پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال هفتم، شماره ۲۸، پائیز ۱۳۹۷ صفحات ۱۶۹-۱۳۱

ارزیابی مقایسه‌ای عامل ریسک شرکت ملی نفت ایران در قراردادهای IPC، بیع‌متقابل و مشارکت در تولید[۱]

رضا عیوضلو[۲]
محمد صیادی[۳]
مسعود خادمی[٤]

تاریخ دریافت:۱۳۹۷/۰۹/۲۱ تاریخ پذیرش:۱۳۹۸/۰۳/۲۷

چکیده:

قراردادهای نفتی به عنوان اولین حلقه ارتباط بین دولت‌ها و شرکت‌های نفتی از اهمیت خاصی در تسهیم ریسک بین طرفین قرارداد برخوردار است. در همین راستا، هدف اصلی این پژوهش، ارزیابی مقایسه‌ای میزان ریسک (ریسک هزینه، ریسک تولید و ریسک قیمت) شرکت ملی نفت ایران در ترتیبات قراردادی بیع‌متقابل، قرارداد نفتی ایران (IPC) و مشارکت در تولید و در نهایت انتخاب قرارداد بهینه بر اساس عامل ریسک است. بر اساس نتایج آزمون رتبه‌ای ویلکاکسون، میانگین ارزش فعلی خالص (NPV) مربوط به شرکت ملی نفت در IPC بیش از ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای مشارکت در تولید می‌باشد. این در حالی است که NPV مربوط به دولت در IPC تفاوت معنی‌داری با ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای بیع متقابل ایران ندارد. سایر یافته‌های حاکی از آن است که بیشترین ریسک تحمیل شده به شرکت ملی نفت ایران ناشی از افزایش هزینه‌ها به ترتیب به قرارداد بیع متقابل، IPC و مشارکت در تولید مربوط است. علاوه بر این، ریسک کاهش تولید در بیع‌متقابل بیشتر از IPC و در قراردادهای جدید نفتی بیشتر از مشارکت در تولید است، به بیان دیگر کاهش تولید بیشترین تاثیر را در قرارداد بیع‌متقابل بر ارزش فعلی خالص دولت می‌گذارد. ریسک کاهش قیمت نفت برای شرکت ملی نفت نیز در قراردادهای بیع متقابل و IPC تفاوت معنی‌داری با یکدیگر نداشته و در عین حال از قرارداد مشارکت در تولید بیشتر است.

طبقه بندی JEL: Q48، C61، L21

کلیدواژه‌ها: ریسک، شرکت ملی نفت ایران، قرارداد، نظام مالی،ویلکاکسون

---

۱. نویسندگان آگاه هستند که عامل ریسک در زمان انتشار این مطالعه، در قراردادهای جدید نفتی ایران اعمال نمی‌گردد.

۲. استادیار و عضو هیئت علمی دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران eivazlu@ut.ac.ir
۳. استادیار و عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد، دانشگاه خوارزمی (نویسنده مسئول):oilgaseconomics@gmail.com
۴. کارشناسی ارشد دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران khademi.masoud@ut.ac.ir

۱. مقدمه

ترتیبات قراردادی به عنوان اولین حلقه ارتباط شرکتهای بینالمللی نفتی و کشورهای میزبان از اهمیت خاصی برخوردار است. این مسأله برای کشور ایران با توجه به نیاز به تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز و استفاده از دانش مدیریتی و توان تکنولوژیکی شرکت‌های بین‌المللی از اهمیت دو چندانی برخوردار است. بنا بر اعتقاد کارشناسان، صنعت نفت و گاز ایران به ۱۰۰ تا ۲۰۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری در میان‌مدت نیاز دارد. از این رو جمهوری اسلامی ایران در تلاش برای ترغیب شرکت‌های بین‌المللی نفت[1] برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز خود می‌باشد.[2]

نظام یا رژیم مالی[3] حاکم بر قراردادها از مهم‌ترین وجوه تمایز قراردادها با یکدیگر است. در واقع، نظام مالی حاکم بر قرارداد است که تعیین‌کننده چگونگی تقسیم عواید و درآمدهای ناشی از اجرای یک قرارداد نفتی بین دولت صاحب نفت و شرکت بین‌المللی است. نظام مالی بایستی به گونه‌ای طراحی شود تا ضمن تأمین اهداف مورد نظر شرکت طرف قرارداد، اهداف اقتصادی دولت میزبان را محقق کرده و منافع آن را بیشینه سازد (توردو[4]، ۲۰۰۷).).

طی ادوار مختلف در ایران تنها یک نوع قرارداد خدماتی به نام بیع‌متقابل انعقاد می‌شد خدماتی[5] به نام بیع‌متقابل[6] انعقاد می‌شد. در این حالی بود که این نوع قرارداد نفتی به زعم اغلب کارشناسان، به دلایل مختلف از جمله کوتاه‌مدت بودن و نیز تحمیل ریسک‌های زیاد به شرکت پیمانکار، نه تنها از جذابیت کافی برای شرکت پیمانکار برخوردار نبود، بلکه برای

---

1 .International Oil Companies (IOCs)

۲. در زمان نهایی کردن متن مقاله حاضر، دور جدید تحریم‌های نفتی ایالات متحده آغاز شده است، اما به منظور حفظ وحدت رویه در متن تحقیق و فراهم نمودن زمینه انجام مقایسه‌های مورد نیاز در ترتیبات قراردادی، فرض بر امکان انجام سرمایه‌گذاری توسط شرکت‌های خارجی در صنعت نفت کشور در نظر گرفته شده است.

3 .Fiscal Regime

4 .Tordo (2007)

5 .Service Contract

6 .Buy-back

شرکت ملی نفت نیز بهینه تلقی نمی‌شد (قندی و لین، ۲۰۱۲)[1]. بنا به دلایلی که در بالا ذکر شد و برای رفع مشکلات قراردادهای بیع‌متقابل در توسعه صنعت نفت و گاز کشور، قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)[2] طراحی و ارائه شد. ساختار کلی مدل مالی این قراردادها از نوع خدماتی با ریسک[3] است. در واقع در این قراردادها که تمام فازهای اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید را شامل می‌شود، برای اولین بار بعد از انقلاب اسلامی امکان حضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری فراهم شده است. به گونه‌ای که در صورت کشف میدان تجاری توسط پیمانکار، پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود. در این مرحله نیز به منظور اجرای عملیات، شرکت عملیات توسعه‌ای تشکیل شده و کلیه هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات توسعه در این مرحله، بر عهده شرکت نفتی خارجی بوده و تحت هدایت و راهبری آن اجرایی می‌شود (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶ الف). مهم‌ترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع‌متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است.

با توجه به اینکه ریسک موجود در قرارداد و نیز ارزش فعلی خالص[4] قرارداد از جمله فاکتورهای تعیین کننده میزان جذابیت و یا عدم جذابیت و نیز تسهیم منافع طرفین قرارداد است، هدف اصلی پژوهش حاضر، مدل‌سازی مالی قرارداد نفتی ایران (IPC)، مشارکت در تولید و بیع متقابل و مقایسه میزان ریسک موجود در این قراردادها و نیز مقایسه ارزش فعلی خالص حاصل از قرارداد برای شرکت ملی نفت ایران است. در واقع هدف پژوهش بررسی این موضوع است که کدام روش قراردادی کمترین ریسک را به شرکت ملی نفت تحمیل می‌نماید و کدام روش قراردادی بیشترین NPV را برای شرکت ملی نفت به همراه خواهد داشت. لازم به ذکر است که دلیل اصلی انتخاب این سه مدل قراردادی برای پژوهش این است که دو مدل قراردادی (بیع متقابل و IPC) بعد از انقلاب اسلامی در ایران بکار گرفته شده‌اند و قرارداد مشارکت در تولید نیز قرارداد مرسوم مورد استفاده در کشورهای بزرگ

---

1 .Ghandi, and Lin (2012)
2 .Iranian Petroleum Contract
3 .Risk Service Contract
4 .NPV (Net Present Value)

تولید کننده نفت می‌باشد. در واقع هدف از لحاظ قراردادهای PSC در مدلسازی تحقیق، فراهم نمودن امکان مقایسه عامل ریسک در قراردادهای مورد استفاده در ایران با قراردادهای PSC است تا به طور عمده آنچه که در مفاهیم اقتصاد انرژی به هزینه انحراف[1] از بهینگی معروف است در خصوص قراردادهای نفتی نیز قابل ارزیابی باشد.

در رابطه با ریسک موجود در قراردادهای نفتی نیز لازم به ذکر است که طرفین قرارداد قبل از انعقاد قرارداد سعی می‌کنند احتمال انحراف ارزش فعلی خالص حاصل از قرارداد را از میزان NPV پیش‌بینی شده اندازه‌گیری نمایند که در واقع همان ریسک قرارداد می‌باشد. در قراردادهای نفتی مختلف فاکتورهای زیادی از جمله تغییر قیمت، تغییرات میزان تولید، تغییرات میزان هزینه، اضافه برداشت شرکت پیمانکار نسبت به شرکت ملی نفت، نرخ بهره مالکانه، مالیات بر نفت فایده و غیره وجود دارد که می‌تواند باعث انحراف NPV از میزان پیش‌بینی شده شوند. در این پژوهش از میان فاکتورهای بی‌شمار ریسک، سه فاکتور اصلی قیمت، هزینه و میزان تولید مدنظر قرار گرفته شده است.

با عنایت به توضیحات فوق، سازماندهی مقاله حاضر بدین صورت است که پس از مقدمه، مروری بر مطالعات تجربی انجام می‌شود. بخش مبانی نظری پژوهش نیز به طور عمده به تبیین نظام مالی قراردادهای سه‌گانه اختصاص یافته است. در بخش چهارم تحت عنوان روش‌شناسی پژوهش، نحوه مدل‌سازی قراردادهای مختلف ارائه داده شده است. بخش پنجم به تجزیه و تحلیل یافته‌های پژوهش اختصاص دارد و در نهایت در بخش ششم به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری از پرداخته شده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1 .Cost of Deviation

۲. مروری بر مطالعات تجربی

مطالعات تجربی موجود در ادبیات موضوعی مربوط به این پژوهش را می‌توان به دو دسته اصلی تقسیم کرد:

دسته‌ای از مطالعات به بررسی آثار رژیم مالی بر مسیر بهینه استخراج منابع طبیعی، میزان غیر اقتصادی منابع نفت در جای باقی مانده و عمر مخزن پرداخته‌اند (صاحب‌هنر، ۱۳۹۶). این مسئله اولین بار توسط گری[1] (۱۹۱۴) مطرح گردید اما مقاله هوتلینگ[2] (۱۹۳۱) مرجع بعدی در این حوزه قرار گرفت. مطالعاتی همچون برنس[3] (۱۹۷۶) ، اولر[4](۱۹۷۹) داسگوپتا[5] و همکاران (۱۹۸۰)، هیپس و هلیول[6] (۱۹۸۵)، یوسل[7] (۱۹۸۶) و دیکون [8] (۱۹۹۳) نیز در همین خصوص انجام شده‌اند. این مطالعات کارایی اقتصادی یک ابزار مالی خاص را برای یک صنعت مورد بررسی قرار داده و به طور همزمان تاثیر ابزارها و پارامترهای مختلف قرارداد را مورد بررسی قرار نداده‌اند.

گروه دیگری از مطالعات به شبیه‌سازی مالی قراردادهای نفتی پرداخته‌اند. لازم به ذکر است، شبیه‌سازی شرایط مالی قراردادهای نفتی عمدتاً محدود و به طور کلی توسط مشاوران بین‌المللی جهت استفاده توسط شرکت‌های نفتی صورت گرفته است. از مقالات محدود منتشر شده در این حوزه می‌توان به مقالات ون مورز[9] (۲۰۰۹) لیو دانگ کان و نا یان (۲۰۱۰)[10] ژوژائو و همکاران (۲۰۱۲)[11] قندی و لین (۲۰۱۲)[12] اشاره نمود. ون مورز (۲۰۰۹) در مقاله خود به ارزیابی مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان رمیله عراق پرداخته است. لیو

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. Gray (1914)
2. Hotelling (1931)
3. Burness (1976)
4. Uhler (1979)
5. Dasgupta (1980)
6. Heaps and Helliwell (1985)
7. Yücel (1986)
8. Deacon (1993)
9. Van Meurs (2009)
10. Luo Dong-kun and Na Yan (2010)
11. Zhao (2012)
12. Ghandi and Lin (2012)

دانگ کان و نا یان (۲۰۱۰) در مقاله خود با اشاره به کاستی‌های شاخص دریافتی دولت به معرفی شاخص‌های مختلف جهت ارزیابی رژیم مالی قرارداد پرداخته و در انتها با استفاده از یک شاخص ترکیبی جذابیت قراردادهای نفتی را در ۱۱ کشور مختلف مورد بررسی و مقایسه قرار داده‌اند. ژوژائو و همکاران (۲۰۱۲) به مدل‌سازی نرخ بهینه تولید نسبت به آثار قراردادی در پروژه‌های توسعه میادین نفتی پرداخته‌اند.

در مبحث ریسک موجود در قراردادهای نفتی نیز می‌توان به مقاله ون گروننداال و مزرعتی (۲۰۰۶) [1] و قندی و کینثیا لین (۲۰۱۲) اشاره کرد. گروننداال و مزرعتی (۲۰۰۶) نیز به بررسی ریسک‌های موجود در قراردادهای بیع متقابل پرداختند، در این مقاله بیان می‌شود که شرکت‌های بین المللی نفت و گاز بر این باورند که اکثر ریسک‌های قرارداد را متحمل می‌شوند، در صورتی که سودعمده نصیب شرکت ملی نفت ایران می‌شود. در ادامه این مقاله به بررسی این ادعاها می‌پردازد و آن‌ها را تایید می‌کند. قندی و کینثیا لین (۲۰۱۲) ریسک‌های موجود در قراردادهای بیع متقابل ایران را با مطالعه موردی میدان‌های سروش و نوروز مورد بررسی قرار می‌دهند. به عنوان مثال به بررسی اثر تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای بر نرخ بازده شرکت‌های بین‌المللی نفت می‌پردازند و به این نتیجه می‌رسند که افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای باعث کاهش نرخ بازده پیش‌بینی شده در قرارداد و کاهش هزینه‌های سرمایه ای باعث افزایش نرخ بازده پیش‌بینی شده در قرارداد برای شرکت‌های بین المللی می‌شود.

در خصوص مطالعات داخلی نسبتاً اندک، می‌توان به مطالعه منظور و همکاران (۱۳۹۵) اشاره کرد که در مطالعه‌ای به ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید پرداخته‌اند. مقایسه میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی براساس ارزش فعلی خالص دریافتی در پروژه‌های مورد مطالعه نشان می‌دهد، انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز، فروزان و اسفندیار نسبت به بیع متقابل برای کشور میزبان (ایران) می‌توانست مطلوب‌تر و کم هزینه‌تر باشد.

---

1 .Van Groenedaal and Mazraati (2006)

بهادری (۱۳۹۵) تأثیر اعمال الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران را بر توسعه میادین نفت و گاز کشور مورد بررسی قرار داده است که بر اساس نتایج پژوهش، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران برای هر دو نوع میدان گازی بزرگ و کوچک، در صورت عقد قرارداد خدماتی صرف بیشتر است، اما برای میادین نفتی، خالص ارزش فعلی این شرکت در IPC برای میادین کوچک بیشتر از قرارداد خدماتی صرف است. در مورد میادین نفتی بزرگ نتیجه عکس حاصل شده است.

صاحب‌هنر و همکاران (۱۳۹۶ ب) نیز با بررسی مؤلفه‌های اقتصادی رژیم مالی قراردادهای نفتی ایران (IPC) به شبیه‌سازی مالی این نوع از قراردادها پرداخته‌اند. مهمترین خروجی مدل این است که سهم پیمانکار بسیار اندک است (حدود ۳ درصد در حالت تنزیل شده) و نرخ بازده داخلی پیمانکار همزمان با افزایش قیمت نفت از میزان مشخصی (۱۴/۶ درصد) نمی‌تواند فراتر برود که بیانگر حفظ ماهیت خدماتی قرارداد است. همچنین بر اساس نتایج به دست آمده، نرخ دستمزد مهمترین عاملی است که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت سرمایه در اختیار سرمایه گذار است، لذا باید در انتخاب نرخ پایه دستمزد توجه کافی صورت گیرد.

کهن هوش‌نژاد و همکاران (۱۳۹۷) در یک پژوهش مبتنی بر تحلیل مقایسه‌ای چنین نتیجه می‌گیرند که به لحاظ اقتصادی، رژیم مالی قراردادها از دو منظر کارآمدی نظام طراحی شده و میزان سهم بری (واقعی) طرفین از پروژه قابل مقایسه است. مقایسه قراردادهای بیع متقابل با قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) از دو منظر ملاحظات اقتصادی کارآمد بودن رژیم مالی و میزان واقعی سهم‌بری پیمانکار خارجی حاکی از کارآمدتر بودن نظام مالی قرارد IPC (به استثنای نظام مالیاتی) نسبت به بیع متقابل و مطلوب‌تر بودن و کم‌هزینه‌تر بودن آن برای کشور میزبان (ایران) است.

دیباوند و همکاران (۱۳۹۷) در مطالعه‌ای به مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی پرداخته‌اند. در این پژوهش تفاوت‌های دو مدل قراردادی یادشده از منظر توزیع منافع ناشی از استخراج گاز در فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی مورد بررسی قرار گرفته است. این پژوهش

از طریق شبیه‌سازی مالی دو مدل قراردادی و مقایسه خروجی‌های آن انجام می‌شود. نتایج نشان می‌دهد، عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل در طول دوره برداشت از فازهای۴ و ۵ پارس جنوبی در مقادیر جاری و تنزیل شده به ترتیب حدود ۲۹٪ و ۱۱٪ بیش از مدل جدید قراردادی است. اما اگر در مدل بیع-متقابل، همزمان با تسویه کامل پیمانکار، افت تولید سالانه بیش از ۳٪ از میدان آغاز گردد، که در این صورت انتخاب مدل جدید قراردادی از منظر ایجاد منافع مالی برای دولت نسبت به بیع‌متقابل ارجحیت پیدا می‌کند.

وجه تمایز اصلی پژوهش حاضر با سایر مطالعات مورد بررسی در ادبیات پژوهش را می‌توان به تأکید بر عامل ریسک در مدلسازی رژیم مالی و مقایسه این عامل برای شرکت ملی نفت ایران در سه مدل قراردادی بیع متقابل، مشارکت در تولید و IPC است. علاوه بر مقایسه میزان ریسک موجود در این قراردادها، با استفاده از آزمون رتبه‌ای ویلکاکسون، به مقایسه ارزش فعلی خالص حاصل از قراردادهای مختلف برای شرکت ملی نفت ایران نیز پرداخته شده است.

۳. مبانی نظری

رژیم‌های مالی مختلفی از جمله مشارکت در تولید، امتیازی و خدماتی در صنعت نفت و گاز دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد که در شکل (۱) نوع رژیم‌های مالی مورد استفاده در مناطق مختلف جغرافیایی قابل مشاهده است. بر اساس اطلاعات شکل (۱)، رژیم‌های مالی مشارکت در تولید و امتیازی بیشترین استفاده را در کشورهای مختلف به خود اختصاص می‌دهند. به طور کلی، قراردادهای امتیازی بیشتر در قاره آمریکا کاربرد دارد و قرارداد مشارکت در تولید نیز به طور عمده در آسیا، اروپا و افریقا مورد استفاده قرار می‌گیرد. دامنه جغرافیایی استفاده از قراردادهای خدماتی نیز محدود (به طورخاص در ایران) است. در همین راستا، در این بخش در ابتدا رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید تشریح شده و در ادامه رژیم

مالی قراردادهای بیع متقابل و در پایان نیز رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران تشریح خواهند شد.

شکل ۱- نوع رژیم مالی نفتی مورد استفاده در مناطق مختلف دنیا

منبع: وود مکنزی، ۲۰۱۷[1]

فارغ از نوع قرارداد نفتی، مفاد قراردادهای نفتی به طور عمده از چند بخش به شرح زیر تشکیل می‌شوند:

- شروط حقوقی که کاملاً حاوی مباحث ماهوی حقوقی بوده و فاقد جنبه‌های فنی، مهندسی و تکنولوژی هستند؛ مانند مصادیق فورس ماژور، تضامین، داوری، قوانین حاکم و غیره؛

- شروط فنی و مهندسی که به تنظیم اصول تخصصی پروژه مهندسی مخزن، مطالعات لرزه‌نگاری، حفاری، چاه‌آزمایی، تعمیر چاه و غیره می‌پردازند؛

- شروط مالی و حسابداری که به ثبت و ضبط هزینه‌ها و نظارت بر آن‌ها از یک سو و سازوکار بازیافت هزینه‌ها و دریافت سود سرمایه‌گذاری یا حق‌الزحمه بر حسب نوع قرارداد از سوی دیگر اختصاص دارد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۶۷۹). با توجه به هدف اصلی

1 .Wood Mackenzie (2017)

تحقیق، در ادامه نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۳-۱. نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید

نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید به طور خلاصه در نمودار (۱) آورده شده است. لازم به ذکر است که از نظر اولویت‌بندی، در ابتدا بهره مالکانه پرداخت می‌شود، بعد از آن نفت هزینه و در نهایت نیز نفت فایده تقسیم می‌شود.

ذکر این نکته نیز ضروری است که هر چند استفاده از این شیوه قراردادی بر اساس قوانین بالادستی کشور در صنعت نفت امکان‌پذیر نیست، اما مدلسازی آن در این تحقیق این امکان را فراهم می‌کند تا با مقایسه قرادادهای مختلف با یکدیگر، امکان محاسبه تفاوت در میزان ریسک بیشتری که به دلیل نوع قرارداد به کار گرفته شده به کشور تحمیل می‌شود، فراهم خواهد شد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

نمودار (۱): نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید

منبع: توردو[1] (۲۰۰۷)

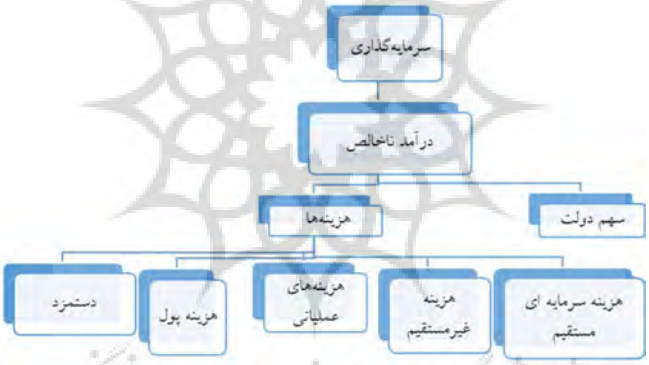
۳-۲. نظام مالی قراردادهای بیع متقابل

نظام مالی قرارداد بیع متقابل به صورت خلاصه در نمودار ۲ آورده شده است. ارکان مالی قراردادهای یاد شده شامل هزینه سرمایه‌ای، هزینه غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های تامین مالی پروژه، هزینه‌های عملیاتی و دستمزد می‌شود.

1. Tordo (2007)

بر اساس توافق انجام شده در خصوص نرخ بازگشت سرمایه، هزینه‌های نفتی شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، عملیاتی[1] و هزینه‌های بانکی و دستمزد[2] در اقساط مساوی پرداخت می‌شود اما هزینه‌های عملیاتی، مطابق آنچه که در قرارداد تعریف شده است و طی مدت ۳ ماه بعد از تأیید صورتحساب‌ها توسط شرکت ملی نفت باز پرداخت می‌شود.

در رابطه با ریسک‌های قیمت، میزان تولید و میزان هزینه‌ها می‌توان گفت با توجه به این که در قرارداد بیع متقابل حضور پیمانکار به صورت کوتاه‌مدت می‌باشد، در نتیجه افزایش یا کاهش قیمت نفت تأثیر چندانی بر عواید پیمانکار نداشته و ریسک قیمت متوجه شرکت ملی نفت است. در رابطه با ریسک هزینه‌ها نیز با توجه به این که معمولاً هزینه‌ها میزان مشخص و از پیش تعیین شده‌ای می‌باشند، لذا به نظر می‌رسد ریسک افزایش هزینه‌ها متوجه شرکت پیمانکار می باشد و اثر افزایش یا کاهش تولید نیز بیشتر متوجه شرکت ملی نفت است.



نمودار (۲) : نظام مالی قرارداد بیع متقابل
منبع: صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. Petroleum Cost
2. REM

۳-۳. نظام مالی قراردادهای جدید نفتی ایران

به طور مشخص ساختار کلی مدل قراردادهای جدید نفتی از نوع خدماتی با ریسک است. در این قراردادها امکان حضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری نیز فراهم شده است. همچنین به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی با تایید شرکت ملی نفت ایران، به عنوان شریک فنی در کنار پیمانکار خارجی قرار می‌گیرد.

مهم‌ترین وجوه تمایز این قراردادها نسبت به قراردادهای بیع متقابل، بلندمدت بودن طول دوره قرارداد و حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری است. همچنین بر خلاف گذشته پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان شناور است و نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت خام و نوع میدان تعدیل می‌شود. البته همانند قرارداد بیع متقابل پرداخت کلیه مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد. هر چند طبق ماده ۶-۳ مصوبه هیات دولت در این زمینه، مقرر شده است در صورت عدم کفایت عواید میدان جهت بازپرداخت مطالبات پیمانکار در سال‌های انتهایی قرارداد، دوره بازپرداخت تمدید گردد و به نوعی بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار تضمین شده است. هم چنین برخلاف قراردادهای بیع متقابل که هزینه‌های سرمایه‌ای از ابتدا مقداری مشخص و ثابت می‌باشد در قراردادهای جدید نفتی این هزینه‌ها به طور سالانه و بر اساس رفتار میدان و از طریق مذاکره تعیین می گردند. ساختار مالی این قراردادها شامل درآمد دولت و نفت هزینه می‌شود که نفت هزینه شامل این موارد می‌باشد: هزینه سرمایه‌ای مستقیم (DCC)[1]، هزینه غیر مستقیم (IDC)[2]، هزینه پول (COM)[3]، هزینه عملیاتی و دستمزد (OPEX).

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1 .Direct Capital Cost
2 .Indirect Capital Cost (IDC)
3 .Cost of Money (COM)

جدول (۱): تفاوت در رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و IPC

متغیرهای رژیم مالی قرارداد	مشارکت در تولید	بیع متقابل	IPC
بازپرداخت هزینه‌ها	- کسر بهره مالکانه از عواید میدان در هر دوره، صرف‌نظر از هزینه‌های صورت گرفته- وجود سقف بازپرداخت هزینه‌ها بر اساس نسبت مشخصی از عایدات میدان منهای بهره مالکانه - تعلق سهم مشخصی از نفت فایده به شرکت خارجی بعد از کسر بهره مالکانه و نفت هزینه - تعلق مالیات به سود پیمانکار در هر دوره	-وجود سقف بازپرداخت هزینه‌ای سرمایه‌ای - بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، بانکی و پاداش پیمانکار طی اقساط ۵ تا ۷ ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه - بازپرداخت مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیرمستقیم به پیمانکار	- عدم وجود سقف هزینه در هنگام عقد قرارداد - بازپرداخت هزینه‌ای سرمایه‌ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله و بازپرداخت سایر هزینه‌ها به همراه پاداش پیمانکار از محل ۵۰ درصد عواید میدان - زمان شروع پرداخت بعد از رسیدن به تولید اولیه - تعلق هزینه‌های بانکی تنها به هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم و تأخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار - بازپرداخت مالیات پرداخت شده تحت عنوان هزینه‌های غیرمستقیم به پیمانکار
بازپرداخت دستمزد	-سهیم بودن شرکت نفتی در سود حاصل از میدان - تعدیل سهم شرکت خارجی از نفت فایده بر اساس مکانیزم‌های مختلف مانند نرخ بازدهی ROR و نرخ تولید روزانه	- مشخص شدن میزان پاداش در ابتدای عقد قرارداد به صورت ثابت - عدم تعلق پاداش تعیین شده به پیمانکار در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی - ماندگاری تولید در سطح پلاتو طی دوره مشخص شده ملاک تخصیص پاداش به پیمانکار	- پرداخت پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه (فی در هر بشکه) - تعدیل نرخ پاداش (فی) بر اساس عوامل مختلف (از جمله قیمت نفت، میزان ریسک، عامل R) در هر دوره

مأخذ: صاحب‌هنر و همکاران، ۱۳۹۶

با توجه به هدف پژوهش حاضر، نحوه تبیین مفهوم ریسک در قراردادها از اهمیت خاصی برخوردار است. در خصوص مفهوم ریسک در قراردادهای نفتی، می‌توان به برخی از مطالعات موجود در این زمینه مراجعه کرد: به طور مثال، بوهرن و اکرن[1] (۱۹۸۷) در یک دسته‌بندی کلی ریسک دولت‌ها را به ریسک‌های خرد و کلان تقسیم می‌کنند. مهم‌ترین ریسک اقتصاد کلان، ریسک درآمد است که تابعی از قیمت نفت و نرخ ارز است. ریسک

1 .Bohern and Ekern (1987)

خرد دولت‌ها، ریسک هزینه و تولید از میادین نفتی است. هر چند این ریسک نیز بین پروژه‌های مختلف توسعه و تولید میادین نفت و گاز قابل توزیع است، اما بایستی بخشی از آن در چارچوب رژیم‌های مالی به پیمانکار منتقل گردد.

در یک دسته‌بندی دیگر، کمپ و استفان[1] (۱۹۹۹)، دو ریسک اصلی برای هر پروژه نفت و گاز تحت عنوان ریسک هزینه[2] و ریسک تکمیل پروژه[3] بر می‌شمرد. در صورت اتخاذ سازوکار پاداش و جریمه در قراردادهای نفتی، ریسک کارفرما و پیمانکار هر دو افزایش می‌یابد. لذا کیفیت توزیع ریسک بین طرفین قرارداد تأثیر قابل توجهی بر هزینه قرارداد دارد. علاوه بر این، ون گرونندال و مزرعتی (۲۰۰۶) در مطالعه‌ای، ریسک‌هایی که شرکت‌های بین‌المللی نفت در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل با آن روبه‌رو هستند را به صورت زیر برشمرده‌اند:

- ریسک کاهش قیمت نفت
- افزایش هزینه‌ها به میزان بیش از هزینه‌های برآوردی اولیه
- تأخیر در اجرای عملیات و ساخت تجهیزات
- عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی
- قطع تولید به دلیل خطرات احتمالی
- هزینه‌های عملیات و نگهداری بالاتر از حد انتظار

همچنین ریسک‌هایی که شرکت ملی نفت (کشور میزبان) با آن روبه‌رو است عبارتست از:

- افزایش تولید میدان به صورت غیربهینه توسط شرکت بین‌المللی به منظور تسویه هزینه‌ها
- تخمین بیش از حد هزینه‌ها به منظور افزایش پاداش و هزینه‌های بانکی.

همان‌گونه که ملاحظه می‌شود، می‌توان مبناهای مختلفی برای ارزیابی ریسک قراردادهای نفتی در نظر گرفت که این مسأله می‌تواند با توجه به هدف اصلی هر پژوهش تعیین گردد. در جمع‌بندی مطالب این بخش و با توجه به هدف ترسیم‌شده برای این پژوهش،

---

1 .Kemp and Stephen (1999)
2 .Cost Risk
3 .Project Completion Risk

در یک دسته‌بندی کلی ریسک‌های قراردادهای نفتی را به ریسک‌های پیمانکار (شرکت‌های بین‌المللی نفتی) و ریسک‌های دولت یا شرکت‌های ملی نفت تقسیم شده است. در این پژوهش از میان متغیرهای بی‌شمار ایجاد ریسک در قراردادهای نفتی برای طرفین، تغییر در متغیرهای قیمت نفت، میزان تولید سالیانه و تغییر در مجموع هزینه‌ها به عنوان متغیرهای مهم اثرگذار بر سودآوری طرفین قرارداد مورد توجه قرار گرفته است.

٤. روش‌شناسی پژوهش

در این بخش ابتدا مدلسازی مالی قراردادهای مختلف نفتی ارائه می‌شود. سپس در بخش دوم، داده‌ها و پارامترهای پژوهش معرفی می‌شود.

٤-١. مدلسازی مالی قرارداد جدید نفتی ایران (IPC)

نظام مالی قراردادهای جدید نفتی از دو بخش تشکیل شده است: نفت هزینه و سهم دولت از درآمدهای نفتی، که نفت هزینه خود از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم، هزینه‌های پول، هزینه‌های عملیاتی و دستمزد تشکیل شده است. لازم به ذکر است که مدت این قرارداد ۲۱ ساله در نظر گرفته شده است. در این قسمت نحوه مدل‌سازی برخی از قسمت‌ها شرح داده شده است:

محاسبه دستمزد: در قراردادهای جدید نفتی ایران محاسبه دستمزد تابع چند عامل می‌باشد. معیارهای اصلی در تعیین دستمزد، قیمت نفت می باشد. لذا در ابتدا یک دستمزد پایه به ازای تولید هر بشکه نفت در نظر گرفته شده سپس با توجه به تغییرات قیمت این دستمزد پایه اصلاح گردیده است.

جدول (۲): مبالغ دستمزد پایه و اولیه بر حسب دلار بر بشکه

مبالغ دستمزد پایه و اولیه بر حسب دلار بر بشکه		
دستمزد پایه	دلار / بشکه	۱
دستمزد اولیه	دلار / بشکه	۱

منبع: مفروضات پژوهش

جدول (۳) نحوه تعدیل دستمزد پایه بر اساس قیمت نفت در بازار

نحوه ی تعدیل دستمزد پایه بر اساس قیمت نفت در بازار	
قیمت	دستمزد
کمتر از ۳ دلار بر بشکه	۱
بین ۳ تا ۴ دلار بر بشکه	۱/۱
بین ۴ تا ۵ دلار بر بشکه	۱/۲
بین ۵ تا ۷ دلار بر بشکه	۱/۴
بیش از ۷ دلار بر بشکه	۱/۶

منبع: مفروضات پژوهش

مجموع درآمدها: پس از محاسبه هزینه های واقعی صورت گرفته، باید مجموع درآمدهای شرکت‌های بین‌المللی در هر سال محاسبه گردند. برای محاسبه مجموع درآمدها، فرمول زیر را پیاده‌سازی می‌نماییم:

$$TI_{IOC} = MIN(\Sigma((R + CR) + DP \times (1 + IR)), M) \quad (۱)$$

در این فرمول TIIOC [۱]، مجموع درآمدهای شرکت بین‌المللی در هر سال، R[۲] ، دستمزد شرکت بین‌المللی در هر سال، CR[۳]، هزینه‌های قابل پوشش در هر سال، DP[۴]، پرداخت‌های معوق از دوره‌های قبل، IR [۵] نرخ بهره و M حداکثر مبلغ قابل اختصاص به پیمانکار در هر سال می‌باشد.

جریان نقدی خالص شرکت بین المللی:

$$CF_{IOC} = TI_{IOC} - RC \quad (۲)$$

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. Total Income
2. Revenue
3. Cost Recover
4. Deferred Payments
5. Interest Rate

CF[1] جریان نقدی شرکت بین‌المللی و RC[2]، هزینه‌های واقعی شرکت بین‌المللی می‌باشد، لازم به ذکر است پس از این که جریان نقدی خالص شرکت بین‌المللی محاسبه گردید، می‌توان جریان نقدی خالص را برای شرکت بین‌المللی محاسبه نمود.

برای محاسبه جریان نقدی دولت از فرمول زیر استفاده می شود:

$$CF_{GOV} = TI - TI_{IOC} \quad (۳)$$

در این رابطه، CFGOV جریان نقدی مربوط به دولت در هر سال، TI مجموع درآمدهای حاصل از فروش نفت میدان در هر سال و TIIOC، مجموع درآمدهای شرکت بین‌المللی در هر سال می‌باشد.

٤-۲. مدلسازی مالی قراردادهای بیع متقابل ایران

مفروضات و پارامترهای اقتصادی در نظر گرفته شده برای مدلسازی قراردادهای بیع متقابل شبیه قراردادهای جدید نفتی ایران بوده و تنها مراحل مدلسازی مشابه می‌باشد. تفاوت‌های مدل‌سازی به شرح زیر است:

میزان تولید: در قراردادهای جدید نفتی ایران، یک ضریب اضافه برداشت برای شرکت‌های بین‌المللی از سال هشتم به بعد در نظر گرفته می‌شد ولی در قراردادهای بیع متقابل این ضریب در نظر گرفته نمی‌شود، زیرا قراردادها کوتاه‌مدت می‌باشند.

قراردادهای جدید نفتی ایران ۲۱ ساله در نظر گرفته می‌شوند ولی قراردادهای بیع متقابل ۷ ساله در نظر گرفته می‌شوند.

در قراردادهای جدید نفتی ایران، ضریب تغییر در هزینه‌های قابل پوشش و واقعی در نظر گرفته شده است در حالی‌که در قراردادهای بیع متقابل، ضریب تغییر در هزینه‌ها فقط برای هزینه‌های واقعی در نظر گرفته می‌شود.

1 .Cash Flow
2 .Real Cost

در قراردادهای جدید نفتی ایران، هزینه بهره فقط به هزینه‌های غیر مستقیم و معوقات تعلق می‌گیرد در حالی که در قراردادهای بیع متقابل به تمام هزینه‌های نقدی از جمله هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های عملیاتی بهره تعلق می‌گیرد.

دستمزد در قراردادهای جدید نفتی ایران میزانی متغیر می‌باشد که تابع قیمت و عامل R است ولی در قراردادهای بیع متقابل دستمزد مقدار ثابتی داشته و برابر با نصف هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته شده است.

در قراردادهای جدید نفتی ایران پرداخت‌ها در سال‌های مختلف متفاوت است اما در قراردادهای بیع متقابل پرداخت‌ها به صورت اقساط مساوی می‌باشند، مگر این که مبلغ اقساط از سقف تعیین شده بیشتر باشد که در این صورت به اندازه حداکثر مبلغ قابل پرداخت به پیمانکار پرداخت می‌شود.

٤-۳. مدل‌سازی قراردادهای مشارکت در تولید

جدول (٤): پارامترهای اقتصادی پژوهش

پارامترهای اقتصادی		
هزینه ی پول	٪٦	لایبور به علاوه مقدار توافقی
هزینه های غیر مستقیم	٪۱۵	نسبت به هزینه های سرمایه ای مستقیم
نرخ تنزیل	٪۱۰	
سقف پرداخت سالانه به شرکت بین المللی	٪۵۰	
نسبت هزینه چاه به Capex	۰/۷	
نسبت هزینه تجهیزات روی سطحی به	۰/۳	
هزینه های غیر مستقیم (واقعی) (IDC)	٪۱۵	نسبت به هزینه های سرمایه ای مستقیم
سهم دولت از نفت فایده	٪٦۰	نسبت به نفت فایده
سهم پیمانکار از نفت فایده	٪٤۰	نسبت به نفت فایده
هزینه ی پول (واقعی)	٪٦	

منبع: صاحب‌هنر و همکاران، ۱۳۹۶ و مفروضات پژوهش

میزان تولید: بر خلاف قراردادهای جدید نفتی ایران اضافه برداشت تا سال‌های پایانی در نظر گرفته می‌شود.

نحوه محاسبه قیمت، درآمدها و حداکثر مبلغ قابل اختصاص به پیمانکار نیز مشابه قراردادهای جدید نفتی ایران می‌باشد.

بهره مالکانه: پس از محاسبه موارد فوق، بهره مالکانه برای سال‌های مختلف قرارداد محاسبه می‌شود، برای بهره مالکانه نیز یک ضریب تغییر در نظر گرفته شده که در واقع بازه‌ای از مقادیر امکان پذیر برای بهره‌مالکانه را در بر می‌گیرد.

درآمد خالص پس از کسر بهره مالکانه[1]: عبارتست از درآمدها منهای بهره مالکانه[2]

$$TIARO = TI - RO \qquad (۴)$$

هزینه‌های پروژه (نفت هزینه)، جریان نقدی خالص پروژه قبل از مالیات و هزینه پول همانند قراردادهای جدید نفتی ایران محاسبه می‌شود.

نفت فایده: عبارتست از درآمدهای نفتی منهای بهره مالکانه و نفت هزینه.

$$PO = TI - RO - CO \qquad (۵)$$

$$PO_{IOC} = 0.4\ PO \qquad (٦)$$

$$PO_{GOV} = 0.6\ PO + 0.3\ PO_{IOC} \qquad (۷)$$

PO [3] نفت فایده، RO بهره مالکانه، CO [4] نفت هزینه، POIOC سهم شرکت بین‌المللی از نفت فایده و POGOV، سهم دولت از نفت فایده می‌باشد.

جریان نقدی شرکت‌های بین‌المللی: برای محاسبه این مقدار باید هزینه‌های واقعی و مجموع درآمدهای پیمانکار در اختیار باشد. هزینه‌های واقعی مانند قبل مدل شده است، مجموع درآمدها در قرارداد مشارکت در تولید از مجموع پوشش هزینه‌ها به علاوه "سهم پیمانکار

---

1 .Royalty
2. Total income after royalty
3. Profit Oil
4. Cost Oil

از نفت فایده پس از کسر مالیات" تشکیل می شود که نحوه محاسبه آن مانند قراردادهای جدید نفتی ایران انجام می‌شود.

$$CFIOC= TIIOC – RC \quad (۸)$$

جریان نقدی خالص دولت:.

$$CFGOV= TI – TIIOC \quad (۹)$$

در این فرمول CFGOV جریان نقدی دولت، TI کل درآمد حاصل از فروش نفت و TIIOC درآمد شرکت بین المللی از فروش نفت می‌باشد.

٤-٤. آزمون ویلکاکسون

با توجه به اینکه این مطالعه در صدد است تا فرضیه‌هایی را مورد آزمون قرار دهد که بر اساس آن دو جامعه آماری مورد مقایسه قرار می‌گیرند، لذا می‌توان از آزمون های مقایسه‌ای استفاده نمود. علاوه بر این، از آنجایی که جوامع مورد برر سی دارای توزیع غیر نرمال می‌باشند، بایستی از روش‌های ناپارامتریک برای آزمون فرضیه‌ها استفاده نمود. با توجه به موارد اشاره شده آزمون ویلکاکسن می‌تواند این مسأله را مورد آزمون قرار دهد. در آزمون ویلکاکسن محقق به دنبال آزمون کردن این فرضیه است که آیا نمونه‌ها از جامعه‌های پیوسته "یکسانی" هستند (میانگین‌های یکسانی دارند) در مقابل این فرضیه که جامعه‌ها یکسان نیستند (میانگین‌های متفاوتی دارند) می‌باشد.

در این روش می‌خواهیم فرض یکسانی دو جامعه را با توجه به نمونه‌های گرفته شده از دو جامعه آزمون کنیم. مراحل کار بدین صورت است که ابتدا تمام مقادیر نمونه را به ترتیب صعودی مرتب می‌کنیم و سپس به آن‌ها رتبه‌های ۱و۲ و... می دهیم. سپس مجموع رتبه‌های هر یک از دو نمونه را به دست آورده، آن ها را با R_1 و R_2 نشان می‌دهیم. اگر اختلاف قابل توجهی بین میانگین‌های دو جامعه موجود باشد، اغلب رتبه‌های پایین به احتمال زیاد مربوط به مقادیر یک نمونه و رتبه‌های بالا به احتمال زیاد مربوط به مقادیر نمونه دیگر خواهد بود. چنانچه تعداد نمونه‌های جامعه‌های اول و دوم را با n_1 و n_2 نشان دهیم در این صورت:

$$R1 + R2 = \frac{(n_1+n_2)(n_1+n_2+1)}{2} \quad (۱۰)$$

خواهد بود (جمع جبری n عدد صحیح مثبت با شروع از یک برابر است با $\frac{n(n+1)}{2}$.

در عمل از آماره‌های u_1 و u_2 استفاده می‌شود که عبارتند از:

$$u1 = R1 - \frac{n_1(n_1+1)}{2} \quad (۱۱)$$

و

$$u2 = R2 - \frac{n_2(n_2+1)}{2} \quad (۱۲)$$

و یا از آماره $Min(u_1,u_2)$ استفاده می‌شود. آزمون‌های حاصل مبتنی بر R_1 و R_2 هستند و این مزیت را دارند که در تشـــکیل جدول مقادیر بحرانی انعطاف‌پذیری بیش‌تری از خود نشان می‌دهند.

وقتی n_1 و n_2 هر دو بزرگتر از ۸ باشـــند توزیع u_1 (یا توزیع u_2) تقریباً نرمال اســـت و برای انجام آزمون به امید ریاضی و واریانس u_1 (و یا u_2) نیاز داریم. تحت فرض صفر، میانگین ها و واریانس های u_1 و u_2 عبارتند از :

$$E(u1) = E(u2) = \frac{n_1 n_2}{2} \quad (۱۳)$$

$$V(u1) = V(u1) = \frac{n_1 n_2 (n_1+n_2+1)}{12} \quad (۱۴)$$

$$Z = \frac{u_1 - E(u_1)}{V(u_1)} \quad (۱۵)$$

با توجه به متغیرهایی که وجود دارد، جامعه مورد بررسی شـامل تمامی NPV هایی اسـت که ممکن اســـت برای یک قرارداد خاص به وقوع بپیوندد. به بیان دیگر برای هر یک از متغیرهای موجود یک بازه انتخاب می‌شـود که این امر باعث می‌شـود NPV بتواند مقادیر مختلفی به خود بگیرد. این مقادیر در واقع جامعه‌ای از مقادیر ممکن برای NPV به وجود می‌آورند.

برای ایجاد نمونه ما بایستی چند سناریوی مختلف را با استفاده از متغیرهای موجود به صورت تصادفی تولید نمود. همچنین باید توجه داشت که این داده‌ها باید محدود به بازه‌هایی باشند که برای متغیر ها از قبل تعیین شده است. سپس با توجه به این که این داده‌ها به صورت تصادفی ایجاد شده‌اند، می‌توان از NPV های حاصل از این داده‌ها به عنوان نمونه تصادفی استفاده نمود.

٤-٥. داده‌ها و پارامترهای پژوهش

در این پژوهش به طور کلی از متغیرهای قیمت، تولید، هزینه، نرخ بهره مالکانه، مالیات بر نفت فایده و اضافه برداشت نسبت به شرکت ملی نفت استفاده شده است. از آنجایی که در این پژوهش از داده‌های واقعی قیمت استفاده شده است ولی در واقعیت در زمان عقد قرارداد هیچکدام از طرفین قرارداد از قیمت نفت و گاز در آینده اطلاعی ندارند لذا برای مدلسازی قرارداد ناگزیر به پیش‌بینی قیمت است. در این پژوهش بازه‌ای از قیمت‌ها در نظر گرفته شده است که با توجه به تحقیقات صورت گرفته از خبرگان معقول به نظر می‌رسد. نحوه به‌کارگیری این بازه نیز بدین صورت است که چنانچه قیمت‌ها در سال‌های مختلف در بازه ۱۰٪ بیشتر و یا کم‌تر از قیمت‌های واقعی پیش‌بینی می‌شد چه تأثیری روی ارزش فعلی خالص داشت؟ در جدول (۵) نیز پارامترهای اقتصادی در نظر گرفته شده در پژوهش ارائه شده است. لازم به ذکر است، شبیه‌سازی‌های پژوهش بر اساس اطلاعات یکی از میادین نفتی فعال کشور صورت گرفته است.[۱]

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱. این میدان نفتی در محدوده شهرستان گچساران، استان کهگیلویه و بویراحمد و در فاصله ۲۲۰ کیلومتری از جنوب شرقی اهواز قرار دارد.

جدول (۵): پارامترهای اقتصادی در نظر گرفته شده در پژوهش

پارامترهای اقتصادی		
هزینه پول	٪۶	لایبور به علاوه مقدار توافقی
هزینه های غیر مستقیم (IDC)	٪۱۵	نسبت به هزینه های سرمایه ای مستقیم
نرخ تنزیل	٪۱۰	
سقف پرداخت سالانه به شرکت بین المللی	٪۵۰	نسبت به درآمد ناخالص
نسبت هزینه چاه به Capex	۰/۷	-
نسبت هزینه تجهیزات روی سطحی به Capex	۰/۳	-
هزینه های غیر مستقیم (واقعی) (IDC)	٪۱۵	نسبت به هزینه های سرمایه ای مستقیم

مأخذ: مفروضات پژوهش

۵. تجزیه و تحلیل یافته‌های پژوهش

در این بخش از پژوهش به تجزیه و تحلیل یافته‌های پژوهش پرداخته می‌شود.

۵-۱. آزمون مقایسه‌ای ویلکاکسون

با توجه به اینکه در این مقاله ارزش فعلی خالص دولت در قراردادهای سه گانه در قالب سه فرضیه به صورت دو به دو با هم مقایسه می‌شوند، لذا از آزمون‌های مقایسه‌ای استفاده شده است. هم چنین از آنجایی که جوامع مورد بررسی دارای توزیع غیرنرمال هستند، باید از روش‌های ناپارامتریک برای آزمون فرضیه‌ها بهره برد. برای این منظور از آزمون ناپارامتریک ویلکاکسون[1] استفاده شده است.

در همین راستا، ارزش فعلی خالص حاصل از قراردادهای سه گانه به صورت دو به دو با هم مقایسه شده و میزان حساسیت ارزش فعلی خالص شرکت ملی نفت به متغیرهای اصلی موجود در قرارداد مورد بررسی قرار می‌گیرد. بدین منظور ابتدا با توجه به مدل درآمد-هزینه قراردادها، مقادیر ارزش فعلی خالص قرارداد محاسبه می شود. در ادامه میزان حساسیت ارزش فعلی خالص به متغیرهای اصلی موجود در قرارداد اندازه‌گیری می‌شود. در

1 . Wilcoxon

نهایت نیز میزان این حساسیت‌ها که در واقع نشان دهنده ریسک موجود در قراردادها می‌باشند با هم مقایسه شده و قراردادهای مختلف از نظر میزان ریسکی که به دولت تحمیل می شود مقایسه می شوند و قرارداد بهینه از نظر عامل ریسک مشخص می گردد. بر اساس نتایج ارائه شده در جدول (۶)، دو آزمون فرضیه صورت گرفته است. در آزمون فرضیه اول، ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران بیش از ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای مشارکت در تولید به صورت فرضیه صفر مطرح شده است و در فرضیه دوم، فرضیه صفر به صورت ارزش فعلی خالص (NPV) مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) بیش از ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای بیع متقابل ایران (BB) می‌باشد، در نظر گرفته شده است.

همانطور که ملاحظه می گردد، فرضیه صفر در سطح معنی‌داری پنج درصد که در این پژوهش مدنظر می‌باشد، رد می شود و این بدان معنی است که ارزش فعلی خالص (NPV) مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران متفاوت از ارزش فعلی خالص (NPV) مربوط به دولت در قراردادهای مشارکت در تولید است و همچنین با توجه به اینکه میانگین نمونه ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی بیش از قراردادهای مشارکت در تولید است، در نتیجه فرضیه اول مورد پذیرش قرار می گیرد. لذا می توان گفت: ارزش فعلی خالص (NPV) مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران بیش از ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای مشارکت در تولید می‌باشد.

جدول (٦): نتایج آزمون رتبه‌ای ویلکاکسن

فرضیه صفر	آماره Z	احتمال آماره	نتیجه آزمون فرضیه	میانگین نمونه
$NPV_{IPC}=NPV_{PSC}$	-۳/۶۲۹	۰/۰۰۰	رد فرضیه صفر	۲۴/۲۹
$NPV_{IPC}=NPV_{BB}$	-۱/۹۰۹	۰/۰۵۶	عدم رد فرضیه صفر	۲۲/۰۸

مأخذ: یافته‌های پژوهش

همچنین فرضیه دوم به صورت ارزش فعلی خالص (NPV) مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران بیش از ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای بیع متقابل ایران (BB) می‌باشد. که همانطور که ملاحظه می‌گردد فرضیه صفر در سطح معنی داری ۵ درصد قابل رد کردن نیست می‌شود لذا می‌توان گفت:، ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران برابر با ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای بیع متقابل ایران می باشد. همانطور که از نتایج آزمون‌های فرض آماری بر می‌آید، با توجه به یافته‌های اول و دوم داریم:

ارزش فعلی خالص قراردادهای جدید نفتی ایران برای شرکت ملی نفت تفاوت معناداری با ارزش فعلی خالص قراردادهای بیع متقابل برای شرکت ملی نفت ندارد در حالی که NPV قراردادهای جدید نفتی ایران بیش از NPV قراردادهای مشارکت در تولید می‌باشد. این موضوع را به طور خلاصه می‌توان به شکل زیر بیان کرد :

$$NPV_{PSC\text{-}GOV} < NPV_{IPC\text{-}GOV} = NPV_{BB\text{-}GOV}$$

۵-۲. مقایسه عامل ریسک شرکت ملی نفت در قراردادهای نفتی

در ادامه تجزیه و تحلیل، از تحلیل سناریو برای مقایسه ریسک‌های موجود در قراردادها استفاده شده است. شاخص‌هایی که در این پژوهش از آنها به عنوان ورودی برای تحلیل سناریو استفاده شده موارد زیر می‌باشند:

- درصد تغییر در قیمت نفت
- درصد تغییر در میزان تولید سالیانه
- درصد تغییر در مجموع هزینه‌ها

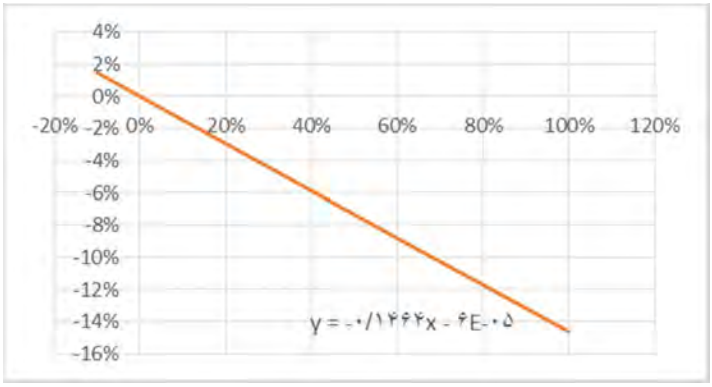
برای بررسی میزان تاثیر هر یک از این متغیرها بر NPV شرکت ملی نفت از تحلیل سناریو استفاده شده است. در ابتدا شاخص "درصد تغییر در قیمت نفت" از منفی ۱۰ درصد تا ۱۰۰ درصد تغییر داده شد و سایر شاخص‌ها بدون تغییر باقی مانده و تغییرات NPV شرکت ملی

نفت ایران در این حالت اندازه‌گیری شده است. در ادامه همین رویه برای سایر شاخص‌ها نیز انجام شده و بدین ترتیب، میزان حساسیت NPV به هریک از این شاخص ها شناسایی شده است. مراحل ذکر شده برای هر سه مدل قرارداد نفتی انجام شده است و میزان حساسیت هر یک از قراردادها به شاخص‌های مختلف بررسی شده است.

نمودارهای (۴)، (۵) و (۶) نتایج تحلیل حساسیت صورت گرفته برای بررسی میزان ریسکی که شرکت ملی نفت در قراردادهای مختلف متحمل می‌شود را نشان می‌دهند. بر اساس نتایج به دست آمده، افزایش هزینه، بیش‌ترین تأثیر را بر قراردادهای بیع‌متقابل می‌گذارد، به بیان دیگر قراردادهای بیع‌متقابل بیشترین حساسیت را نسبت افزایش هزینه‌ها دارند؛ زیرا با افزایش هزینه‌ها، درصد تغییرات ارزش فعلی خالص با شیب بیشتری کاهش می‌یابد. پس از قرارداد بیع متقابل، قراردادهای جدید نفتی ایران بیش‌ترین ریسک هزینه را به دولت تحمیل می‌نمایند و پس از آن قراردادهای مشارکت در تولید. در واقع قراردادهای مشارکت در تولید کم‌ترین ریسک هزینه را به دولت تحمیل می‌نمایند. در نتیجه می‌توان یافته اول پژوهش را به صورت زیر بیان کرد:

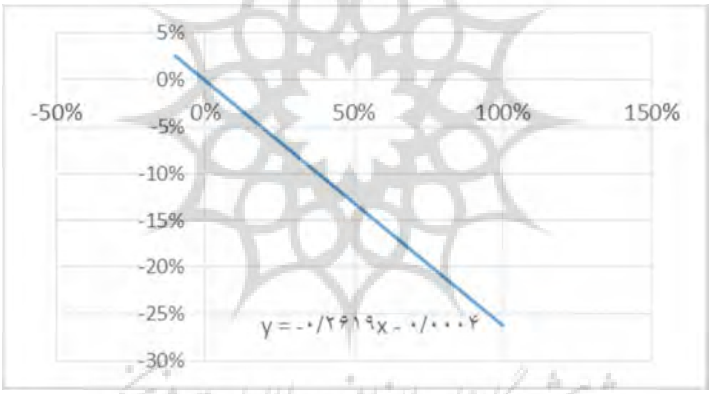
$$COSTRISK_{PSC\text{-}GOV} < COSTRISK_{IPC\text{-}GOV} < COSTRISK_{BB\text{-}GOV}$$

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



نمودار (۴): NPV هزینه برای دولت در قرارداد IPC

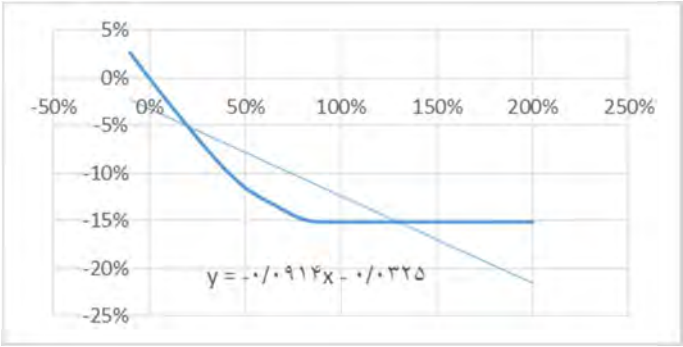
منبع: یافته‌های پژوهش



نمودار (۵): نمودار NPV- هزینه برای دولت در قرارداد بیع متقابل

منبع: یافته‌های پژوهش

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



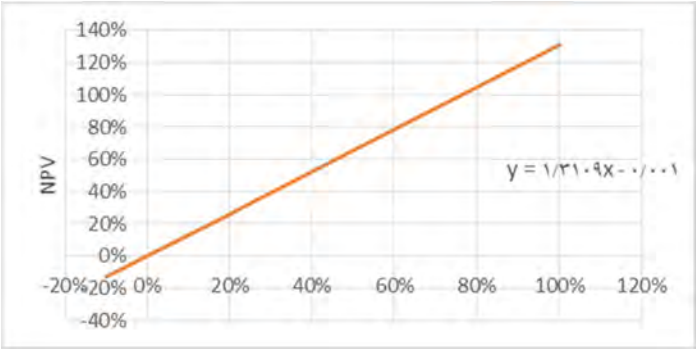
نمودار (۶): نمودار NPV-هزینه برای دولت در قرارداد مشارکت در تولید

منبع: یافته‌های پژوهش

بایستی توجه نمود که در قرارداد بیع متقابل شرکت بین‌المللی تقریباً تمامی ریسک افزایش هزینه‌ها را متقبل می شود درحالی که در قراردادهای IPC و مشارکت در تولید این ریسک بین طرفین قرارداد تقسیم می‌شود ولی با این وجود در قراردادهای بیع متقابل ریسک افزایش هزینه برای دولت بیش از دو قرارداد دیگر است و دلیل آن نیز این است که در قرارداد بیع متقابل مدت قرارداد کوتاه است و پس از اتمام قرارداد، شرکت ملی نفت باید تمامی هزینه‌ها را متقبل شود و به همین دلیل ریسک افزایش هزینه در بیع‌متقابل بیش از دو قرارداد دیگر است، از طرفی در IPC نیز به دلیل اینکه مدت قرارداد کو تاه‌تر از مشارکت در تولید است لذا پس از پایان قرارداد شرکت ملی نفت خود باید هزینه‌ها را متقبل شود ولی در مشارکت در تولید تا انتهای فعالیت میدان این ریسک بین طرفین تقسیم می‌شود.

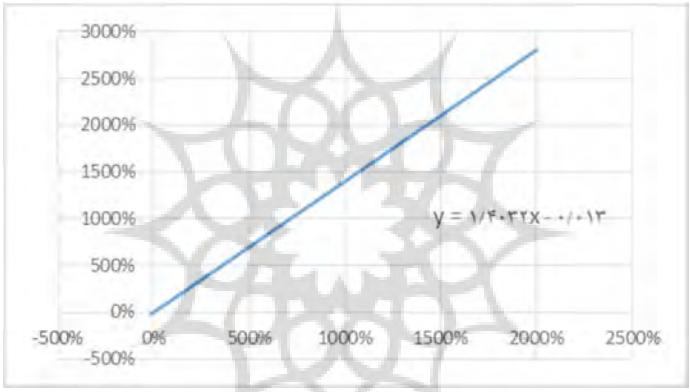
ریسک بعدی که مورد بررسی قرار می گیرد ریسک کاهش تولید مربوط به دولت[۱] است. برای این منظور در ابتدا نمودارهای حاصل از تحلیل حساسیت میزان تولید آورده می‌شوند.

۱. منظور از دولت، شرکت ملی نفت ایران به نمایندگی از دولت در قراردادهای نفتی است.



نمودار (۷): نمودار NPV–تولید برای دولت در قرارداد IPC

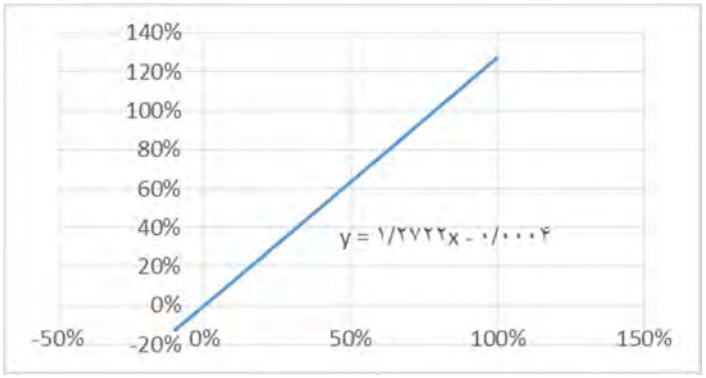
منبع: یافته‌های پژوهش



نمودار (۸): NPV–تولید برای دولت در قرارداد بیع متقابل

منبع: یافته‌های پژوهش

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی



نمودار (۹): NPV-تولید برای دولت در قراردادهای مشارکت در تولید

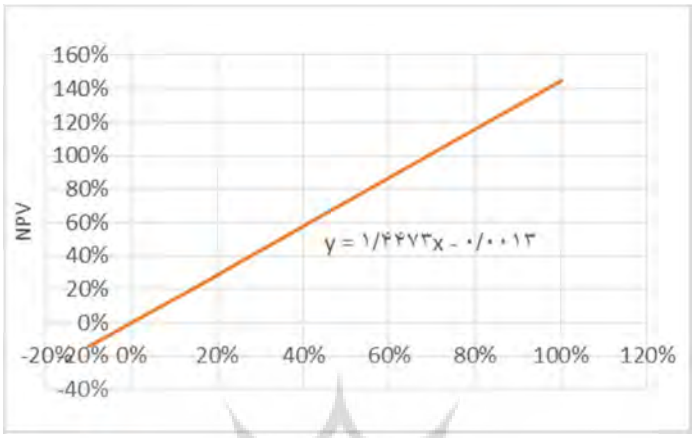
منبع: یافته‌های پژوهش

همانطور که از نمودارهای حاصل از تحلیل حساسیت صورت گرفته مشخص می‌باشد، ریسک کاهش تولید در بیع‌متقابل بیش از قراردادهای جدید نفتی و در قراردادهای جدید نفتی بیش از مشارکت در تولید است، به بیان دیگر کاهش تولید بیشترین تاثیر را در قرارداد بیع‌متقابل بر ارزش فعلی خالص دولت می‌گذارد.

$$PRORISK_{PSC\text{-}GOV} < PRORISK_{IPC\text{-}GOV} < PRORISK_{BB\text{-}GOV}$$

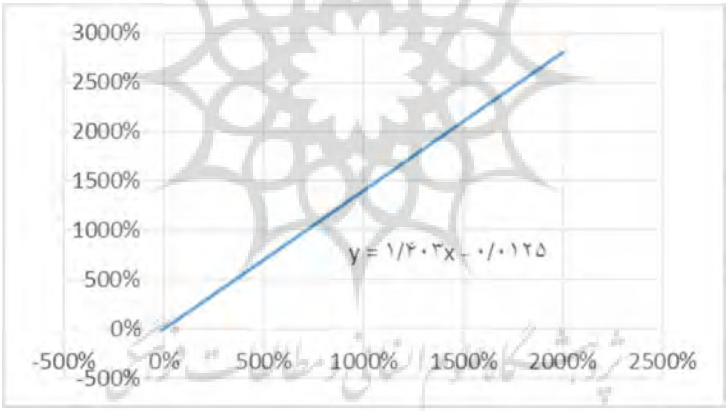
در واقع از آنجا که در قراردادهای بیع متقابل شرکت‌های بین‌المللی سهم چندانی از افزایش تولید نمی‌برند و در واقع در همان ابتدای قرارداد میزان دستمزد و هزینه‌هایی که به آن‌ها بازپرداخت می‌شود، مشخص است از این رو تغییرات تولید تاثیر بسیار کمی بر منافع آنها می‌گذارد، به همین جهت در این قراردادها شرکت ملی نفت سهم بسیار بیشتری از افزایش تولید خواهد داشت و در نتیجه ریسک کاهش تولید نیز برای شرکت ملی نفت بیش از سایر قراردادها خواهد بود. همچنین از آن‌جا که در قراردادهای IPC نیز نسبت به مشارکت در تولید، شرکت بین‌المللی سهم کمتری از افزایش تولید می‌برد در نتیجه ریسک کاهش قیمت در IPC بیش از مشارکت در تولید می‌باشد که یافته‌های پژوهش نیز بر این گفته صحه می‌گذارد.

ریسک بعدی که مورد ارزیابی قرار می‌گیرد، ریسک قیمت می‌باشد که نمودارهای (۱۰)، (۱۱) و (۱۲) برای این منظور ترسیم شده‌اند.



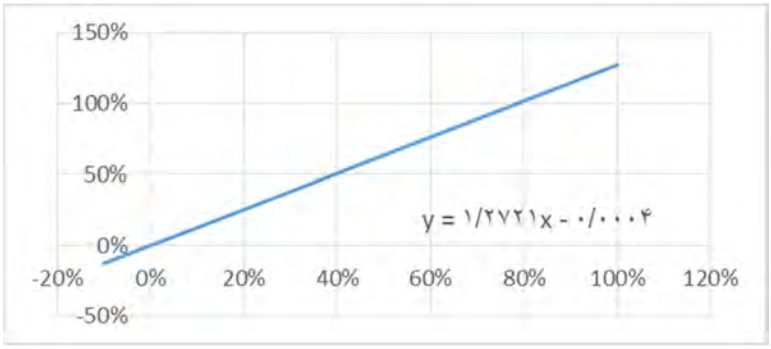
نمودار (۱۰): NPV–قیمت برای دولت در قرارداد IPC

منبع: یافته‌های پژوهش



نمودار (۱۱): NPV – قیمت برای دولت در قرارداد بیع متقابل

منبع: یافته‌های پژوهش



نمودار (۱۲): NPV- قیمت برای دولت در قرارداد مشارکت در تولید

منبع: یافته‌های پژوهش

همانطور که ملاحظه می‌گردد با کاهش قیمت نفت، شرکت ملی نفت بیشترین ریسک را در قراردادهای IPC متحمل می شـود، رتبه ی بعدی از نظر ریسـک قیمت مربوط به قرارداد بیع متقابل می‌با شد هر چند میزان تفاوت بسیار کم می‌با شد و نمی‌توان به آن استناد کرد و قرارداد مشـارکت در تولید هم کمترین ریسـک قیمت را به دولت تحمیل می‌نماید، در نتیجه داریم:

$$PRICERISK_{PSC\text{-}GOV} < PRICERISK_{BB\text{-}GOV} = PRICERISK_{IPC\text{-}GOV}$$

در واقع، در قراردادهای مشـارکت در تولید در صـورت افزایش قیمت نفت، شـرکت بین‌المللی از این افزایش بهره‌مند می‌شود از این رو در صورت کاهش قیمت نیز از آن متأثر خواهد شـد و تاثیر آن را در NPV خود ملاحظه خواهد کرد به همین دلیل ریسـک کاهش قیمت در این قرارداد برای شرکت ملی نفت کمتر از دو قرارداد دیگر است.

نتایج یافته های چهارم ، پنجم و ششم را می توان در جدول زیر خلاصه کرد:

جدول (۷): مقایسه ریسک قراردادهای نفتی سه گانه برای شرکت ملی نفت

	ریسک افزایش هزینه	ریسک کاهش تولید	ریسک کاهش قیمت	مجموع
PSC	۱	۱	۱	۳
BB	۳	۳	۲	۸
IPC	۲	۲	۲	۶

منبع : یافته‌های پژوهش

در جدول بالا به کمترین ریسک عدد ۱ و به بیشترین ریسک عدد ۳ اختصاص داده شده است. مجموع این اعداد را می‌توان به عنوان شاخصی نسبی برای ارزیابی میزان ریسک هر یک از قراردادها برای شرکت ملی نفت در نظر گرفت. می‌توان نتیجه زیر که حاصل تلفیق نتایج قبلی می باشد را به صورت زیر در نظر گرفت:

RISKGOV-PSC<RISKGOV-IPC<RISKGOV-BB

در واقع برای اینکه بتوانیم یک دید کلی نسبت به ریسک‌های اندازه‌گیری شده برای قراردادهای مختلف بدست آوریم، اقدام به اولویت بندی این ریسک‌ها با فرض یکسان بودن اثر ریسک‌های هزینه، قیمت و تولید شده است؛ به این ترتیب که به کمترین ریسک عدد ۱ و به بیشترین عدد ۳ اختصاص داده شده است.

٦. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

همان‌طور که پیشتر نیز اشاره شد، هدف اصلی پژوهش حاضر، مدل‌سازی مالی قرارداد نفتی ایران (IPC)، مشارکت در تولید[1] و بیع متقابل و مقایسه میزان ریسک موجود در این قراردادها و نیز مقایسه ارزش فعلی خالص حاصل از قرارداد برای شرکت ملی نفت ایران بوده است. همان‌گونه که اشاره شد، در قراردادهای نفتی مختلف متغیرهای زیادی منجر به تحمیل ریسک به طرفین قرارداد (انحراف NPV از میزان پیش‌بینی شده) می‌شود که در این پژوهش از میان فاکتورهای بی‌شمار ریسک، سه فاکتور اصلی قیمت، هزینه و میزان تولید

1 .Production Sharing Contract (PSC)

مدنظر قرار گرفته شده است. بر همین اساس بر اساس روش‌شناسی مورد استفاده و نیز تجزیه و تحلیل نتایج می‌توان خلاصه نتایج بدست آمده را به صورت ذیل بیان نمود:

بر اساس نتایج آزمون رتبه‌ای ویلکاکسون می‌توان گفت ارزش فعلی خالص(NPV) مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران بیش از ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای مشارکت در تولید می‌باشد. این در حالی است که ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای جدید نفتی ایران تفاوت معنی‌داری با ارزش فعلی خالص مربوط به دولت در قراردادهای بیع متقابل ایران ندارد.

در بررسی ریسک هزینه‌های قراردادی، قراردادهای بیع‌متقابل بیشترین حساسیت را نسبت افزایش هزینه‌ها دارند؛ زیرا با افزایش هزینه‌ها، درصد تغییرات ارزش فعلی خالص با شیب بیشتری کاهش می‌یابد. پس از قرارداد بیع متقابل، قراردادهای جدید نفتی ایران بیش‌ترین ریسک هزینه را به دولت تحمیل می‌نمایند و پس از آن قراردادهای مشارکت در تولید. در واقع قراردادهای مشارکت در تولید کم‌ترین ریسک هزینه را به دولت تحمیل می‌نمایند.

در بررسی ریسک تولید، ریسک کاهش تولید در بیع‌متقابل بیش از قراردادهای جدید نفتی و در قراردادهای جدید نفتی بیش از مشارکت در تولید است، به بیان دیگر کاهش تولید بیشترین تاثیر را در قرارداد بیع‌متقابل بر ارزش فعلی خالص دولت می‌گذارد.

در بررسی ریسک قیمت مشخص شد، با کاهش قیمت نفت، شرکت ملی نفت بیشترین ریسک را در قراردادهای IPC متحمل می‌شود، رتبه بعدی از نظر ریسک قیمت مربوط به قرارداد بیع متقابل می‌باشد هر چند میزان تفاوت بسیار کم می‌باشد و نمی‌توان به آن استناد کرد و قرارداد مشارکت در تولید هم کمترین ریسک قیمت را به دولت تحمیل می‌نماید.

در مجموع بر اساس یافته‌های پژوهش می‌توان چنین عنوان نمود که، قراردادهای بیع‌متقابل در مقایسه با سایر قراردادها بیشترین ریسک را به شرکت ملی نفت ایران تحمیل می‌نماید و قراردادهای مشارکت در تولید کمترین ریسک را برای شرکت ملی نفت خواهد داشت. قرارداد IPC نیز در مجموع معیارهای مورد بررسی (ریسک قیمت، تولید و قیمت)

در حالت بینابین قرار گرفته است. در واقع می‌توان گفت، قراردادهای IPC در مقایسه با قراردادهای بیع‌متقابل شرکت ملی نفت را در معرض ریسک کمتری قرار می‌دهد، هرچند که این نوع رژیم قراردادی در مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید ریسک بیشتری به شرکت ملی نفت تحمیل می‌کند. از این رو طراحی قراردادهای IPC را می‌توان گامی در جهت کاهش ریسک شرکت ملی نفت ایران ارزیابی کرد. همانطور که از یافته‌های پژوهش نیز مشخص است در صورت اجرای صحیح قراردادهای IPC ریسک‌های شرکت ملی نفت نسبت به قراردادهای بیع متقابل کاهش خواهند یافت و این امر گامی در جهت تحقق منافع کشور قلمداد می‌شود. پیشنهاد می‌شود، با اجرایی کردن قراردادهای بیشتری با استفاده از رژیم قراردادی IPC جزییات بیشتری از قراردادها مشخص شده امکان ارزیابی دقیق‌تر رژیم مالی قرارداد مذکور فراهم شود.

۷. منابع

الف) فارسی

بهادری، شیرکو (۱۳۹۵)، شرایط درست و نادرست استفاده از قراردادهای نفتی جدید ایران از منظر ارزیابی طرح‌های اقتصادی، *ماهنامه اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شماره ۱۳۳، صص ۲۶-۳۲.

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

دیباوند، هادی، طاهری فرد، علی، فریدزاد، علی، تکلیف، عاطفه. (۱۳۹۷). مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال ۷، شماره ۲۶، صص ۵۱-۷۷.

صاحب هنر، حامد و لطفعلی پور، محمدرضا و هوشمند، محمود و فیضی، مهدی (۱۳۹۶ الف)، مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای

مشارکت در تولید(PSC): مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی، *فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، دوره ۴، صص ۸۷-۱۱۸

صاحب هنر، حامد، طاهری فرد، علی، مریدی فریمانی، فاضل، مهدوی، روح اله (۱۳۹۶ ب)، ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین. *فصلنامه پژوهش‌های مدل‌سازی اقتصادی*. سال ۷، شماره ۲۸، صص ۳۵-۷۳.

صیادی، محمد، برکشلی، فریدون (۱۳۹۱)، اثرات کوتاه‌مدت و بلندمدت تحریم‌های بین‌المللی نفتی بر بخش انرژی ایران. معاونت پژوهش‌های اقتصادی مرکز پژوهش‌های استراتژیک ، *گزارش راهبردی*، شماره ۱۵۵ ، صص ۱-۴۸

طاهری‌فرد، علی، سلیمی‌فر، مصطفی (۱۳۹۲)، بررسی توزیع ریسک در نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع متقابل، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال ۲، شماره ۹، صص ۱۵۱-۱۷۴.

کهن هوش نژاد، روح اله، منظور، داود، امانی، مسعود (۱۳۹۷)، تحلیل مقایسه‌ای رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) مطالعه موردی میدان آزادگان. *فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست های اقتصادی*، دوره ۲۶، شماره ۸۵، صص ۱۸۹-۲۱۸.

منظور، داود و کهن هوش نژاد، روح‌الله 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، صص ۱۷۹-۲۱۷

ب) انگلیسی

Bindemann, K. (1999). Production Sharing Agreements: An Ecomomic Analysis. *Oxford Institute for Energy Studies*. WPM.25, pp.1-106.

Burness, H. S. (1976). On the Taxation of Nonreplenishable Natural Resources. *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 3, Issue. 4, PP. 289-311.

Dasgupta, P., and Stiglitz, J. (1980). Industrial structure and the nature of innovative activity. *The Economic Journal*, Vol. 90, Issue. 35, PP. 266-293.

Deacon, B. (1993). *Developments in East European Social Policy*. Chapter 9, New Perspectives on the Welfare State in Europe, PP. 177-197.

Feng, Zhuo, Shui-Bo Zhang and Ying GAO (2014), On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buyback Contracts, *Energy Economics*, Vol. 42, PP. 395-402.

Ghandi, A., and Lin, C. Y. C. (2012). Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz. *Energy Policy*, Vol. 42, PP.181-190.

Gray, L. C. (1914). Rent Under the Assumption of Exhaustibility. *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 28, Issue. 3, PP. 466-489.

Heaps, T., and Helliwell, J. F. (1985). T*he Taxation of Natural Resources*. *In Handbook of Public Economics*, Vol. 1, PP. 421-472.

Hotelling, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, Vol. 39, Issue. 2, PP. 137-175.

Lei Z., Zhong, X. Zhang, i andYing F. (2015), Overseas Oil Investment Projects under Uncertainty: How to Make Informed Decisions?, *Journal of Policy Modeling*, Vol. 37, Issue. 5, PP. 742-762.

Luo Dong-kun and Yan Na (2010) Assessment of Fiscal Terms of International Petroleum Contracts, *Petroleum Exploration and Development*, Vol. 37, Issue 6, PP. 756–762.

Outlook, E. A. E. (2015). *Annual Energy Outlook*; US Energy Information Administration (s760 ref EIA Annual Energy Outlook 2015).

Smith, J. L. (2012), Modeling the Impact of Taxes on Petroleum Exploration and Development, International Monetary Fund, WP/12/278, PP. 158-197.

Ramos S.B. and Veiga H. (2011). Risk Factors in Oil and Gas Industry Returns: International Evidence. *Energy Economics*, Vol. 33, PP. 525-542.

Taherifard, A. (2008), Analyzing of Economic Structure of Production Sharing Contracts on the Oil Production, from the Point of View of the IOCs Using Dynamic Optimization Method, *Quarterly Energy Economics Review*, Vol. 5, Issue.18, PP. 161-175.

Tordo, S. (2007), Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues, The World Energy Outlook, www.worldenergyoutlook.org.

Uhler, R. S. (1979). Oil and Gas Finding Costs, Canadian Energy Research Institute, No.7.

Van Meurs, P. (2012). Policy Options for Alaska Oil and Gas. Presentation to the Alaska Senate Finance Committee, February, Available online at http://aksenate.org/press/021312_PvM_Presentation.pdf.

Van Groenendaal, W. J., and Mazraati, M. (2006). A Critical Review of Iran's Buyback Contracts. *Energy Policy*, Vol. 34, Issue. 18, PP. 3709-3718.

Wood Mackenzie (2017), http://www.drillingcontractor.org/wood-mackenzie-low-oil-prices-put-pressure-on-governments-to-alter-upstream-fiscal-terms-35583

Yücel, M. K. (1986). Dynamic Analysis of Severance Taxation in a Competitive Exhaustible Resource Industry. *Resources and Energy*, Vol. 8, Issue. 3, PP. 201-218.

Zhao, Xu, Luo, Dongkun, Xia, Liangyu (2012), Modelling Optimal Production Rate with Contract Effects for International Oil Development Projects, *Energy Journal*, Vol. 45, PP. 662-668.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی