‌شود (جانستون، ۲۰۰۷).

۵-۶. تحلیل مقایسه ای ریسک و بازده اقتصادی نسبت به تغییرات هزینه های عملیاتی

بطورکلی روند تغییرات نسبت سهم شرکت ملی نفت و شرکت نفت سرمایه گذار در نمودارهای دو شکل زیر (شکل ۱۱ و ۱۲) که نحوه انتقال ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه بین طرفین قرارداد را نشان می دهد در الگوی قراردادی مشارکت در تولید برخلاف روند نسبت های مزبور در الگوهای قراردادهای خدماتی ایران و عراق است.





مأخذ: یافته های پژوهش

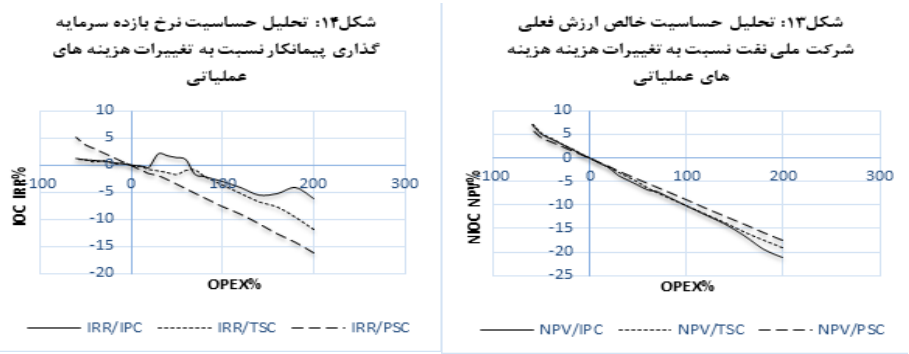
تأثیر نحوه تغییرات سهم طرفین قرارداد از سود تنزیل شده پروژه را می‌توان در نمودارهای زیر (شکل ۱۴ و ۱۵) مشاهده کرد، همان طور که در نمودارهای شکل ۱۵ ملاحظه می‌گردد، با افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه، نمودار تغییرات ارزش حال سود شرکت ملی نفت در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، بالاتر از دو نمودار دیگر قرارگرفته است که نشان می‌دهد با افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، ارزش حال سود دریافتی شرکت ملی نفت، کمتر از دو الگوی قراردادی دیگر کاهش پیدا می‌کند و با کاهش هزینه‌های عملیاتی نیز نمودار مربوطه در الگوی قراردادی مشارکت در تولید پایین تر از نمودار دو الگوی قراردادی دیگر واقع شده و مبین آن است که در تمام سطوح کاهشی هزینه‌های عملیاتی پروژه، درصد افزایش ارزش حال سود دولت میزبان در قرارداد مشارکت در تولید، کمتر از دو الگوی قراردادی آی پی سی و خدماتی عراق است.

همچنین عکس وضعیتی که در بالا شرح داده شد، در نمودارهای شکل ۱۴ در رابطه میان تغییرات نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه های عملیاتی پروژه، مشاهده می‌گردد و از آنجایی که نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در هر سه الگوی قراردادی، یکسان و معادل ۱۶ درصد می‌باشد، لذا در تمامی سطوح افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، کمتر از دو الگوی قراردادی دیگر بوده است. و برعکس، در تمامی سطوح کاهشی هزینه‌های عملیاتی پروژه، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، بیشتر از دو الگوی قراردادی دیگر می‌باشد.

به این ترتیب، شرکت نفتی سرمایه گذار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، بیشتر از دو الگوی قراردادی دیگر دارای انگیزه‌هایی جهت به کارگیری تکنولوژی پیشرفته در امر بهره برداری از میدان به منظور کاهش هزینه‌های عملیاتی پروژه در دوران بهره‌برداری از طرح می‌باشد.

نکته دیگری که در مورد نمودارهای تحلیل حساسیت نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوهای قراردادی آی پی سی و خدماتی عراق باید بدان توجه داشت، این است که در نمودارهای مذکور، کشیدگی‌ها و شکست‌هایی مشاهده می‌گردد که حاکی از تغییر جهت رابطه میان این دو متغیر می‌باشد و لذا دراین نقاط نمودار که در آنها رابطه منطقی معکوسی که باید بین سودآوری و هزینه های عملیاتی پروژه وجود داشته باشد، به هم خورده و مشاهده می‌گردد که به دلیل افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نیز افزایش می‌یابد، انگیزه‌هایی برای فرصت طلبی پیمانکار جهت افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه تا سطوح مذکور به وجود خواهد آمد و همان طور که در بحث تحلیل حساسیت شاخص‌های سودآوری پیمانکار نسبت به هزینه‌های

سرمایه ای پروژه نیز بدان اشاره شد، ایجاد شاخص‌های صرفه‌جویی، راهکاری است که می‌باید برای از بین بردن آثار منفی این موارد درباره قراردادهای خدماتی مورد توجه قرار گیرد.

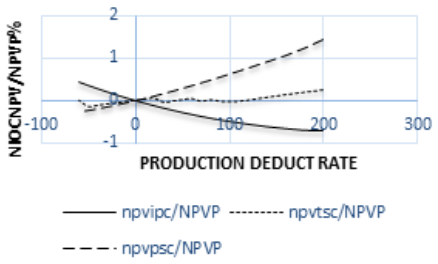


مأخذ: یافته های پژوهش

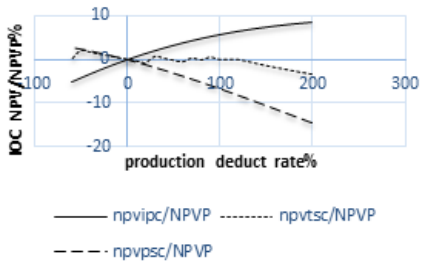
۶-۶. تحلیل مقایسه ای ریسک و بازده اقتصادی نسبت به تغییرات میزان تولید میدان

بررسی نمودارهای مقایسه‌ای شکل زیر (شکل ۱۵) نشان می‌دهد، برخلاف الگوی قراردادی مشارکت در تولید و قراردادهای خدماتی عراق، نمودار مربوط به تغییرات سهم دولت از سود تنزیل شده پروژه نسبت به تغییرات نرخ افت تولید میدان در الگوی قراردادی آی پی سی، یک منحنی با شیب منفی است اما نمودار تغییرات سهم پیمانکار از سود تنزیل شده پروژه دارای شیبی مثبت است؛ درحالی که در دو الگوی قراردادی مشارکت در تولید و خدماتی عراق، نمودار سهم دولت میزبان از سود تنزیل شده پروژه منحنی با شیب مثبت می‌باشد ولی نمودار تغییرات سهم پیمانکار از سود تنزیل شده پروژه در این دو الگوی قراردادی دارای شیبی منفی است.

شکل۱۵: تحلیل حساسیت سهم شرکت ملی نفت از سود تنزیل شده پروژه نسبت به تغییرات نرخ افت تولید



شکل۱۶: تحلیل حساسیت سهم پیمانکار از سود تنزیل شده پروژه نسبت به تغییرات نرخ افت تولید



مأخذ: یافته های پژوهش

در نمودارهای شکل ۱۷ نیز مشاهده می‌گردد، تغییرات ارزش حال سود شرکت ملی نفت در الگوی قراردادی آی پی سی، با افزایش نرخ افت تولید و کاهش بیشتر تولید میدان پایین‌تر از دو نمودار دیگر قرار گرفته است؛ یعنی با افزایش نرخ افت تولید میدان، ارزش حال سود دریافتی دولت میزبان در الگوی قراردادی آی پی سی، بیشتر از دو الگوی قراردادی دیگر کاهش پیدا می‌کند. همچنین با کاهش نرخ افت تولید و افزایش بیشتر تولید میدان نیز نمودار مربوطه در الگوی قراردادی آی پی سی، بالاتر از نمودار دو الگوی قراردادی دیگر واقع شده و مبین آن است که در تمام سطوح کاهشی نرخ افت تولید و متعاقباً افزایش تولید، درصد افزایش ارزش حال سود شرکت ملی نفت در قرارداد آی پی سی، بیشتر از دو الگوی قراردادی مشارکت در تولید و خدماتی عراق است. برعکس این وضعیت در شکل ۱۸ مشاهده می‌شود، که شیب نمودار نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار درنتیجه تغییرات نرخ افت تولید میدان در الگوی قراردادی مشارکت در تولید نسبت به نمودار دو الگوی قراردادی دیگر، بیشتر است و از آنجایی که نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در تمامی الگوهای قراردادی تحت سناریوی مرجع، ۱۶ درصد می‌باشد، پس در تمام سطوح کاهشی نرخ افت تولید میدان، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، بیشتر از دو الگوی قراردادهای خدماتی و آی پی سی است و در تمام سطوح افزایش نرخ افت تولید میدان، نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار در الگوی مشارکت در تولید، کمتر از دو الگوی قراردادی مذکور می‌باشد.

مأخذ: یافته های پژوهش

درمجموع نیز می‌توان چنین نتیجه‌گیری کرد، در مقایسه با الگوهای قراردادی خدماتی ایران و عراق در الگوی قراردادی مشارکت در تولید، رابطه مستقیم مؤثرتری بین سودآوری پیمانکار و عملکرد وی در رابطه با تولید میدان در طول سال های بهره‌برداری وجود دارد که باعث می‌شود تا پیمانکار در این الگوی قراردادی نسبت به دو الگوی قراردادی دیگر در نتیجه تغییرات میزان تولید تحقق یافته از میدان، از منفعت اقتصادی بیشتری برخوردار شده و البته متقابلاً نیز در معرض ریسک های بزرگتری در این رابطه قرار گیرد. امری که به نظر می‌رسد، بتواند انگیزه‌های لازم را برای پیمانکار ایجاد نماید تا با افزایش تولید پایدار در زمان بهره برداری از میدان، تولید تجمعی بیشتری از میدان، قابل دستیابی باشد و بدین ترتیب، استفاده از فناوری‌های جدید با هدف انجام تولید صیانتی از میدان، از حالت یک الزام قراردادی صرف، به انگیزه‌ای برای تولید بیشتر که به نفع هر دو طرف قراردادی است، تبدیل گردد.

۷. نتیجه گیری و پیشنهادات

نتایج به دست آمده از تحلیل های مقایسه ای ریسک و بازده اقتصادی که از طریق ارزیابی اقتصادی و تحلیل حساسیت نتایج مالی مدل قراردادی آی پی سی با قراردادهای خدماتی و مشارکت در تولید عراق که در این پژوهش به دست آمده است، نشان می دهد، به رغم تلاش هایی که در الگوهای قراردادهای آی پی سی ایران و خدماتی عراق از طریق اعمال سیستم تعیین حق‌الزحمه براساس میزان تولید برای ایجاد همسویی منافع شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار به عنوان پیمانکار با کارفرما در همسویی با بازده اقتصادی پروژه های توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی، صورت گرفته است لیکن

به دلیل انعطاف‌پذیری پایین نظام مالی قراردادهای مذکور، وابستگی و ارتباط میان سودآوری پیمانکار با سودآوری پروژه، همچنان به صورت یک ارتباط متناظر مستقیم نبوده و در نهایت، سودآوری پیمانکار به صورت محدود خواهد بود که در شرایط تشدید کاهش قیمت نفت یا کاهش تولید میدان از مقادیر پیش بینی شده در قرارداد، می‌تواند به عدم توجیه اقتصادی طرح برای سرمایه‌گذاران منجر گردد، تجربه‌ای که با کاهش قیمت های نفت در چند سال گذشته برای کشور عراق، عینیت یافت. همچنین به دلیل وجود ظرفیت وقوع پدیده گلد پلیتینگ (بازی بشقاب طلا) در قراردادهای خدماتی از جمله الگوی قراردادهای نفتی ایران و عراق، همواره انگیزه‌هایی برای فرصت طلبی پیمانکار در این الگوهای قراردادی وجود دارد که رفع آنها، مستلزم کنترل و نظارت‌های بیشتر از سوی دولت میزبان بر عملکرد پیمانکار بوده و از این رهگذر، هزینه‌هایی بر دولت میزبان تحمیل خواهد شد. درحالی که نظام مالی الگوی قراردادی مشارکت در تولید، به دلیل ایجاد ارتباط مستقیم میان پاداش پیمانکار و سودآوری پروژه، از انعطاف پذیری بالاتری برخوردار بوده و باعث می‌شود تا ضمن ایجاد انگیزه‌های لازم در پیمانکار برای اجرای پروژه‌های پرریسک بالادستی صنعت نفت، در صورت وقوع شرایط مختلف اقتصادی نیز منافع طرفین قرارداد از همسویی بیشتری برخوردار باشد، امری که عامل مهمی درمورد پایبندی طرفین به اجرا و اتمام قرارداد به شمار می‌آید.

همچنین در الگوی قراردادی مشارکت در تولید نسبت به دو الگوی قراردادی آی پی سی و خدماتی عراق، مقادیر کمتری از ریسک های ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای به پیمانکار تحمیل می گردد و درعوض، ریسک های ناشی از کاهش قیمت نفت، افزایش هزینه‌های عملیاتی و افت تولید میدان بیشتری بر پیمانکار تحمیل می شود ولی با توجه به اینکه متقابلاً پیمانکار از منافع اقتصادی بالاتری نیز در ارتباط با افزایش قیمت نفت، کاهش هزینه های عملیاتی و تولید تحقق یافته از میدان بهره‌مند خواهد شد که می‌تواند انگیزه‌هایی در وی برای بهبود اقتصاد پروژه به واسطه بهبود تولید تجمعی میدان و کاهش هزینه‌های پروژه ایجاد کند، در نتیجه، توزیع منصفانه‌تر و بهینه‌تری از ریسک های فنی و اقتصادی میان طرفین قرارداد در این الگوی قراردادی صورت خواهد گرفت؛ بنابراین می توان گفت بدلیل انعطاف پذیری بیشتر نظام مالی الگوی قراردادی مشارکت در تولید، توزیع بهینه و منصفانه تری از ریسک در شرایط متغیر بازار نفت بین طرفین قرارداد مزبور بوجود آمده است لذا نظام مالی این الگوی قراردادی از کارآیی بالاتری نیز برخوردار می باشد.

براین اساس و با توجه به تجربه اخیر کشور عراق در استفاده از قراردادهای خدماتی بلندمدت، به نظر می‌رسد، استفاده از الگوی قراردادی مشارکت در تولید، حداقل برای میادین با شرایط سخت و پرخطر و میادین مشترک که در بهره برداری از آنها، عقب افتادگی‌های بالایی از کشورهای همسایه وجود دارد همچنان می تواند به عنوان راه حلی کارگشا مطرح باشد و باید به این نکته نیز توجه

داشت که با اعمال اصلاحاتی نظیر افزایش نرخ پایه حق‌الزحمه، سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار، برداشتن محدودیت‌های مربوط به بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، هرچند می‌توان انعطاف‌پذیری بیشتر و درنتیجه، کارآیی اقتصادی بالاتری را درمورد الگوهای قراردادهای خدماتی مثل آی پی سی فراهم آورده و آنها را به الگوی قراردادی مشارکت در تولید نزدیک کرد ولی شرکت های نفتی سرمایه گذار، همواره سعی می کنند تا ریسک‌های مورد انتظار را در برآوردهای خود از قیمت تمام شده پروژه لحاظ نمایند که در نهایت این امر، به تحمیل هزینه‌های گزاف به دولت منجر خواهد شد، به همین دلیل پیشنهاد می‌گردد، در بستر آخرین تحولات حقوقی و قانونی اعمال شده جهت به کارگیری انواع قراردادهای نفتی در دهه‌های اخیر، گام ها و اقدامات مؤثرتری همچون سایر کشورها از قبیل تصویب قانون قراردادهای مشارکت در تولید برای بهره گیری از این الگوی قراردادی در حوزه نفت و گاز کشور، صورت گیرد.

منابع و مآخذ

ابراهیمی، سید نصرالله و شیریجیان، محمد (۱۳۹۳). قراردادهای بالادستی نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت های قانونی و الزامات قراردادهای جدید. *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی*، دوره ۳، شماره ۱۰: ۳۹-۱.

امامی میبدی، علی (۱۳۹۷). شناسایی و اولویت بندی استراتژی های بهبود نظام تأمین مالی صنایع نفت و گاز ایران. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال پانزدهم، شماره ۶۲: ۳۵-۱۹.

امامی میبدی، علی؛ کاشانی، جواد؛ عبدلی، قهرمان؛ تکلیف، عاطفه و فتوحی، پریسا (۱۳۹۸). بررسی امکان همکاری با همسایگان جهت یکپارچه سازی میادین مشترک نفتی، با نگاهی به کشور عراق. *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال پانزدهم، شماره ۶۰.

امانی، مسعود و حمیدزاده، محمدحسین (۱۳۹۴). تحلیل حقوقی قراردادهای مشارکت در تولید در صنایع بالادستی نفت و گاز و قابلیت اعمال آن در حقوق ایران. *پژوهشنامه حقوق اسلامی*، سال شانزدهم، دوره ۴۱، شمارهٔ ۱: ۱۸۰-۱۵۱.

بهمئی، محمدعلی و زارع شیبانی، محمد (۱۳۹۷). نظم نوین نفتی ایران و بازتاب آن در طراحی الگوهای قراردادی پروژه های بالادستی صنعت نفت. *مجله مطالعات حقوقی*، دوره ۱۰، شماره ۳: ۲۹-۶۵.

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

حاجی میرزایی، سید محمدعلی؛ امامی میبدی، علی؛ حسینی، سید مهدی؛ ابراهیمی، محسن و علی سوری (۱۳۹۵). ارائه چارچوب نظری جهت ارزیابی قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی- مطالعه موردی: قراردادهای بیع متقابل ایران. *فصلنامه* مطالعات انرژی، سال دوازدهم، شماره ۵۱، زمستان ۹۵ : ۲۳۱-۱۸۱.

خالقی، شهلا (۱۳۹۱). *بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران (قراردادهای خدماتی)*. تهران: انتشارات مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، چاپ اول.

خواجوی؛ علی و کرمانشاه، محسن (۱۳۹۵). ارزیابی اثر قراردادهای نفتی عراق بر تولید و صادرات نفت این کشور. *ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف نفت و گاز*، شماره ۱۳۴: ۴۷-۴۱.

دهقانی، تورج (۱۳۹۳). *سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه های نفت و گاز*. تهران: انتشارات شرکت چاپ و نشر بازرگانی، چاپ اول.

درخشان، مسعود (۱۳۹۱). امنیت انرژی و تحولات آینده بازارهای نفت و گاز. *مجله راهبرد*، دوره ۲۱، شماره ۶۴: ۶۱.

شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳). حقوق نفت و گاز. تهران: بنیاد حقوقی میزان، چاپ دوم.

عامری، فیصل و راغفر، حسین (۱۳۹۶). مدیریت راهبردی قراردادهای نفتی مشارکت در تولید در چارچوب دو مدل مخاطرات اخلاقی و انتخاب نامناسب. *فصلنامه علمی پژوهشی مطالعات مدیریت راهبردی*، سال اول، شماره ۴: ۱۴۸-۱۲۱.

عامری، فیصل و شیرمردی دزکی، محمدرضا (۱۳۹۳). قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولید کننده نفت، تحلیلی بر مالکیت نفت، نظارت و مدیریت دولت میزبان و رژیم مالی قرارداد. *فصلنامه پژوهش حقوق خصوصی*، سال دوم، شماره ۶: ۱۰۷-۶۳.

کهن هوش نژاد، روح الله؛ منظور، داوود و امانی، مسعود (۱۳۹۵). ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۵، شماره ۱۸: ۲۱۷-۱۷۹.

کوتر، رابرت و یولن، تامس (۱۳۸۹) *حقوق و اقتصاد*. ترجمه یدالله دادگر و حامده اخوان هزاوه. تهران: انتشارت پژوهشکده اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس و انتشارات نور علم، چاپ چهارم: ۳۱۳-۲۶۲.

محمدی، شاپور؛ شیروی، عبدالحسین و مصطفوی، محمد (۱۳۹۹). تجزیه و تحلیل ریسک های فنی، مالی و حقوقی قراردادهای نفتی ایران از منظر سرمایه گذار و اثرات آن بر توجیه پذیری سرمایه گذاری در صنایع بالادستی نفت و گاز. رساله دفاع شده در دانشکده مدیریت دانشگاه تهران.

منظور، داوود؛ امانی، مسعود و کهن هوش نژاد، روح الله (۱۳۹۴). بررسی جایگاه حقوقی قرارداد مشارکت در تولید در قوانین نفت ایران. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۴، شماره ۱۵: ۲۱۷-۱۸۳.

نیکبخت، حمیدرضا و آرین، محمد (۱۳۹۴). طراحی الگوهای قراردادی جدید برای توسعه میادین هیدروکربوری ایران: بررسی و نقد قانون جدید وزارت نفت. *فصلنامه تحقیقات حقوقی*، پاییز، ۷۱ : ۱۲۰-۷۵.

Alqurashi, Zeyad A. (2005). International Oil and Gas Arbitration. Alexanders Gas and Oil connections.

Arora, S. (2012). Investment decision making in the upstream oil industry: an analysis. Available at SSRN 1983123.

Blins, Keith W. (2009). International Petroleum Exploration And Exploitation Agreements: Legal, Economic And Policy Aspects. Barrows Company.

Cameron, P. (2010). Managing The Politics Of Oil Reforms: Lessons From Iraq.

Cheng, C.; Wang, Z.; Liu, M. M., & Ren, X. H. (2019). Risk measurement of international oil and gas projects based on the Value at Risk method. *Petroleum Science*, 16(1): 199-216.

Duval, C.; Le Leuch, H.; Pertuzio, A.; Lang Weaver, J.; Anderson, O.; Doak Bishop, R., & Bowman, J. (2009). International Petroleum Exploration and

Exploitation Agreements: Legal, Economic & Policy Aspects. Barrows Company, Second Edition.

Jaffe, A.M. (2006). *Iraq's Oil Sector: Issues and Opportunities*. The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University.

Jalo Ismaila P. (2013) The rights to explore for and exploit petroleum. What manner of award of rights is best suited for the Iraqi petroleum industry? Centre for energy, petroleum and mineral law and policy, University of Dundee, CAR vol 16

Johnston, Daniel (2001). International Petroleum Fiscal Systems. Available at: www.un.org.kh/undp/images/stories/specialpages/extractiveindustries/docs/fiscal_systems_eng.pdf.

Kjemprud, A. (2004). General aspect of petroleum fiscal regimes, the bridge group AS, combodia December,P. 21.

Macmillan, F., & Hons, M. A. (2000). Risk, uncertainty and investment decision-making in the upstream oil and gas industry. Doctoral dissertation, Aberdeen University.

MEES (2012), Shahristani Eyes Extended Iraq Production Plateau Durations, , 23 April 2012.

MEES (2015). Iraq Seeks Chinese Funding For Crucial Water Injection Project, 58 (22): 29 May

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

Omorogbe, Yinka (1997). *The Oil and Gas Industry: Exploration and Production Contracts*. Malthouse Press:. 60

Thomas, W.Walde (1995). The current status of international petroleum investement: Regulating, licencing, taxing and contracting. *CEPM Journal*, University of Dudee, Vol. 1, No. 5, July, p.18.

Tordo, S. (2007). Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues. World Bank: Working Paper: 1-82.

Uqailit (2013). Anatomy Of Iraq`S Exploration Auction Bid Round 4," June 2013

Zhu,L., Zhang, Z., and Fan, Y.(2015). Overseas oil investment projects under uncertainty: How to make informed decisions?. *Journal of Policy Modeling*, 37(5): 742-762.

مدل های قراردادی

مصوبه هیأت وزیران درمورد شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز به شماره ۵۷۲۲۵/ت۵۳۳۶۷هـ 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/.