پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال هفتم، شماره 26، بهار 1397، صفحات130-79

مقایسه تطبیقی توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی میادین نفتی سروش و نوروز*

شراره کاوسی[1]
محمدعلی فلاحی[2]
سیدمحمدجواد رزمی[3]

تاریخ پذیرش:1397/06/20 تاریخ دریافت:1396/10/11

چکیده:

درتنظیم قراردادهای نفتی، به‌کارگیری چارچوب قراردادی مناسب که منافع دو طرف را تأمین کند و جذب حداکثری سرمایه خارجی و فن‌آوری پیشرفته را در پی‌داشته باشد، ضروری است. عنصر کلیدی در خصوص توزیع منافع بین طرفین، انعطاف‌پذیری بهینه قرارداد است. در این مقاله برای نخستین بار انعطاف‌پذیری رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران از طریق شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد در دو سناریوی سخت‌گیرانه و متعارف مطالعه شده است. در سناریوی سخت‌گیرانه، پارامترهای قرارداد بیع متقابل میان شرکت ملی نفت و شرکت شل، مبنا قرار گرفته و پارامترهای دو قرارداد دیگر به گونه‌ای برآورد شده که نتایج اصلی با نتایج تحقق یافته در قرارداد یاد شده یکسان شود. سپس تأثیر پارامترهای برآوردی بر توزیع درآمد ناخالص و بازدهی طرفین بررسی و با هدف تحلیل میزان انعطاف‌پذیری قراردادهای مورد بررسی، به تحلیل حساسیت مؤلفه‌های بازدهی داخلی پیمانکار و دریافتی طرفین قرارداد نسبت به تغییرات قیمت و هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پرداخته شده است. براساس نتایج، رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید این امکان را به طرفین می‌دهد که میان مفاد و ساختار قرارداد با منافع خود تطابق و هماهنگی پدید آورند. این در حالی است که برخی ابزارهای ناکارآمد قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی ایران منجر به عدم انعطاف‌پذیری بهینه در برابر تغییر شرایط اقتصادی شده است.

طبقه‌بندی JEL: Q43، C22

کلیدواژه‌ها: بیع‌متقابل، مشارکت در تولید، قراردادهای جدید نفتی، انعطاف‌پذیری

---

* مقاله حاضر از رساله دکتری نویسنده اول استخراج شده است.

1. دانشجوی دکتری اقتصاد پردیس بین‌الملل دانشگاه فردوسی مشهد
kavosi_sh@ yahoo.com
2. استاد گروه اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد (نویسنده مسئول)
falahi@um.ac.ir
3. دانشیار گروه اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد
mjrazmi@um.ac.ir

Archive of SID
www.SID.ir

1. مقدمه

افزایش تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان بازار جهانی نفت طی سال‌های1900-1940، موجب شد تا پایداری بازار و حفظ سطح قیمت‌های مد نظر شرکت‌های نفتی خارجی با دشواری‌هایی روبرو شود. از این‌رو، این شرکت‌ها تصمیم به تسلط بر ذخایر نفت خام پراکنده در سرتاسر جهان گرفتند. جهت دستیابی به این هدف دو شرط لازم بود؛ نخست حقوق مالکیتی (انعقاد قراردادهای بالادستی) که به شرکت‌ها اجازه دهد تا با کنترل ذخایر نفت دولت میزبان[1]اختیار کامل سیاست‌گذاری تولید را دست بگیرد و دوم تشکیل کنسرسیوم‌های نفتی که بتوانند با هم‌همکاری کنند(طاهری‌فرد و همکاران، 1392). قراردادهای امتیازی[2] اولین چارچوبی است که شرکت‌های خارجی با مد نظر قراردادن رانت[3] اقتصادی برای کنترل ذخایر دولت‌های میزبان برگزیده‌اند. از مهمترین منافع این قراردادها برای شرکت‌های یادشده، امکان سیاست‌گذاری کامل[4]، یک‌طرفه بودن قرارداد و عدم امکان حضور بازیگران جدید در میادین نفتی دولت‌های میزبان است. با گذشت زمان، اختیارات شرکت‌های نفتی و شیوه توزیع غیرمنصفانه منافع نفتی قراردادهای امتیازی توسط دولت‌های میزبان به چالش کشیده شد و این دولت‌ها در تعامل با شرکت‌های نفتی خارجی خواهان دریافتی بیشتری از منافع منابع نفتی خویش شدند (عامری و شیرودی، 1393).

تاکنون هیچ مرجعی به این سؤال اولیه و مبنایی پاسخی نداده است که به کدامیک از طرفین قرارداد باید دریافتی بیشتری از این ارث طبیعی یا رانت تعلق گیرد. با این وجود، با پیچیده‌تر شدن امکان اکتشاف و تولید از مخازن هیدروکربنی با پیشرفت علم و تکنولوژی از یک طرف و نیز افزایش قدرت حاکمیت و مالکیت صاحبان این منابع از طرف دیگر،

1. Host Government
2. Concession Agreement
3. Rent

4.کشورهای صاحب ذخایر تنها رانت دریافت می کردند.

Archive of SID

www.SID.ir

واژه‌های حقوقی و مالی جدیدتری به نام رژیم‌های مالی[1] شکل گرفت و ساختار قراردادهای نفتی از امتیازی سنتی به قراردادهای خدماتی تغییر یافت. البته در این بازه از قرارداهای مشارکت در تولید هم همواره استفاده شده است. در این بلوغ تاریخی، درجه پایداری قراردادهایی با شرایط برد- برد و میزان دریافتی طرفین دستخوش تغییر بوده و از این منظر، طیف رژیم‌های مالی پیش‌رونده[2] و یا برعکس پس‌رونده‌ای[3] بوجود آمده و نهایتاً آستانه سوددهی طرفین را مشخص کرده است[4] (الفاروق[5]، 2004). امروزه دیگر این نوع قرارداد نیست که حداکثرسازی دریافتی طرفین را مدیریت می‌کند بلکه، رژیم مالی و چگونگی تعریف عوامل مؤثر آن است که یک قرارداد برد- برد را مشخص می‌کند.

ایران نیز در قراردادهای نفتی خود از سال 1336 عملاً رژیم امتیازی را کنار گذاشت و قراردادهای مشارکت در تولید را طرح‌ریزی و براساس قانون نفت سال 1353، قرارداد خدمت را جایگزین قرارداد مشارکتی نمود. پس از انقلاب اسلامی قراردادهای خدمت دیگری موسوم به بیع‌متقابل[6] طراحی شد که هدف آن تأمین مالی پروژه‌ها و جذب تکنولوژی در صنعت بالادستی نفت بود. امروزه به دلایل گوناگونی همچون مدیریت صحیح مخازن موجود و اکتشاف میادین برخوردار از وضعیت زمین شناسی پر ریسک و اندازه کوچک و متوسط، شرکت ملی نفت ایران تغییر مدل قراردادی را اجتناب ناپذیر دانسته و دست به تغییر و تحول آن زده است. با توجه به این‌که بیش از دو دهه قراردادهای بیع متقابل تنها الگوی قراردادی بخش بالادستی صنعت نفت بوده و طی این دوره در مقاطع مختلف با استناد به نقدها و ضعف‌های وارده در مقایسه با سایر قراردادها، با اصلاحاتی همراه بوده است. قاعدتاً این نوع اصلاحات باید از یک سو منجر به حداقل شدن هزینه تمام

1. Fiscal Regime
2. Progressive
3. Regressive
4. در مدل های پیش‌رونده با افزایش (کاهش) قیمت نفت و یا کاهش (افزایش) هزینه تولید دریافتی دولت افزایش (کاهش) می‌یابد و طرفین به نسبت منصفانه‌ای در افزایش و کاهش سود سهیم هستند. ستانده این مدل‌ها بیشتر بر روی عواملی مثل پاداش‌ها، بهره مالکانه، مالیات‌ها و سهم در سود حاصل از تولید متمرکز است.
5. Al Faruque(2004)
6. Buy Back

Archive of SID

www.SID.ir

شده تأمین مالی و به تعبیر دیگر حداکثرسازی نرخ بازدهی اقتصادی و در نهایت منجر به سهم بیشتر دولت از منافع حاصل از میدان نفتی شود. از سوی دیگر، ضمن ایجاد جذابیت بیشتر برای مشارکت پیمانکاران خارجی باید به نوعی با ایجاد انگیزه اقتصادی، آنان را به تلاش در خصوص حصول چنین نتیجه‌ای ترغیب کند(بیژن،1392).

هر چند مطالعات متعددی در خصوص دریافتی طرفین قراردادهای نفتی به‌ویژه دولت های میزبان در مناطق و کشورهای مختلف صورت گرفته است، اما مطالعه در این زمینه با استفاده از شبیه‌سازی مالی در میان مطالعات خارجی بسیار محدود و در ایران نیز تاکنون در خصوص مقایسه تطبیقی سه قرارداد مورد بررسی صورت نپذیرفته است. بنابراین مقاله حاضر سعی دارد با در نظر گرفتن ساختار مالی و اقتصادی هر یک از قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی (IPC)، دریافتی طرفین را محاسبه و تأثیر تغییر شرایط اقتصادی بر آن را بررسی کند.

در این راستا، این مطالعه برآن است تا در ابتدا قراردادهای بیع‌متقابل تشریح شود و سپس با استفاده از داده‌های مربوط به میادین سروش و نوروز رژیم مالی این قرارداد شبیه سازی گردد. در ادامه قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی (IPC) با استفاده از داده‌های میادین سروش نوروز شبیه سازی و آثار نتایج قراردادهای بیع متقابل با این قراردادها مقایسه شده است. در انتها نتایج به دست آمده از مقایسه رژیم مالی قراردادهای مورد بررسی، ارائه شده است.

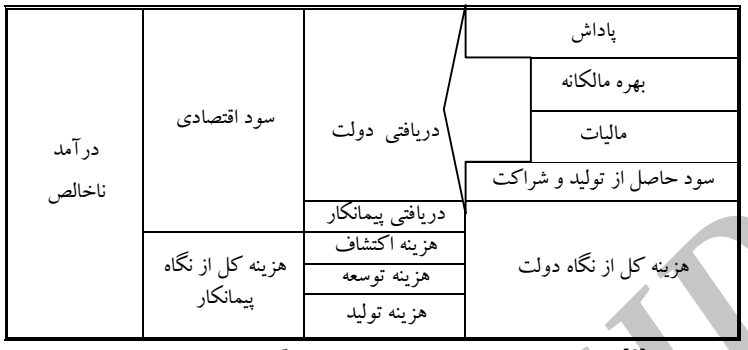
2. ادبیات موضوع

در هر قرارداد نفتی دریافتی دولت[1] و دریافتی پیمانکار[2]، سهمی از سود حاصل از تولید نفت یک میدان مشخص است که به دولت‌های میزبان و شرکت‌های نفتی خارجی‌به عنوان طرفین قراردادهای نفتی مطابق نمودار(1)تعلق می گیرد.

1. Government Take
2. Contractor Take

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار (1): تفکیک دریافتی دولت و پیمانکار از درآمد ناخالص فروش نفت وگاز

منبع: جانستون[1]، 2003

اگر در هر قرارداد نفتی، دریافتی طرفین متأثر از قیمتی باشد که شرکت‌های نفتی خارجی بابت اخذ مجوز برای فعالیت در میادین نفت و گاز پرداخت می‌کنند، آن‌گاه شرایط بازار و عوامل بنیادین آن یعنی عرضه میادین نفت و گاز برای اکتشاف، توسعه و تقاضای شرکت‌های نفتی برای این عرضه بر میزان دریافتی دولت اثرگذار خواهند بود. علاوه بر این، عوامل خرد محیطی همچون: اکتشافی، توسعه‌ای و یا تولیدی بودن پروژه، ویژگی‌های زمین‌شناسی و فنی میدان و... نیز بر دریافتی طرفین یک قرارداد بالادستی تأثیرگذار هستند (توردو[2] 2007، ون مروس[3] 2008، کیسر[4] 2007). در این بین ویژگی‌های زمین شناسی و فنی میدان و قیمت نفت به‌عنوان عوامل تعیین‌کننده دریافتی طرفین، بسیار نامطمئن و نوسانی هستند. این مسئله اهمیت تسهیم منصفانه دریافتی دولت و شرکت نفتی یا همان انعطاف‌پذیری رژیم‌های مالی را در شرایط نااطمینانی نشان می دهد (توردو، 2007).

در این راستا، در سیستم‌های امتیازی جدید با هدف منعطف نمودن رژیم مالی، تعهدات متعدد و متنوعی همچون: پاداش، بهره مالکانه، مالیات بر درآمد، مالیات بر سود

1. Johnston(2003)
2. Tordo(2007)
3. Van Meurs(2008)
4. Kaiser(2007)

Archive of SID

www.SID.ir

بادآورده[1] و سود سالانه برعهده صاحب امتیاز گذاشته شد (مومر[2]، 2001). در سیستم‌های قراردادی نیز به منظور کنترل حد آستانه‌ی مالی و مدیریت سهم طرفین از شیوه های با ماهیت مقیاس متغیر و قابل تطبیق با شرایط و ویژگی‌های پروژه‌های نفتی استفاده شد (عسکری و همکاران ،1394). عوامل مقیاس عبارتند از: تولید روزانه [3] یا تولید انباشتی[4]، نرخ بازگشت سرمایه [5] و عامل R[6] .

از مطالعات انجام شده در خصوص توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی و بررسی میزان انعطاف‌پذیری آن‌ها می‌توان به مطالعات متعددی اشاره کرد. ون مورس (2008) در مطالعه‌ای به مقایسه دریافتی دولت در رژیم‌های مالی نفت پرداخته و نشان داده می‌توان مؤلفه‌های اقتصادی قراردادهای مختلف را بگونه‌ای تنظیم نمود که دریافتی دولت، فارغ از نوع قرارداد تعیین شود. البته درآمد تنزیل شده در قراردادهای امتیازی اندکی بالاتر و در قراردادهای مشارکت در تولید اندکی پایین‌تر از قراردادهای خدماتی است.

$$GR_d^{PSA} < GR_d^{RSC} < GR_d^{CS}$$

از آن‌جا که تفاوت در درآمد تنزیل شده می‌تواند با تغییرات در قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی رفع گردیده و در همه قراردادها یکسان شود، وی نشان داد عوامل دیگری علاوه بر نوع رژیم‌های مالی بر دریافتی دولت در قراردادها تأثیرگذار است.

ون مورس(2009)، نیز در مقاله‌ای ضمن ارزیابی مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان رمیله عراق، اعمال سقف 50 درصدی از محل درآمد میدان را مهمترین عامل محدودکننده دریافتی پیمانکار دانسته و نشان داده در صورت افزایش قیمت نفت به حدود 80 دلار پیمانکار می تواند کل هزینه‌های خود را ظرف دو سال اولیه بازیافت نماید.

1. Windfall Profit Tax
2. Mommer(2001)
3. Daily Rate of Production (DROP)
4. Cumulative production
5. Rate of Return (ROR)
6. R- Factor

Archive of SID

www.SID.ir

لیو و یان[1] (2010)، 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 شاخص ترکیبی، جذابیت قراردادهای نفتی در 11 کشور مختلف را مورد مقایسه قرارداده‌اند. ایشنهوآ و ازوالور[2] (2011)، دریافتی دولت در قراردادهای مشارکتی(JV) را بیش از قراردادهای امتیازی رایج می‌دانند زیرا در قراردادهای مشارکتی دولت و پیمانکار، شرکت مشترکی برای توسعه میدان تشکیل می‌دهند و دولت علاوه بر بهره مالکانه و مالیات بر درآمد در هزینه شرکت نیز شریک است که نمونه آن در نیجریه و نروژ وجود دارد. راواگنانی و همکاران[3] (2012) نشان می‌دهند میانگین دریافتی دولت در سطح جهان 64 درصد است که بیشترین آن مربوط به یمن (95 درصد) و کمترین آن مربوط به ایرلند (25درصد) است. ایشان آثار رژیم‌های مالی امتیازی و مشارکت در تولید را بر دریافتی دولت برای یک میدان نمونه در برزیل مطابق جدول (1) مقایسه می کنند.

جدول 1: مقایسه آثاررژیم‌های مالی بر دریافتی شرکت‌های نفتی (پیمانکاران) در برزیل

عنوان قرارداد	ارزش حال خالص پروژه (میلیون دلار)	تولید انباشتی (میلیون بشکه)	دریافتی دولت (درصد)
مشارکت در تولید	614	306	88
قرارداد امتیازی	1762	315	66

منبع: راواگنانی و همکاران (2012)

ژو و همکاران[4] (2015)، با استفاده از نظریه اختیار واقعی و شبیه‌سازی مونت کارلو به ارزیابی سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نفتی پرداخته‌اند. در مطالعه آنان نااطمینانی‌های قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و نرخ ارز به همراه شرایط سرمایه‌گذاری در مدل مربوطه وارد شده و نحوه ارزش‌گذاری پروژه‌های سرمایه‌گذاری در میادین مختلف نفتی در رژیم های مالی مختلف مدل‌سازی شده است. نتایج بدست آمده حاکی از آن است که قراردادهای مشارکت در تولید می‌تواند برای کشور میزبان قدرت چانه‌زنی بیشتری ایجاد

1. Luo and Yan(2010)
2. Isehuna and Uzoalor (2011)
3. Ravagnani et al.(2012)
4. Zhu et al.(2015)

Archive of SID

www.SID.ir

کند. از آنجا که بین کشور میزبان و سرمایه‌گذار خارجی تعارض مهمی وجود دارد، در میادین کوچک و متوسط، شرکت نفتی باید تلاش کند تا سقف نفت هزینه را در قرارداد افزایش داده و مانع از وضع مالیات بر درآمد بادآورده شود تا ریسک سرمایه‌گذاری کاهش یابد.

کاظمی نجف‌آبادی و همکاران (1394)، قراردادهای بیع متقابل گازی را از منظر اقتصادی مورد ارزش‌گذاری قرارداده و به منظور ارزیابی بهتر، با قرارداد مشارکت در تولید مقایسه نموده اند. برای این مقاله، فازهای 2 و 3 و همچنین 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی انتخاب شده و چون این پروژه‌ها در قالب قرارداد بیع متقابل واگذار شده‌اند، ضمن تعریف سناریوی متفاوت، قالب قراردادی مشارکت در تولید برای آن‌ها شبیه سازی شده است. پس از استخراج سناریوی برتر در قالب قرارداد مشارکت در تولید برای هر دو پروژه، مشخص شد در اجرای فازهای 2 و 3 پارس جنوبی، استفاده از قرارداد مشارکت در تولید و در فاز 4 و 5، استفاده از قرارداد بیع متقابل، برای کشور ایران مطلوب‌تر بوده اند.

منظور و همکاران (1395)، نیز به ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مشارکت در تولید پرداخته و با مد نظر قراردادن این‌که، میزان سهم بری طرفین قرارداد یکی از معیارهای اساسی ارزیابی قراردادهای نفتی است، از مقایسه میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی براساس ارزش فعلی خالص دریافتی در پروژه‌های مورد مطالعه به این نتیجه دست یافته اند که: 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 کم‌هزینه تر باشد.

صاحب هنر و همکاران (1396)، از اطلاعات فنی و اقتصادی مربوط به طرح توسعه فاز سوم میدان دارخوین جهت شبیه‌سازی مالی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران استفاده کردند. براساس نتایج بدست آمده نرخ دستمزد مهمترین عاملی است که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت‌سرمایه در اختیار سرمایه‌گذار است، لذا باید در انتخاب نرخ پایه دستمزد توجه کافی صورت گیرد.

Archive of SID

www.SID.ir

3. مکانیزم عمومی توزیع منافع در قراردادهای بالادستی

هر قرارداد نفتی متضمن اجتماع دو هدف متعارض حداکثرسازی سود و تأمین منافع سهامداران توسط شرکت نفتی خارجی و تأمین منافع بلند مدت توسط دولت میزبان است. سه عامل اساسی و تأثیرگذار بر منافع ملی در قراردادهای نفتی عبارتند از:

الف- حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن و رعایت منافع بین نسلی

ب- افزایش سهم دولت میزبان از درآمدهای نفتی

ج- توان افزایی فنی –مدیریتی دولت میزبان (درخشان ، 1393).

در این مقاله، علاوه بر بررسی میزان دریافتی شرکت نفتی خارجی، از بین عوامل تأثیرگذار بر منافع ملی دولت میزبان به عامل دوم که افزایش سهم دولت میزبان از درآمدهای نفتی است پرداخته شده است. در این راستا ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای مد نظر، به‌عنوان یک چارچوب مدیریت، تنظیم و تقسیم درآمدهای نفتی میان دولت میزبان و شرکت نفتی خارجی (ایشنهوآ و ازوالور، 2011) بررسی و مدل‌سازی شده است.

3-1. مکانیزم عمومی توزیع منافع در قراردادهای بالادستی بیع متقابل

قرارداد بیع متقابل در نظام حقوقی صنعت نفت و گاز نوعی از قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر محسوب می‌شود. این قرارداد طی بیش از بیست سال اخیر قرارداد حاکم بر حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور بوده و تاکنون در قالب سه نسل طراحی و برای عملیات و استفاده از ظرفیت‌های شرکت نفت خارجی مورد استفاده قرار گرفته است. در این قرارداد از ظرفیت شرکت‌های نفتی خارجی به عنوان پیمانکار در سه مرحله اکتشاف، ارزیابی و توسعه استفاده و پس از اتمام عملیات توسعه و تحقق اهداف مندرج در طرح جامع توسعه[1]میدان جهت انجام عملیات تولید و بهره‌برداری به شرکت ملی نفت ایران واگذار می‌شود. در مقابل شرکت ملی نفت نیز متعهد شده که از محل حداکثر60 درصد

1. Master Development Plan (MDP)

Archive of SID

www.SID.ir

عواید فیزیکی و یا نقدی تولیدات همان میدان اقدام به بازیافت هزینه‌ها و حق‌الزحمه قراردادی خویش نماید (ابراهیمی و همکاران، 1393).

به عبارتی، جریان نقدینگی این قراردادها دارای سه بخش اصلی هزینه، درآمد و بازپرداخت می باشد. بخش هزینه مرتبط با انجام عملیات اکتشاف، ارزیابی و یا توسعه میدان شامل هزینه‌های سرمایه‌ای[1]، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای[2]، هزینه‌های بانکی[3] و هزینه‌های تولید، تعمیر و نگهداری میدان هیدروکربوری (درصورت وجود) است. بخش درآمدی(درآمد ناخالص) متعلق به شرکت ملی نفت به نمایندگی از دولت میزبان است و همان ارزش کل عایدات استخراج شده بوده که با فرض آن‌که قیمت هر بشکه نفت خام در هر دوره معین معادل با p_t و میزان تولید نفت خام در همان دوره معادل با q_t باشد؛ از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$GR_t = p_t q_t \qquad (1)$$

بخش باز پرداخت هم شامل باز پرداخت هزینه‌های نفتی[4]، حق‌الزحمه یا پاداش[5] و معوقات در نظر گرفته شده در برابر سرمایه‌گذاری و ریسک‌پذیری پیمانکار می‌باشد. مبلغ پاداش با توجه به عوامل تعیین شده در ماده مربوطه نظیر نرخ بازگشت سرمایه[6] و نیز هزینه‌های بانکی و ضمائم قرارداد طوری تعیین می‌شود که نرخ بازگشت قراردادی شرکت بین‌المللی نفتی برابر با نرخ مورد توافق دو طرف گردد (قندی و لین[7]، 2012).

مجموع مبلغ بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش از طریق اختصاص سهمی از تولید پروژه و در قالب اقساط ماهانه برابر طی یک دوره چند ساله بازگشت سرمایه (7-5 سال)، مستهلک می‌شود (شیروی، 1393). این سهم حداکثر60 درصد درآمد ناخالص میدان به کسر

1. Capital Expenditure (Capex)
2. Non Capital Expenditure (Non Capex)
3. Banck Charges
4. شامل هزینه های سرمایه ای، غیر سرمایه ای و تولید و نگهداری و تعمیر میدان بوده که مطابق با دستور العمل حسابرسی قرارداد، به حساب پروژه منظور و تایید شده باشد، به همراه هزینه های بانکی آن ها در برابر تأمین مالی عملیات نفتی موضوع قرارداد، به پیمانکار باز پرداخت می شود (قنبری جهرمی و همکاران، 1394).
5. Remuneration Fee
6. Rate of Return (ROR)
7. Ghandi and Linc(2012)

Archive of SID

www.SID.ir

هزینه‌های عملیاتی بوده و درصورتی که مجموع مبلغ باز پرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه فراتر از مبلغ مذکور باشد، پرداخت مابقی به عنوان بدهی به دوره بعد منتقل می‌گردد.

$$CR_t = \frac{1}{7}(Capex + NonCapex + BC + R) - CF_t \quad (2)$$

$$CR_t \le \alpha(P_t q_t - OM_t) \;\; ; \;\; \alpha = 60\% \quad (3)$$

CR_t: بازپرداخت هزینه ها، پاداش و معوقات پیمان کار در سال t ، $Capex$: هزینه‌های سرمایه‌ای، $NonCapex$:هزینه‌های غیر سرمایه‌ای، BC: هزینه های بانکی، R: پاداش و CF_t: معوقات (کری فوروارد) در دوره t می باشد.

$$CF_t = \max\left[-ACF_t, \left[\frac{1}{7}(Capex + NonCapex + BC + R) - \alpha(P_t q_t - OM_t)\right]\right] \quad (4)$$

$$ACF_t = \sum_{s=0}^{t} CF_S \quad (5)$$

اگر در دوره t ام قسط مذکور از 60 درصد درآمد ناخالص بیشتر شود CF_S مقداری مثبت و برابر تفاوت قسط و سقف می‌شود. ولی اگر قسط از سقف 60 درصد کمتر بود امکان بازپرداخت معوقات قبل بوجود می‌آید[1]. به عبارتی در قراردادهای بیع‌متقابل، علاوه بر این‌که خود هزینه‌های سرمایه‌ای دارای سقف مشخص هستند، استهلاک این هزینه‌ها و پاداش آن‌ها نیز تا سقف خاصی از این عایدات انجام می‌پذیرد.

در واقع با این احتمال که، کل تولیدات نفتی صرف سرمایه‌گذاری پیمانکار شود، دولت میزبان با تعیین سقف‌های یاد شده، در پی‌تضمین و تثبیت حق خود از منافع و تولیدات میدان و تأمین هزینه‌های عملیات تولید است. به عبارتی، بخشی از تولیدات میدان هیدروکربوری بدون تخصیص به بازیافت هزینه‌ها از سوی شرکت ملی نفت به نمایندگی از دولت میزبان برداشت می‌شود. به عبارتی درآمد خالصی که شرکت ملی نفت ایران از ارزش کل عایدات استخراج شده در دوره t می توانند کسب کند برابر است با:

---

1. به طور مثال اگر در سال هشتم قسط پیمانکار، سقف بازپرداخت و معوقات انباشتی به ترتیب برابر با 100، 250 و400 میلیون دلار باشد، داریم: $CF_8 = \max(-400, 100 - 250) = -150$ یعنی در این سال می‌توان از 400 میلیون دلار معوقات پیمانکار، 150 میلیون دلار را باز پرداخت کرد.

Archive of SID

www.SID.ir

$$Y_t^{HG} = P_t q_t - CR_t - OM_t \quad (6)$$

Y_t^{HG} : درآمد خالص شرکت ملی نفت ایران

OM_t: هزینه های عملیاتی انجام شده توسط دولت در سال t

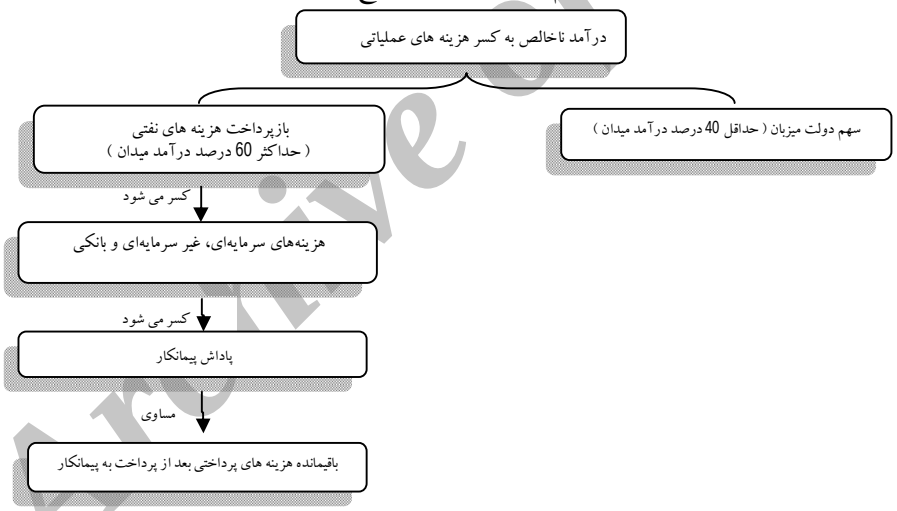
چنانچه براساس روش جریان نقدی تنزیل شده[1]، دریافتی دولت از یک میدان نفتی را معادل با سهم دولت از سود پروژه با احتساب ارزش زمانی پول در نظر گرفته شود(لیوو یان، 2010)، دریافتی دولت و پیمانکار به‌ترتیب از روابط (7) و (9) قابل محاسبه است:

$$GT_t = \frac{\sum_{t=1}^{n} B^t Y_t^{HG}}{\sum_{t=1}^{n} B^t (P_t q_t - TC_t)} \times 100 \quad (7)$$

$$TC_t = Capex_t + NonCapex_t + OM_t \quad (8)$$

$$FOCT_t = 1 - GT_t \quad (9)$$

در نمودار (2) ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل نشان داده شده است.



نمودار (2): توزیع منافع در قراردادهای بیع متقابل
منبع: چنگ یان [2] و همکاران (2017)

1. Discounted Cash Flow Method
2. Chengyuan et al. (2017)

Archive of SID

www.SID.ir

2-3. مکانیزم عمومی توزیع منافع در قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید

همان‌گونه که در مقدمه بیان شد، قراردادهای مشارکتی را باید حاصل تشدید احساسات ملی‌گرایانه کشورهای در حال توسعه دارای منابع هیدروکربوری و علاقه دولت ها به انتفاع حداکثری از عایدات این منابع دانست (امانی، 1389). در ایران اولین نوع قراردادهای مشارکتی در سال 1954 میلادی، بین شرکت ملی نفت ایران و کنسرسیومی متشکل از 8 شرکت نفتی خارجی منعقد شد. سپس دوازده قرارداد مشارکتی در سه مقطع زمانی 1957-1958 میلادی، 1964- 1965 میلادی و 1971 میلادی با تعدادی از شرکت های نفتی خارجی منعقد شد (بشارتی، 1384). پس از پیروزی انقلاب، در ماده سوم قانون "وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال 1390" برای نخستین بار به 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 شده اختصاص داشته که می‌تواند زمینه ساز جواز استفاده از قراردادهای مشارکتی برای توسعه حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور باشد (منظور و همکاران، 1394).

نظام مالی این نوع قراردادها تا حدی متأثر از ساختار مالی قرارداد امتیازی است، با این تفاوت که از مکانیزم‌هایی به منظور تأمین حداکثری دولت میزبان از عایدات حاصله از میدان هیدروکربوری برخوردار است. در این نوع قرارداد همانند قراردادهای امتیازی، دولت میزبان می‌تواند اقدام به دریافت بهره‌مالکانه[1] و مالیات[2] برعایدات میدان از پیمانکار نماید. البته شرکت پیمانکار نیز جدای از این‌که نسبت به بخشی از تولیدات میدان سهیم می‌شود، می‌تواند نفت هزینه[3] خود را نیز از محل بخشی تولیدات میدان مستهلک کند.

---

1. بهره مالکانه (Royalty) : شرکت های نفتی موظف بودند در مقابل دریافت امتیاز عملیات به میدا هیدروکربوری مبلغی تحت عنوان بهره مالکانه به دولت میزبان پرداخت کنند(حاتمی و کریمیان، 1393).

2. مالیات (Tax) : معادل با درصدی از سهم نفت فایده شرکت نفت خارجی است که پس از تخصیص عایدات میدان به وی تعلق می گیرد(عسگری و همکاران ، 1394).

3. نفت هزینه (Cost Oil): مشتمل‌بر"هزینه‌های رفع آثار قرارداد و برچیدن تأسیسات نفتی در منطقه قراردادی (Decommissioning Cost)"،"هزینه‌های توسعه‌ای (Development Cost)"،"هزینه‌های اکتشافی

Archive of SID

www.SID.ir

بر این اساس قبل از هر گونه توزیع منفعت خالص ناشی از قرارداد، بخشی از تولیدات میدان صرف تسویه هزینه‌های عملیاتی پیمانکار و مطالبات قانونی دولت میزبان می‌شود. با فرض این‌که قیمت هر بشکه نفت خام در هر دوره معادل با p_t و میزان تولید نفت خام در همان دوره معادل با q_t باشد؛ درآمد ناخالص میدان از رابطه (10) محاسبه می شود:

$$GR_t = p_t q_t \quad (10)$$

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؛

$$R_t = \beta(p_t q_t) \quad (11)$$

پس از پرداخت بهره مالکانه از مابقی تولیدات درصد مشخصی (با فرض σ) به‌منظور بازیافت هزینه‌ها به پیمانکار تخصیص داده می‌شود (نفت هزینه)؛

$$CO_t = \delta(1-\beta)(p_t q_t) \quad (12)$$

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

$$PO_t^{HC} = \mu(1-\delta)(1-\beta)(p_t q_t) \quad (13)$$

$$PO_t^{FOC} = (1-\mu)(1-\delta)(1-\beta)(p_t q_t) \quad (14)$$

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

$$T = \tau\mu(1-\delta)(1-\beta)(p_t q_t) \quad (15)$$

با توجه به این که مدیریت عملیات تولید برعهده پیمانکار است، هزینه آن نیز بر عهده وی می باشد و مجموع درآمد خالصی پیمانکار در هر دوره معین عبارت است از:

$$Y_t^{FOC} = R_t + PO_t - T_t - OM_t \quad (16)$$

$$Y_t^{FOC} = (1-\beta)\left[\delta + \mu(1-\tau)(1-\delta)\right](p_t q_t) - OM_t \quad (17)$$

(Exploration Cost)"،"هزینه‌های بازاریابی (Marketing Cost)"و"هزینه‌های تولیدی (Production Cost)"هستند (عسگری و همکاران، 1394).

1. درصدی از نفت یا گاز باقیمانده از میدان هیدروکربوری که پس از تخصیص بهره مالکانه (به دولت میزبان) و نفت هزینه (به پیمانکار) بر حسب نسبت مورد توافق بین طرفین قرارداد تقسیم می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

با فرض $\theta = (1-\beta)[\delta + \mu(1-\tau)(1-\delta)]$

$$Y_t^{FOC} = \theta\,(p_t q_t) - OM_t \qquad (18)$$

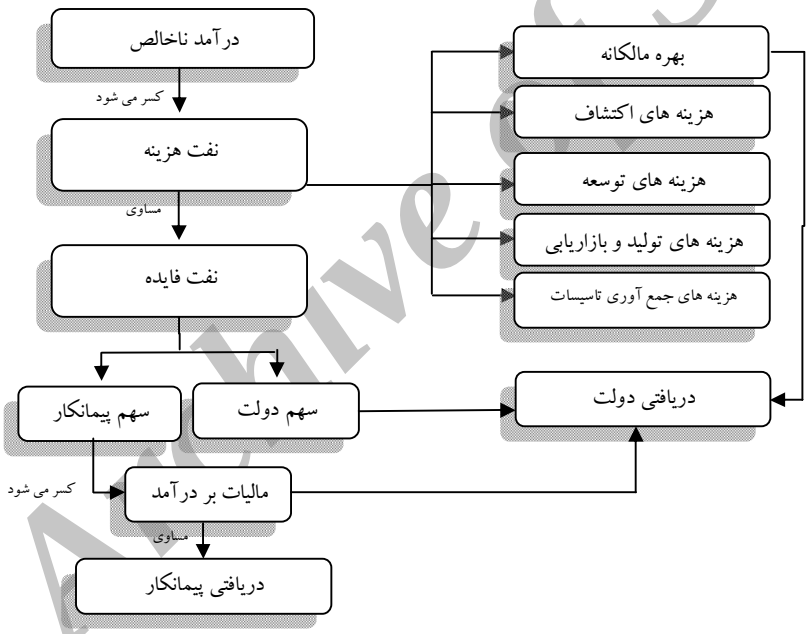
مجموع درآمد خالص دولت میزبان از تولیدات میدان در هر دوره معین عبارت است از:

$$Y_t^{FOC} = \theta\,(p_t q_t) - OM_t \qquad (19)$$

براساس روش جریان نقدی تنزیل شده، دریافتی دولت از یک میدان نفتی معادل با سهم دولت از سود پروژه با احتساب ارزش زمانی پول بصورت رابطه زیر است:

$$GT_t = \frac{\sum_{t=1}^{n} \beta^t Y_t^{HG}}{\sum_{t=1}^{n} \beta^t (p_t q_t - TC_t)} \times 100 = \frac{\sum_{t=1}^{n} \beta^t (1-\theta)(p_t q_t)}{\sum_{t=1}^{n} \beta^t (p_t q_t - TC_t)} \times 100 \qquad (20)$$

نمودار (3) ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید را نشان می دهد.



نمودار (3): توزیع منافع در قراردادهای مشارکت در تولید

منبع : یافته های پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir

3-3. مکانیزم عمومی توزیع منافع در قراردادهای جدید نفتی ایران[1]

قراردادهای جدید نفتی ایران در پاسخ به نارسایی‌ها و خلأهای موجود در نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل و غیرجذاب بودن آن‌ها از نقطه‌نظر شرکت‌های نفتی خارجی تهیه شده و کلیدی‌ترین هدف از تدوین آن از دید نظریه قراردادی[2]، افزایش منافع طرفین قرارداد نسبت به قراردادهای یادشده می‌باشد (بهادری، 1395). رژیم مالی این قرارداد، از نوع خدماتی با ریسک است و هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت خارجی و مبتنی بر رژیم مالی صورت می‌گیرد به چهار دسته هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم[3]، هزینه‌های غیرمستقیم[4]، هزینه‌های پول[5] و هزینه‌های بهره برداری[6] تقسیم‌بندی می‌شود(حسینی، 1393). هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و هزینه‌های غیر مستقیمی که تا هنگام شروع تولید اولیه صورت‌گرفته حداکثر ظرف 5 الی 7 سال از زمان شروع بازپرداخت تسویه خواهند شد. اما هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیمی که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده؛ ظرف 5 الی 7 سال از تاریخ هزینه کرد و هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه نیز مشابه با هزینه‌های بهره‌برداری به‌صورت جاری تسویه می‌گردند. هزینه‌های بانکی برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم منظور و در دوره بازیافت مستهلک می‌شوند. در قراردادهای جدید نفتی، طرف دوم قرارداد علاوه بر دریافت هزینه‌های یاد شده در دوران بهره‌برداری نیز حضور داشته و دستمزد مشخصی را براساس نرخ دستمزد

1. Iranian Petrouleum Contracts (IPC)

2. Contract Theory

3. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم ((Direct Capital Cost (DCC) دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف توسعه ضروری هستند.

4. هزینه‌های غیر مستقیم ((Indirect Capital Cost (IDC) هزینه‌هایی هستند که بوسیله پیمانکار در با انجام عملیات نفتی به نهادها و ارگان‌های دولتی پرداخت شده اند.

5. هزینه‌های پول ((Cost of Money (COM) یا هزینه‌های تأمین منابع مالی به هزینه‌های غیر مستقیم و تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر تعلق می گیرد.

6. هزینه‌های عملیاتی (Opex) شامل تمام هزینه‌هایی است که توسط پیمانکار به منظور اجرای برنامه‌های توسعه، تولید، برنامه کاری و بودجه سالانه مصوب انجام می‌گیرد.

Archive of SID

www.SID.ir

پایه در حالت تحقق اهداف و میزان تولید محقق شده از میدان به‌صورت رابطه زیر دریافت می‌دارد:

$$DP = (A)\times(FF)\times(P)\times(D) \qquad (21)$$

در این‌جا، DP دستمزد مربوطبه توسعه میدان، A نرخ دستمزد پایه در حالت تحقق اهداف قرارداد، P درصد تحقق تولید نسبت به سطح پلوتو قرارداد و D درصد پایداری تولید در سطح پلوتو به قرارداد است.در رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران اولاً، بازیافت هزینه‌های پیمانکار و پرداخت دستمزد از محل عایدات میدان، و در قالب نفت هزینه پیش‌بینی شده و این میزان حداکثر 50 درصد عواید یا تولیدات میدان می‌باشد(حاتمی و همکاران، 1393)، ثانیاً، قیمت نفت، سطح تولید، هزینه‌ها و مواردی همچون نحوه محاسبه تولید پایه میدان، نحوه تقسیط بازپرداخت مطالبات پیمانکار و نرخ تنزیل از جمله مؤلفه‌های تأثیرگذار بر دستمزد پیمانکار، نرخ بازدهی داخلی و نحوه تقسیم دریافتی میان طرفین است. لذا با افزایش قیمت نفت در سطوح پایین قیمتی، سقف باز پرداخت مطالبات پیمانکار به دلیل افزایش درآمد میدان افزایش می‌یابد که می‌تواند باعث تسریع بازپرداخت و افزایش نرخ بازدهی داخلی شود، اما در سطوح بالای قیمتی، از آنجا که سقف 50 درصدی در باز پرداخت مطالبات پیمانکار محدودیت‌زا نبوده، اما افزایش قیمت نفت در زمان باز پرداخت و در نتیجه در نرخ بازدهی داخلی چندان تأثیرگذار نمی‌باشد. بنابراین به طور مشخص می توان عایدی دولت و پیمانکار در کل پروژه (به صورت جاری و تنزیل نشده) را به‌صورت زیر در نظر گرفت:

$$Y_t^{HG} = \sum\left\{P_t q_t - \left[(1-sp)\phi_t(P_t q_t RI_{t-1}A) + \frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t - CF_t\right]\right\} \qquad (22)$$

$$Y_t^{FOC} = \sum\left\{P_t q_t - \left[(1-sp)\phi_t(P_t q_t RI_{t-1}A) - CF_t\right]\right\} \qquad (23)$$

Archive of SID

www.SID.ir

با توجه به اینکه سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار در هر دوره نباید از میزان مشخص $(\varphi p_t q_t)$ فراتر رود[1]، کل پرداختی به پیمانکار در هر دوره به صورت است:

(24)

$$TP_t = (1-sp)\phi_t(p_t q_t RI_{t-1} A) + \frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t - CF \le \varphi p_T q_t$$

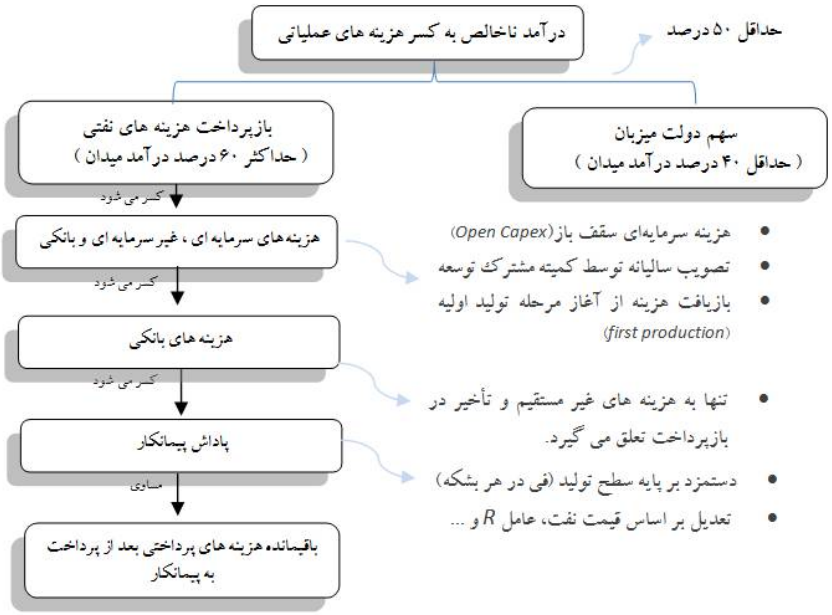
Y_t^{HC}	عایدی دولت در سال t	DCC_t	هزینه های سرمایه ای مستقیم در سال t
Y_t^{FOC}	عایدی شرکت خارجی در سال t	IDC_t	هزینه های سرمایه ای غیر مستقیم در سال t
P_t	متوسط قیمت در سال t	COM_t	هزینه بانکی
q_t	تولید در سال t	sp	سهم شرکت داخلی از پاداش پروژه
ϕ_t	دستمزد بهره بردار در سال t که تابعی از نرخ دستمزد و میزان تولید است. $Q_t = \varphi_t q_t$	φ_t	سقف باز پرداخت از محل تولید میدان
RI_t	عامل Rبرابر با مجموع عایدی انباشتی پیمانکار از ابتدا تا کنون نسبت به مجموع هزینه های پرداخت شده توسط بهره بردار در دوره مشابه	CF_t	میزان مطالبات انباشتی بهره بردار که به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده به دوره بعد منتقل می گردد
A	نوع میدان (میزان ریسک، منطقه عملیاتی، مستقل یا مشترک بودن)	T	طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که بین 7-5 سال است.

در نمودار(4) مقایسه ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی با بیع متقابل نشان داده شده است.

1. در صورتی که مطالبات پیمانکار از 50 درصد درآمد میدان فراتر رود تنها حداکثر مذکور پرداخت شده و مابقی به عنوان بدهی به دوره بعد منتقل می شود.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار (4): مقایسه ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی با قراردادهای بیع متقابل

منبع : یافته های پژوهش

اگرچه قراردادهای جدید نفتی به‌دلیل برخورداری از: برنامه توسعه منعطف، برنامه‌کاری و بودجه سالانه به جای تعیین سقف ثابت هزینه، امکان بازیافت کامل هزینه‌ها، انعطاف دستمزد نسبت به تغییر قیمت نفت و متناسب با ریسک‌ها و مناطق مختلف عملیاتی نسبت به قراردادهای بیع متقابل، از انعطاف‌پذیری بیشتری برخوردار می‌باشند. اما از آن‌جا که قراردادهای جدید نفتی مشابه قراردادهای بیع متقابل ماهیت خدماتی داشته و پیمانکار هزینه‌های پرداخت شده را بازیافت نموده و از دستمزد نسبتاً مشخصی که ارتباط چندان مستقیم و یک به یکی با قیمت ندارد برخوردار[1] است ، هنوز نسبت به قرارداد مشارکت در تولید، که در آن پیمانکار در سود میدان شریک بوده و درآمدش مستقیماً با قیمت در ارتباط می‌باشد از انعطاف‌پذیری کمتری برخوردار است.

1. در واقع ارتباط میان نرخ دستمزد و قیمت نفت به‌صورت پلکانی و محدود است.

Archive of SID

www.SID.ir

4-3. مقایسه موازنه ریسک و پاداش در قراردادهای بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای نفتی جدید ایران

در جدول (2) انواع ریسک‌هایی که پیمانکار در قراردادهای سه گانه مورد بررسی با آن مواجه بوده و نظام پاداش تعبیه شده در هر مورد به صورت کیفی مقایسه شده است.

جدول 2: مقایسه موازنه ریسک و پاداش در قراردادهای بیع متقابل، مشارکت در تولید و IPC

	بیع متقابل	مشارکت تولید	قراردادهای جدید نفتی
ریسک اکتشاف	پیمانکار را تهدید می‌کند.	پیمانکار را تهدید می‌کند.	پیمانکار را تهدید می‌کند.
ریسک کاهش قیمت نفت	پیمانکار را تهدید می‌کند[1].	پیمانکار را تهدید می‌کند[2].	
ریسک افت فشار مخزن[3]	پیمانکار را تهدید می‌کند.	پیمانکار را تهدید می‌کند.	پیمانکار را تهدید می‌کند.
حضور پیمانکار در تولید	وجود ندارد.[4]	وجود دارد.	وجود دارد.
نحوه پرداخت دستمزد	- مشخص شدن میزان پاداش در ابتدای قرارداد بصورت ثابت - عدم تعلق پاداش تعیین شده به پیمانکار در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی - ملاک اختصاص پاداش به	- سهیم بودن شرکت نفتی در سود حاصل از میدان - تعدیل سهم شرکت خارجی از نفت فایده براساس مکانیسم-های مختلف همچون عامل R، نرخ بازدهی ROR و یا نرخ تولید روزانه	- پرداخت پاداش پیمانکار براساس میزان تولید روزانه (فی در هر بشکه) - تعدیل نرخ پاداش (فی) براساس عوامل مختلف (قیمت نفت، نوع و میزان ریسک، عامل R) در هر دوره

1. در قرار داد بیع متقابل اگر قیمت نفت چنان کاهش یابد که عایدات میدان در دوره ای خاص برای باز پرداخت قسط پیش بینی شده در آن دوره کافی نباشد، نظر به محدود بودن دوره بازپرداخت در این قرارداد، خطر بدون باز پرداخت ماندن هزینه ها و یا تأ خیر در بازپرداخت و نتیجتاً افزایش نرخ بازگشت سرمایه، پیمانکار را تهدید می کند. اما کاهش قیمت نفت در قرارداد مشارکت در تولید تنها مدت زمان بازپرداخت را اندکی با تأخیر مواجه کند، بدون آنکه خطر بدون بازپرداخت ماندن هزینه ها پیمانکار را تهدید نماید (بهمئی و مهرابی، 1393).
2. در قراردادهای مشارکت در تولید، درصدی از نفت به پیمانکار می‌رسد و در نتیجه در صورتی که قیمت نفت در زمان خاتمه پروژه و شروع تولید از مخزن (در مقایسه با زمان انعقاد قرارداد) کاهش یابد، ممکن است پیمانکار حتی دچار زیان نیز شود. در چنین حالتی سرمایه‌گذار کمتر از حالت بیع متقابل سود برده و برعکس، چنانچه قیمت نفت افزایش یابد، سرمایه‌گذار در مقایسه با قرارداد بیع متقابل سود بیشتری خواهد برد (حسنتاش، 2009).
3. هزینه های پیمانکار در هر یک از قراردادهای یاد شده از محل نفت تولیدی تأمین می شود.
4. در نسل سوم بیع متقابل، پس از تحویل میدان به کارفرما و تا قبل از پایان دوره باز پرداخت کارفرما می تواند از خدمات مشاوره ای پیمانکار استفاده کند اما عملیات تولید همچنان در اختیارکارفرما است (ابراهیمی،1391).

Archive of SID

www.SID.ir

	بیع متقابل	مشارکت تولید	قراردادهای جدید نفتی
	پیمانکار ماندگاری تولید در سطح پلتو در بازه زمانی 21 روزه از یک دوره 28 روزه		
طول دوره و نحوه باز پرداخت هزینه ها	- در یک دوره استهلاک [1] و محدود (معمولاً بین 5 تا 7 ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه) هزینه‌های نفتی (بجز هزینه-های عملیاتی) ودستمزد پیمانکار از محل حداکثر 60 درصد عایدات میدان و با توجه به نرخ بازگشت‌سرمایه مشخص گردیده در قرارداد و در قالب اقساط مساوی به پیمانکار باز پرداخت می-شود. - تعلق هزینه‌های بانکی به کلیه هزینه‌های صورت گرفته و برابر بودن آن با حدود نصف هزینه‌های سرمایه‌ای -بازپرداخت‌مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه های غیر مستقیم	- کسر بهره مالکانه از عواید میدان در هردوره، بصورت ثابت یا تابعی از سطح تولید میدان - وجود سقف بازپرداخت هزینه‌ها(نفت‌هزینه) براساس 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	- باز پرداخت هزینه‌های سرمایه-ای مستقیم در اقساط 5 الی 7 ساله (بعد از رسیدن به تولید اولیه) و باز پرداخت سایر هزینه‌ها به همراه پاداش پیمانکار در هر دوره از محل 50 درصد عواید میدان - تعلق هزینه‌های بانکی تنها به هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم-وتاخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار -بازپرداخت مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیر مستقیم به پیمانکار

منبع: بهمئی و همکاران (1393)، صاحب هنر و همکاران (1396)، طاهری فرد (1395)، مصوبه هیأت دولت در خصوص ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، طرح پژوشی مرکز همکاری های فناوری ریاست جمهوری (1385)

4. مدل شبیه‌سازی مالی قراردادهای بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی

از آنجا که در این مطالعه هدف مقایسه توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی در مدل-های مختلف و بررسی تأثیر سناریوهای مختلف بر این منافع می‌باشد، که خود نیازمند بررسی جامعی از پارامترها و مؤلفه‌های مالی قرارداد[2] است، لذا شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد برای کل چرخه حیات پروژه ضروری است[3]. در این راستا رژیم مالی قراردادهای

1. Amortization Period

2. همچون نرخ دستمزد، طول دوره و نحوه باز پرداخت هزینه ها و سایر اعداد و ارقام مطرح شده در قرار داد

3. در شبیه سازی مالی مراحل اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید مدنظر قرار گرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیسم های تعبیه شده در رژیم مالی قرارداد، جریان نقدی قرارداد به صورت سالانه محاسبه می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

سه‌گانه با استفاده از نرم افزار اکسل و زبان برنامه نویسی ویژوال بیسیک (VBA) شبیه‌سازی شده است[1]. در این شبیه‌سازی، پارامترها و نتایج اصلی تبیین، جریان نقدی پروژه (قبل از اعمال رژیم مالی)، دستمزد، بازپرداخت هزینه‌ها ، تأخیر در باز پرداخت، هزینه پول و جریان نقدی دولت و شرکت نفتی خارجی محاسبه و در نهایت تحلیل نموداری، حساسیت انجام شده است.

لازم به ذکر است اطلاعات فنی مربوط به قرارداد بیع متقابل مطابق قرارداد منعقد شده بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت شل (2000 میلادی) در خصوص میادین نفتی سروش و نورز است. طبق این قرارداد، شرکت شل به عنوان پیمانکار با حفر 17 حلقه چاه افقی تولیدی در میدان نوروز و حفر 2 حلقه چاه تخلیه آب و حفر و تکمیل 10 حلقه چاه افقی تولیدی در میدان سروش و همچنین نصب سه سکوی سرچاهی، سه سکوی تولیدی، دو سکوی محل اقامت، یک مخزن شناور و واحد تخلیه نفت، نصب خطوط لوله بین سکوهای سرچاهی و سکوهای تولید و دو خط لوله صادراتی و کابل‌های قدرتی برق تولید این میادین را به ترتیب 90 و 100 هزار بشکه در روز افزایش دهد.

1-4. فروض اصلی

در مدل طراحی شده سعی شده تمامی جزئیات فنی و مالی قراردادهای سه‌گانه لحاظ گردد. مهمترین فروض مشترک و اصلی هر یک از قراردادها ، به شرح زیر است.

1-1-4. فروض مشترک:

فروض مشترک در سناریوهای مختلف در این قسمت بیان شده است.

- **زمان‌بندی و تولید:** این فروض در جدول زیر ارائه شده است.

طرح توسعه میدان‌های نفتی سروش و نوروز به صورت قرارداد بیع‌متقابل از سال 1999 میلادی به شرکت شل واگذار شد. طول دوره این قرارداد 14 سال(تا سال 2013 میلادی) بوده که هفت سال اول آن مربوط به دوره توسعه و بهره‌برداری و هفت سال دوم مربوط به

1. یکی از مهمترین ویژگی های این نرم افزار شفافیت در محاسبات و بیان شفاف نتایج است.

Archive of SID

www.SID.ir

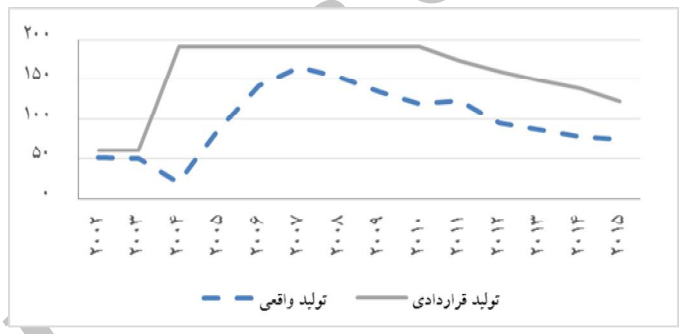
بازپرداخت مطالبات پیمانکار می باشد. در این مطالعه طول دوره مورد بررسی با توجه به دسترسی به اطلاعات میدان، از سال ابتدای انعقاد قرارداد تا سال 2015 میلادی یعنی دو سال بعد از اتمام قرارداد و در زمان بهره برداری توسط شرکت ملی نفت (با فرض هزینه های یکسان در سایر قراردادها) در نظر گرفته شده است.

جدول 3: فروض مشترک در زمینه زمان‌بندی (سال)

طول دوره بررسی	دوره اکتشاف	طول دوره توسعه
16	-	4

منبع: مفروضات پژوهش

برنامه تولید در دوره مورد بررسی مطابق با تولید واقعی محقق شده می باشد که در نمودار (5) همراه با تولید قراردادی نمایش داده شده است.



نمودار (5): مقایسه تولید واقعی (محقق شده) با تولید قراردادی میادین نفتی سروش و نوروز
منبع: شرکت ملی نفت فلات قاره(1396)

- **هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری:**

هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری در سناریوهای مختلف به شرح جدول (4) است.

جدول 4: فروض مشترک در زمینه هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری

معیار	واحد	مرجع	بدبینانه	خوش‌بینانه

Archive of SID

www.SID.ir

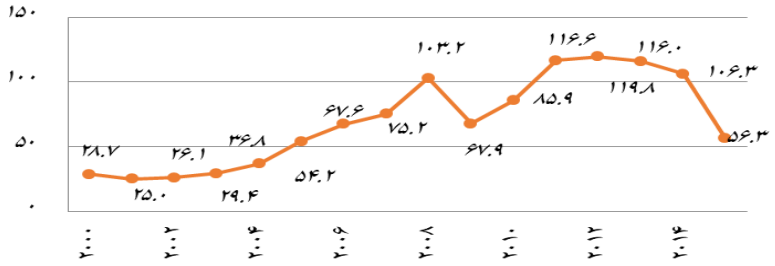
هزینه نهایی افزایش ظرفیت	هزار دلار بر بشکه در روز	4/8	8	3/5
هزینه سرمایه‌ای	میلیون دلار	901	1520	665
هزینه عملیاتی	دلار بر بشکه	3	5	2
هزینه تعمیر و نگهداری	میلیون دلار در سال	1	2	0/5
هزینه‌های غیر مستقیم	درصد از هزینه‌های سرمایه‌ای	15	20	13

منبع: مفروضات پژوهش

لازم به توضیح است هزینه نهایی افزایش ظرفیت در سناریو مرجع (4/8 هزار دلار برای هر بشکه در روز افزایش ظرفیت) بر اساس میزان هزینه توسعه‌ای قرارداد منعقد شده بیع متقابل (مجموعاً برابر با 901 میلیون دلار) و پلتو میدان محاسبه شده است.

- **قیمت**

نفت تولیدی میدان سروش و نوروز با درجه API بین 21- 11 نفت سنگین است. نفت سنگین ایران به مقصد شرق آسیا، بر اساس میانگین نفت عمان و دوبی قیمت‌گذاری می‌شود. این روند در دوره مورد بررسی مطابق نمودار(6) بوده است.



نمودار (6): میانگین قیمت نفت عمان و دوبی طی سال های 2015- 2000 میلادی

منبع: اداره اطلاعات انرژی امریکا (2015)

4-1-2. سناریو سازی و پارامترهای رژیم مالی

Archive of SID

www.SID.ir

درمدل طراحی‌شده این مقاله، برای پارامترهای مرتبط با رژیم مالی هر یک از قراردادهای سه‌گانه، دو سناریوی سخت‌گیرانه و متعارف تنظیم شده است[1]. در سناریوی سخت‌گیرانه، پارامتر های قرارداد بیع متقابل میان شرکت ملی نفت و شرکت شل مبنا قرار گرفته است و پارامترهای دو قرارداد دیگر به‌گونه‌ای تنظیم شده که نتایج اصلی (نرخ بازده داخلی و دریافتی) هر یک از این دو قرارداد با نتایج تحقق یافته در قرارداد بیع متقابل یاد شده یکسان شود.به‌عنوان مثال در قرارداد مشارکت در تولیدزمانی‌نرخ بازدهی داخلی و دریافتی طرفین قرارداد بیع متقابل حاصل می‌شود که نرخ مالیات بر درآمد شرکت 70 درصد منظور گردیدهو سایر پارامتر ها مطابق مقادیر ذکرشده درستون سناریو سختگیرانه جدول (5)تنظیم شود.

اما در سناریوی متعارف، پارامترهای قراردادهای مشارکت در تولید متعارف مبنا قرار گرفته و پارامترهای دو قرارداد دیگر به‌گونه‌ای تنظیم شده که در حالت اولیه نتایج یکسانی در مقایسه با قرارداد مشارکت حاصل گردد. در این حالت نیز در قرارداد بیع متقابل، نتایج اصلی قرارداد مشارکت در تولید زمانی قابل دستیابی خواهد بود که پارامترهای قرارداد بیع متقابل مشابه اطلاعات ستون متعارف جدول (5) تنظیم شود. مقادیر پارامترهای هر سه قرارداد در سناریوهای فوق‌الذکر در جداول زیر مشخص شده است.

- **پارامترهای رژیم مالی قرارداد بیع متقابل**

جدول 5: پارامترهای رژیم مالی بیع متقابل

شرح	واحد	سختگیرانه*	متعارف
پاداش	میلیون دلار	450	970
سقف بازپرداخت	درصد	60	80
دوره تقسیط سرمایه (سال)	سال	10	4
نرخ هزینه بانکی	درصد	5	9
تولید زودهنگام	هزار بشکه در روز	50	50
تولید اولیه	هزار بشکه در روز	60	60

منبع: مفروضات پژوهش * بر اساس داده‌های حسینی (1379) و درخشان (1384).

- **پارامترهای رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید**

1. به طور مثال پارامترهای رژیم قرارداد بیع متقابل عبارتند از: پاداش، سقف بازپرداخت، دوره تقسیط سرمایه، نرخ هزینه بانکی، میزان تولید زود هنگام و میزان تولید اولیه

Archive of SID

www.SID.ir

پارامترهای مربوط به رژیم مالی مشارکت در تولید نیز در مدل مورد بررسی به شرح جدول (6) تعیین شده است.

جدول 6: پارامترهای رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید

شرح		سختگیرانه	متعارف
نرخ بهره مالکانه (درصد)		15	15
حد بازیافت هزینه (پس از کسر بهره مالکانه) (درصد)		60	60
نرخ مالیات بر درآمد شرکت (درصد)		70	35
دوره استهلاک سرمایه (سال)		10	7
سهم دولت از نفت فایده (براساس عامل *R*)		60 درصد	60 درصد
نحوه تعدیل سهم دولت بر اساس عامل *R*	*R-Factor*	تغییر سهم دولت (درصد)	
بازه 1	0/5 >	100	100
بازه 2	1 – 0/5	150	120
بازه 3	1/5 - 1	60	150
بازه 4	1/5 <	180	180

منبع: مفروضات پژوهش

- **پارامترهای رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی**

پارامترهای مربوط به رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی نیز در مدل مورد بررسی به شرح جدول (7) تعیین شده است. در این جدول دستمزد پیمانکار براساس قیمت نفت و عامل R چنان تعیین و تعدیل شده که نتایج اصلی (نرخ بازده داخلی و دریافتی) شرکت خارجی در قراردادهای جدید نفتی در سناریوی سختگیرانه با بیع متقابل و در حالت متعارف با قراردادهای مشارکت در تولید یکسان شود.

Archive of SID

www.SID.ir

جدول 7: پارامترهای رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی

شرح			سختگیرانه	متعارف
دستمزد پایه (دلار در هر بشکه)			1	2/5
سقف بازپرداخت (درصد)			50	70
دوره تقسیط سرمایه (سال)			10	4
نرخ هزینه بانکی			5	9
		قیمت		
تعدیل دستمزد بر اساس قیمت نفت(درصد)	بازه 1	40	105	120
	بازه 2	60	110	130
	بازه 3	80	115	150
	بازه 4	80<	120	170
	تعدیل دستمزد			
تعدیل دستمزد بر اساس عامل R (درصد)	بازه 1	100	0/25 >	1 >
	بازه 2	80	0/5 - 0/25	1/5 – 1
	بازه 3	60	1 – 0/5	2 – 1/5
	بازه 4	50	1 <	2 <

منبع: مفروضات پژوهش

5. نتایج اصلی بدست آمده از شبیه سازی مالی

در این قسمت، ابتدا تأثیر پارامترهای برآورد شده (جداول 5 الی 7) بر توزیع درآمد ناخالص و بازدهی طرفین بررسی شده است. سپس با هدف تحلیل میزان انعطاف‌پذیری قراردادهای مورد بررسی، به تحلیل حساسیت مؤلفه‌های بازده و دریافتی طرفین قرارداد نسبت به تغییر مؤلفه های قیمت و هزینه های سرمایه ای پرداخته شده است.

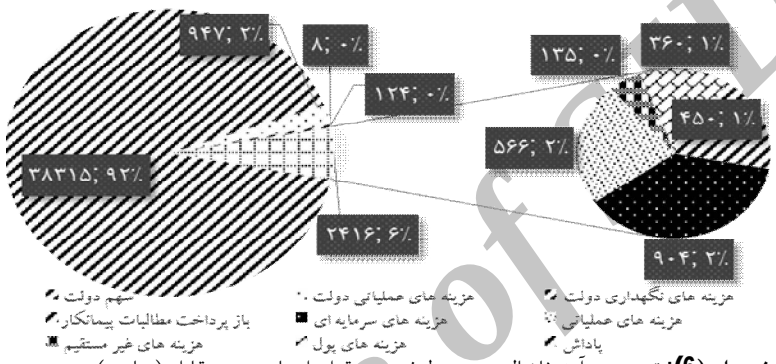
5-1. توزیع درآمد ناخالص بین طرفین

به منظور بررسی چگونگی تسهیم درآمد ناخالص میدان بین طرفین قرارداد در هر یک از قراردادهای مورد بررسی، در این قسمت دو حالت جاری و تنزیل شده، در سناریوهای مرجع و سخت‌گیرانه مد نظر قرار گرفته و نتایج مربوط به سناریوهای مرجع و متعارف در

Archive of SID

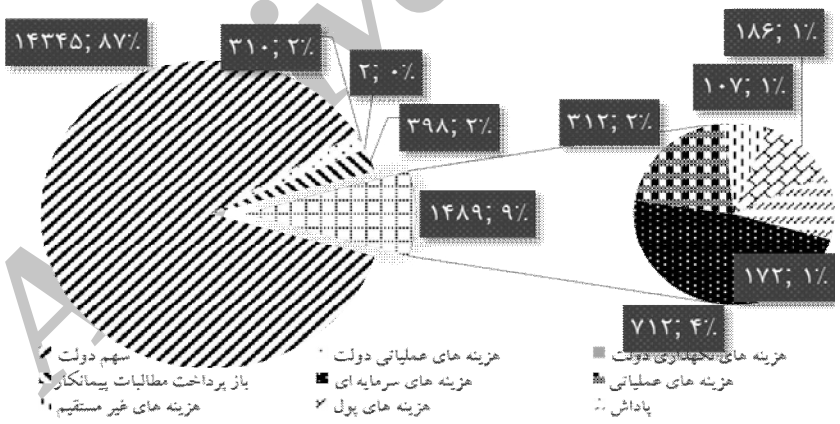
www.SID.ir

پیوست ارائه شده است. همانطور که در نمودار(7) مشاهده می‌شود، در حالت جاری و تنزیل شده بیشترین سهم از درآمد ناخالص میدان طی دوره قرار داد بیع متقابل از آن دولت شده که به ترتیب حدود 38315 میلیارد دلار (92 درصد) و 14345 میلیارد دلار (87 درصد) بوده است. سهم پیمانکار اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیرمستقیم، عملیاتی و بانکی و پاداش نیز از درآمد ناخالص در حالت جاری و تنزیل شده 8 و 13 درصد است.



نمودار (6): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای بیع متقابل (جاری)

منبع: محاسبات پژوهش



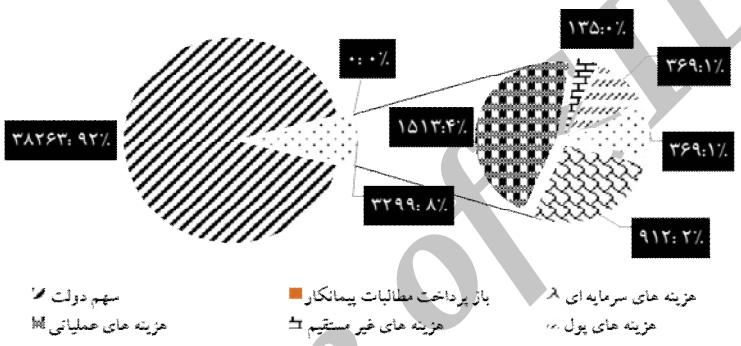
نمودار (7): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای بیع متقابل (تنزیل شده)

منبع: محاسبات پژوهش

Archive of SID

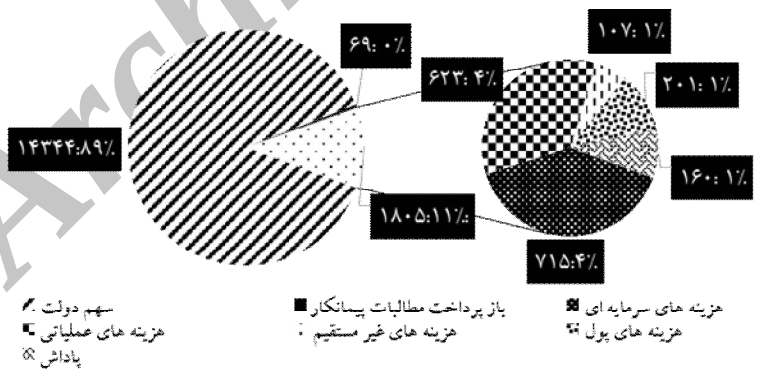
www.SID.ir

طبق نتایج نشان داده شده در نمودارهای (9) و (10) ، با در نظر گرفتن پارامترهای سناریوی سخت‌گیرانه، در دوره مورد بررسی، سهم دولت از درآمد ناخالص در حالت جاری و تنزیل شده به ترتیب 92 و 89 درصد و سهم پیمانکار اعم از هزینه‌های مختلف و دستمزد در به ترتیب 8 درصد و 11 درصد است. دلیل افزایش سهم پیمانکار در درآمد ناخالص نسبت به قرارداد بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و انجام هزینه‌های عملیاتی توسط وی می‌باشد.



نمودار (8): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای جدید نفتی (جاری)

منبع: محاسبات پژوهش



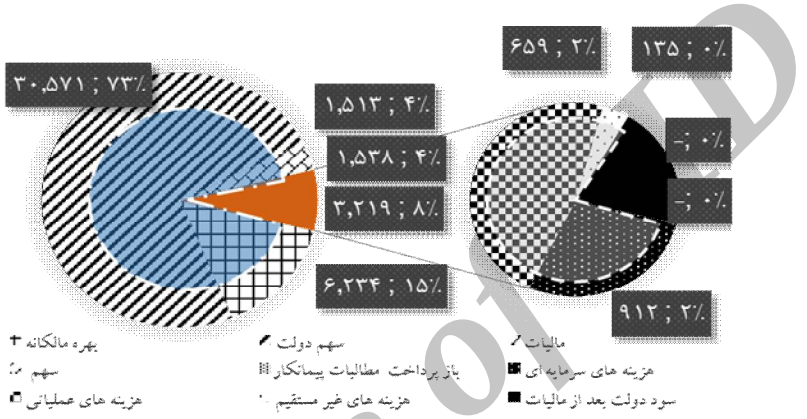
نمودار (9): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای جدید نفتی (تنزیل شده)

منبع: محاسبات پژوهش

Archive of SID

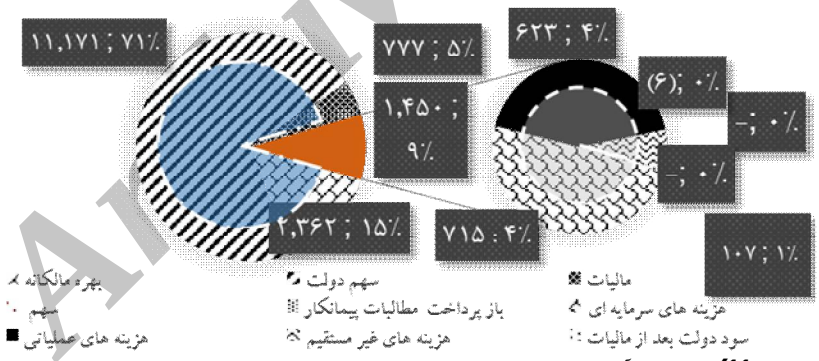
www.SID.ir

در نمودار زیر نحوه تسهیم درآمد ناخالص، در صورتی که از قراردادهای مشارکت در تولید استفاده می‌شد، مشخص شده است. در حالت جاری و تنزیل شده سهم دولت از درآمد ناخالص به ترتیب 92 درصد (شامل 15درصد بهره مالکانه، 73 درصد نفت فایده و 4 درصد مالیات) و91 درصد (شامل 15درصد بهره مالکانه،71 درصد نفت فایده و 5 درصد مالیات) خواهد بود.



نمودار (10): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای مشارکت در تولید (جاری)

منبع: محاسبات پژوهش



نمودار (11): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای مشارکت در تولید (تنزیل شده)

منبع: محاسبات پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir

مطالب فوق به‌خوبی نشانگر این مطلب است که پارامترهای برآورد شده در جداول 5 الی 7 منجر شده که فارغ از عنوان قرارداد، توزیع درآمد ناخالص جاری در حالت اولیه یکسان گردد[1].

2-5. بازدهی طرفین

در جدول (8)، بازدهی طرفین در قراردادهای سه گانه در دو سناریوی مورد بررسی و براساس پارامترهای برآوردی قید شده است. اطلاعات جدول نشان می دهد که در سناریوی سخت‌گیرانه با مبنا قراردادن بیع متقابل موجب شده تا در هر سه قرارداد بازده داخلی پیمانکار حدود 9 درصد و دریافتی وی حدود 2 درصد شود. این ارقام در سناریوی متعارف به ترتیب حدود 23/5 و 5 درصد است. همچنین نتایج نشان می‌دهد که هر چند در قرارداد بیع متقابل منعقد شده بین شرکت ملی نفت و شرکت شل، از 39001 میلیون دلار ارزش خالص پروژه حدود 38315 میلیون دلار (98 درصد) به دولت و مابقی به پیمانکار تعلق گرفته که این توزیع منافع از طریق انعقاد قرار داد مشارکت تولید و لحاظ پارامترهای برآوردی جدول 5 نیز قابل حصول است. اما قرارداد منعقده با شرکت شل در عمل بازدهی بسیار پایین همراه با مدت زمان بالای بازگشت سرمایه را برای پیمانکار داشته، به‌طوری که نرخ بازدهی داخلی پیمانکار 9 درصد، ارزش خالص فعلی تنزیل شده با نرخ 10 درصد حدود منفی 41 میلیون دلار و دوره بازگشت سرمایه پیمانکار 5/63 سال می باشد که در صورت انعقاد قرارداد مشارکت در تولید با حفظ دریافتی دولت در حدود 98 درصد، می‌توانست نرخ بازدهی متناسب 24/5 درصد، ارزش خالص فعلی تنزیل شده با نرخ 10 درصد حدود 331 میلیون دلار و دوره بازگشت سرمایه پیمانکار 1/28 سال را برای پیمانکار به همراه داشته باشد. در واقع سختگیری بیش از حد در تنظیم پارامترهای قرارداد هرچند ممکن است درآمد بیشتری را نصیب دولت نماید، اما به دلیل جذابیت پایین قرارداد در بلندمدت باعث کاهش جذب سرمایه گردد. کما اینکه در فاصله زمانی سال‌های 2005–

1. در این مقاله جهت تنظیم پارامترهای سه گانه در حالت اولیه و رسیدن به نتایج یکسان، جریان نقدی جاری مبنا بوده لذا در حالت تنزیل شده به دلیل متفاوت بودن زمانبندی بازپرداخت هزینه و پاداش پیمانکار در قراردادهای مورد بررسی توزیع یکسان نمی باشد.

Archive of SID

www.SID.ir

2011 هیچ قرارداد بیع متقابلی با شرکت‌های خارجی منعقد و اجرایی نشد که دلیل آن عدم جذابیت کافی قراردادهای بیع متقابل بوده است.

جدول 8: مقایسه مکانیزم توزیع منافع در قراردادهای بیع متقابل، مشارکت در تولید و IPC

نوع قرارداد	سناریو سختگرایانه				سناریو متعارف			
	IRR (درصد)	NPV0 (م.د)	TakE (درصد)	NPV10 (م.د)	IRR (درصد)	NPV0 (م.د)	TakE (درصد)	NPV10 (م.د)
بیع متقابل								
پروژه	89	39001		14304	89	39001		14304
پیمانکار	9	686	2	(41)	24/5	852	2	313
دولت	-	38315	98	14345	-	38149	98	13991
دوره باز پرداخت	5/63	-		-	1/28	-		-
مشارکت در تولید								
پروژه	89	39001		14304	89	39001		14304
پیمانکار	9/8	659	2	(6)	23/9	1/731	4	538
دولت	-	38342	98	14310	-	37271	96	13766
دوره باز پرداخت	4/51	-		-	1/92	-		-
جدید نفتی								
پروژه	89	39001		14304	89	39001		14304
پیمانکار	9/1	738	2	(40)	23/1	2075	5	634
دولت	0	38263	98	14344	0	36926	95	13670
دوره باز پرداخت	4/68	-		-	1/87	-		-

منبع: یافته‌های پژوهش

3-5. تحلیل حساسیت

در این قسمت به‌منظور بررسی و تحلیل عوامل مؤثر برسودآوری و دریافتی طرفین در قرارداد های بیع متقابل، مشارکت در تولید و جدید نفتی به تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی و دریافتی نسبت به تغییر مؤلفه‌های اصلی (قیمت و هزینه‌ها) پرداخته شده است.

1-3-5. تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی

- **تغییرات قیمت**

همانطور که در نمودار (12) مشاهده می‌شود، با افزایش و یا کاهش قیمت نفت، نرخ بازدهی داخلی پیمانکار در رژیم مالی قراردادهای مشارکت به‌ترتیب روندی صعودی و

Archive of SID

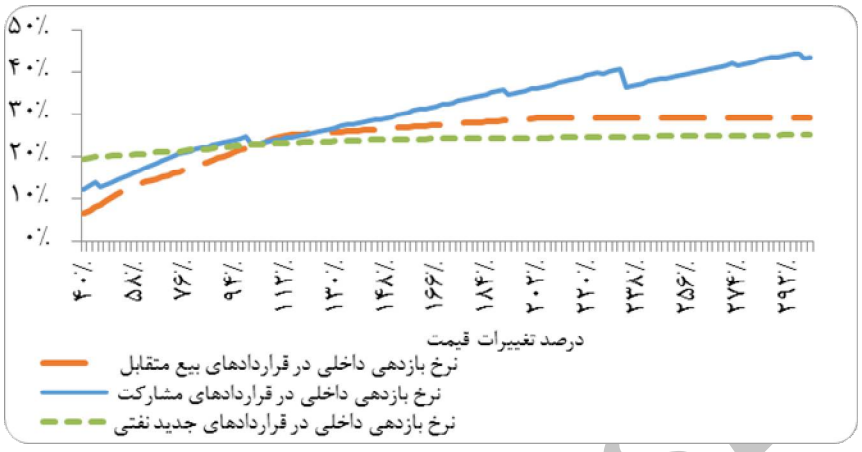
www.SID.ir

نزولی خواهد داشت به گونه‌ای که اگر قیمت نفت نسبت به قیمت پیش بینی شده در مدل 200 درصد افزایش یابد (3 برابر شود) نرخ بازدهی داخلی پیمانکار در رژیم مالی مشارکت در تولید به 36 درصد و در صورتی که قیمت نفت به 40 درصد قیمت های فعلی کاهش یابد، این نرخ به 12 درصد خواهد رسید. این امر در حالی است که در رژیم مالی بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی هیچ‌گاه با افزایش قیمت نفت، نرخ بازدهی داخلی پیمانکار از میزان مشخصی فراتر نرفته است. به‌عنوان مثال در همین بازه تغییرات قیمتی، نرخ بازدهی داخلی پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل حدود 29 درصد و قرارداد جدید نفتی در حدود 22/5 درصد ثابت خواهد بود. این امر در خصوص قراردادهای جدید نفتی بسیار حائز اهمیت است و نشان می‌دهد برخلاف این‌که به نظر با افزایش درآمد میدان به دلیل افزایش قیمت نفت می‌بایست باز پرداخت مطالبات سریعتر صورت پذیرد و در نتیجه نرخ بازدهی داخلی پیمانکار افزایش یابد، اما به دلیل این‌که در زمان باز پرداخت مطالبات پیمانکار و پرداخت پاداش قرارداد بیع متقابل سروش و نوروز قیمت نفت به بالای 70 دلار رسیده، حتی در صورت عقد قراردادی با رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی همواره سهم اندکی از درآمد میدان جهت اختصاص هزینه و درآمد میدان لازم بوده و در نتیجه سقف باز پرداخت عامل تحدید کننده‌ای محسوب نمی‌شده است.

اما در صورت کاهش قیمت نفت نسبت به قیمت پیش بینی شده به‌خصوص در سال‌های ابتدایی که میزان تولید نیز به سطح تولید اولیه نرسیده، این کاهش باز پرداخت مطالبات پیمانکار را با محدودیت روبرو نموده و باعث انتقال آن به دوره بعد در هر دو قرارداد (بیع متقابل و جدید نفتی) شده و نرخ بازدهی داخلی را برای پیمانکار کاهش می دهد، اما با این تفاوت که کاهش نرخ‌بازدهی داخلی پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل شدیدتر می‌باشد. از مطالب فوق می‌توان نتیجه گرفت که قرارداد بیع متقابل نسبت به قرار داد مشارکت در تولید و قرارداد جدید نفتی از انعطاف‌پذیری پایین‌تری برخوردار است که خود دلیلی برکاهش جذابیت قراردادهای بیع متقابل نسبت به سایر قراردادهای مورد بررسی است.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار (12): تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی نسبت به تغییر قیمت

منبع: یافته‌های پژوهش

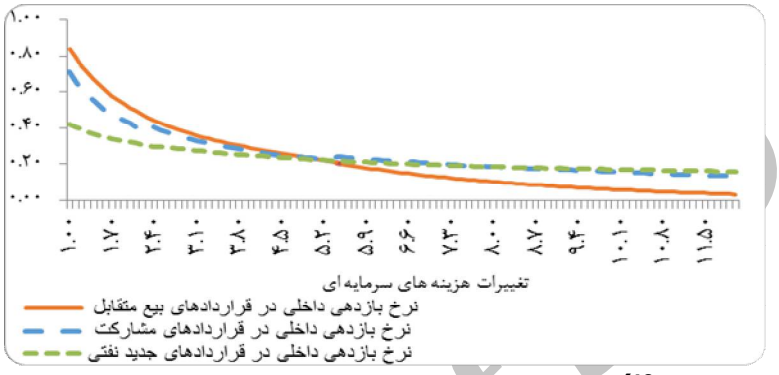
- **تغییرات هزینه**

براساس نمودار (13)، افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، منجر به کاهش نرخ بازگشت سرمایه در هر سه رژیم مالی می‌شود، اما به دلیل این که در قراردادهای بیع متقابل هر گونه هزینه-های اضافی که از سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تجاوز کند، برگشت پذیر نخواهد بود و بر پیمانکار تحمیل خواهد شد، کاهش نرخ بازگشت واقعی سرمایه در قراردادهای بیع متقابل بیشتر از سایر قرارداهای مورد بررسی قابل مشاهده است. از این‌رو ، این انگیزه برای پیمانکار وجود دارد که کمتر از سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد بیع متقابل خرج نموده و مابه التفاوت هزینه های واقعی و سقف هزینه را حساب سازی نماید. بدین ترتیب، باوجود آنکه به دلیل کسر نشدن هزینه‌های سرمایه‌ای، از حق الزحمه‌اش کاسته نمی‌شود، بخشی از درآمد پروژه را نیز به عنوان باز پرداخت هزینه‌ها به خود اختصاص داده و نرخ بازگشت واقعی سرمایه‌اش را افزایش می‌دهد. افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، نرخ بازگشت سرمایه در رژیم مالی قراردادهای نفتی جدید و مشارکت در تولید را به یک نسبت تحت تأثیر قرار داده و در میادین پر هزینه‌تر، از جذابیت تقریباً یکسانی برای پیمانکار برخوردار

Archive of SID

www.SID.ir

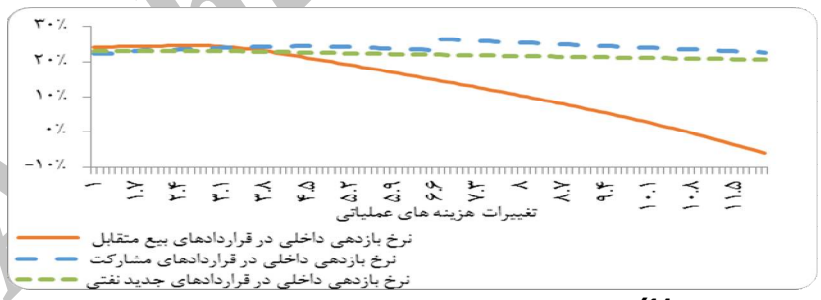
هستند. ضمناً در قرارداد مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی پیمانکار به سمت کاهش هزینه‌ها گرایش داشته زیرا این اقدام باعث می شود هزینه‌های وی زودتر باز پرداخت شده و نهایتاً نرخ بازگشت سرمایه وی افزایش یابد.



نمودار (13): تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی نسبت به تغییر هزینه های سرمایه ای

منبع: یافته‌های پژوهش

این مسئله در قراردادهای بیع متقابل در مورد افزایش هزینه‌های عملیاتی نیز قابل مشاهده است. اما در قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران، به دلیل بازپرداخت کامل هزینه‌ها، نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار تغییر چندانی نمی‌کند. این مسئله در نمودار (14) نشان داده شده است.



نمودار (14): تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی نسبت به تغییر هزینه های عملیاتی

منبع: یافته‌های پژوهش

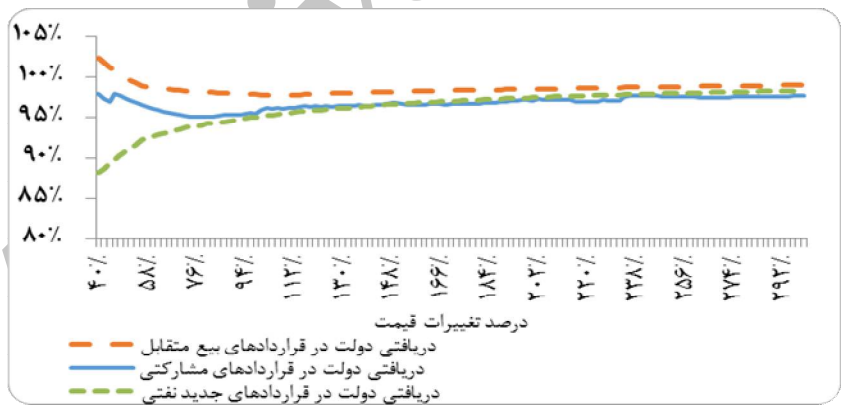
Archive of SID

www.SID.ir

2-3-5. تحلیل حساسیت دریافتی طرفین

- **تغییرات قیمت**

در نمودار (15) تغییرات دریافتی دولت در رژیم‌های مالی سه‌گانه مورد بررسی نسبت به تغییرات قیمت نمایش داده شده است. همانطور که ملاحظه می‌شود با تغییرات قیمت از 40% تا300٪ قیمت‌های فعلی طی دوره مورد بررسی، همواره دریافتی دولت در قراردادهای بیع متقابل نسبت به دو قرارداد دیگر بالاتر بوده، ضمن این که در صورت کاهش قیمت نفت، دریافتی دولت در قراردادهای بیع متقابل (به دلیل سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای) افزایش می‌یابد و حتی ممکن است از 100 درصد بیشتر شود که به معنی ضرر کامل پیمانکار است. هر چند موارد فوق ممکن است از دیدگاه دولت مطلوب به نظر برسد اما به دلیل این‌که پیمانکار با منابع مالی محدود مواجه بوده و در تخصیص منابع مالی خود بین پروژه‌های مختلف، جذابیت و بازدهی نسبی پروژه‌های مذکور را در نظر می‌گیرد، می‌تواند از جذابیت قرارداد از منظر سرمایه‌گذار خارجی کاسته و حتی به فسخ قرارداد و یا عدم تخصیص منابع کافی توسط سرمایه‌گذار در پروژه مربوطه نسبت به سایر پروژه‌های پیمانکار منجر شود.

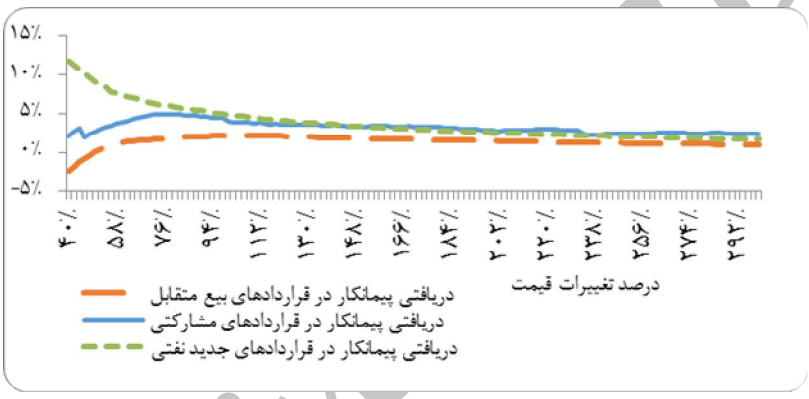


نمودار (15): تحلیل حساسیت دریافتی دولت نسبت به تغییر قیمت

منبع: یافته‌های پژوهش

www.SID.ir

همچنین طبق نمودار (16) مشخص می شود که در رژیم مالی مشارکت در تولید دریافتی پیمانکار با عبور قیمت نفت از مقدار مشخصی تقریباً ثابت باقی مانده در حالی که در قراردادهای جدید نفتی دریافتی پیمانکار به تدریج کاهش می‌یابد. بنابراین در رژیم مالی مشارکت در تولید در صورت افزایش قیمت نفت، همزمان با افزایش نرخ بازدهی داخلی پیمانکار درصد دریافتی وی نسبت به دولت نیز کنترل می گردد، اما در رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی نرخ بازدهی داخلی پیمانکار بعد از رسیدن به مقدار مشخصی، ثابت باقی مانده و درصد دریافتی وی نیز کاهش می‌یابد.



نمودار (16): تحلیل حساسیت دریافتی پیمانکار نسبت به تغییر قیمت

منبع: یافته‌های پژوهش

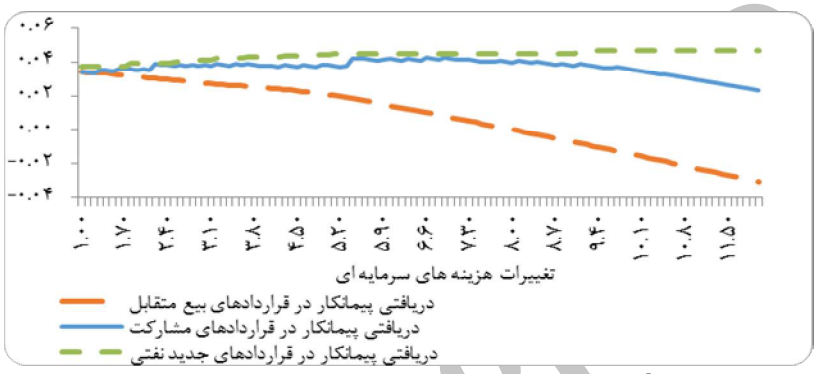
- **تغییرات هزینه**

همان‌طورکه در نمودار (17) ملاحظه می‌شود، در قراردادهای IPC به دلیل نبود سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، افزایش این هزینه‌ها به کاهش دریافتی دولت و در مقابل افزایش دریافتی پیمانکار منجر می‌شود. اما در قراردادهای بیع‌متقابل به دلیل عدم بازپرداخت هزینه‌های بیشتر از سقف قرارداد، افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای باعث کاهش دریافتی پیمانکار می‌شود. در قراردادهای مشارکت در تولید نیز دریافتی پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای تقریباً ثابت است که این موضوع نیز نشان‌دهنده برتری این قرارداد نسبت به دو قرارداد دیگر است، چرا که افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای اگر باعث

Archive of SID

www.SID.ir

افزایش دریافتی پیمانکار شود (همانند قرارداد IPC) ممکن است انگیزه انجام هزینه‌های اضافی و غیر ضروری[1] را در پیمانکار تقویت نماید. از سوی دیگر، در صورتی که افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای بیشتر باعث کاهش دریافتی پیمانکار شود (همانند قراردادهای بیع متقابل) انجام هزینه‌های سرمایه‌ای بیشتر که ممکن است طی اجرای قرارداد به دلیل تغییرات رفتار مخزن یا تغییرات وضعیت بازار ضروری نماید، از سوی پیمانکار منتفی خواهد شد.



نمودار (17): تحلیل حساسیت دریافتی پیمانکار نسبت به تغییر هزینه‌های سرمایه ای

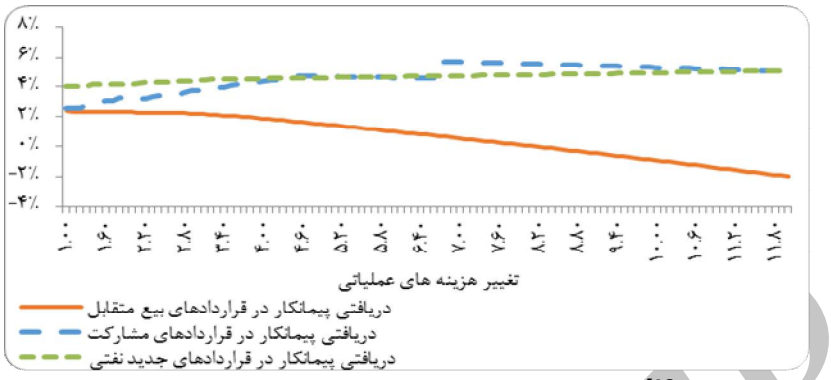
منبع: یافته‌های پژوهش

با افزایش هزینه‌های عملیاتی میدان با توجه به این که در قراردادهای بیع متقابل انجام هزینه های مذکور بر عهده شرکت ملی نفت ایران می‌باشد، درآمد ناخالص به کسر هزینه های عملیاتی کاهش یافته و در نتیجه از سقف بازپرداخت هزینه های پیمانکارکاهش می‌یابد. این در حالی است که در قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی انجام هزینه‌های عملیاتی بر عهده پیمانکار است و در همان سال باز پرداخت می‌شود.

1. Gold-plating

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار (18): تحلیل حساسیت دریافتی طرفین نسبت به تغییر هزینه‌های عملیاتی

منبع: یافته‌های پژوهش

5. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های رژیم مالی قراردادهای نفتی، تسهیم منصفانه افزایش و یا کاهش سود بین دولت و شرکت نفتی خارجی طرف قرارداد در شرایط متغیر بازار نفت و گاز یا همان انعطاف پذیری رژیم مالی قرارداد است. قراردادی که انعطاف پذیری لازم را نداشته باشد در واقع تناسبی میان ریسک و پاداش تعلق گرفته به پیمانکار، قائل نشده و از جذابیت کافی سرمایه‌گذاری برخوردار نخواهد بود. در این مقاله پس از مرور سابقه موضوع و تحولات ساختاری قراردادهای بین‌المللی بهره‌برداری از منابع نفتی، مکانیزم توزیع منافع میان کشور میزبان و شرکت پیمانکار با مدل‌سازی مالی تحلیل گردیده و با توجه به قراردادهای گذشته در ایران، تلاش شد کیفیت عملکرد قراردادهای جدید با قراردادهای سنتی مشارکت در تولید و بیع متقابل مقایسه شود. در انجام این امر بر نقش کلیدی خصیصه انعطاف‌پذیری طرفین در توزیع منافع تاکید شده است. بدین منظور یک مدل مالی کاربردی در دو سناریوی مختلف شبیه‌سازی شده و پارامترهای آن در قرارداد ایران و شرکت شل مورد رجوع قرار گرفته، و براساس آن پارامترهای دو قرارداد دیگر تحلیل گردیده، و آنگاه پارامترهای محاسبه شده از نظر تأثیرگذاری بر توزیع عواید و بازدهی هر یک از طرفین بررسی شده است. قبل از بیان نتایج بدست آمده از بررسی میزان انعطاف‌پذیری قراردادهای سه گانه مورد بررسی، ذکر این نکته ضروری است که حتی در

Archive of SID

www.SID.ir

حالت اولیه با وجود این که پارامترهای سه قرار داد به گونه‌ای تنظیم شده که نتایج اصلی (نرخ بازدهی داخلی و دریافتی طرفین) در هر سه قرار داد یکسان شود، اما سخت‌گیری بیش از حد در تنظیم پارامترهای قرارداد بیع متقابل هرچند درآمد بیشتری را نصیب دولت نموده، اما به دلیل جذابیت پایین قرارداد در بلندمدت باعث کاهش جذب سرمایه شده است.

فقدان انعطاف‌پذیری بهینه در برابر تغییرات قیمت نفت از جمله نکات منفی قرارداد بیع متقابل از دیدگاه تحلیل حساسیت است که می‌تواند ناشی از این واقعیت باشد که حداکثر مبلغ اختصاصی یافته به شرکت نفتی خارجی در هر ماه، طی دوره بازیافت سرمایه، محدود به نرخی ثابت است. اما اگر قیمت‌ها کاهش یابد، شرکت نفتی خارجی شدیداً متضرر خواهد شد، چرا که حداکثر نفت اختصاص یافته برای برگشت سرمایه، معمولاً محدود به 50 تا 60 درصد تولید است. از این‌رو شرکت های نفتی خارجی انتظار دارند از قیمت‌های بالا منتفع شده، به آن ها اجازه داده شود تا به هنگام افزایش قیمت ها، نفت و گاز بیشتری به دست آورند. ماهیت خدماتی قراردادهای جدید نفتی ایران مشابه قراردادهای بیع متقابل عملاً منجر شده که رابطه چندان مستقیم و یک به یکی بین دستمزد پیمانکار و قیمت نفت در این قراردادها نیز وجود نداشته بلکه بیشتر به‌صورت پلکانی و محدود باشد. این امر در حالی است که در قراردادهای مشارکت در تولید، شرکت خارجی در سود میدان شریک است و درآمدش مستقیم با قیمت در ارتباط است.

از بررسی انعطاف‌پذیری سه قرارداد مورد بررسی نسبت به تغییرات هزینه نیز می‌توان نتیجه گرفت که در قراردادهای بیع‌متقابل به‌دلیل ثابت بودن هزینه‌های سرمایه‌ای قابل بازیافت توسط پیمانکار و عدم ارتباط مؤثر آن با عملکرد وی، با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی نرخ بازگشت واقعی سرمایه و دریافتی پیمانکار کاهش می‌یابد. از آن‌جا که در نسل سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، 14 تا 18 ماه پس از عقد قرارداد و بعد از 85 درصد مناقصات خرید تجهیزات و صدور سفارش خرید سقف قرارداد مشخص می‌گردد و بیش از 85 درصد هزینه‌های توسعه میدان نیز مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای

Archive of SID

www.SID.ir

است، تاحدود زیادی ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار پوشش داده شده است. اما همچنان‌به‌دلیل سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای با افزایش هزینه‌های عملیاتی دریافتی پیمانکار کاهش می‌یابد. در قراردادهای جدید نفتی هر چند عملاً به دلیل نبود سقف هزینه تحمل این ریسک شدید بر پیمانکار کاملاً مرتفع شده اما در مقابل افزایش این هزینه‌ها به کاهش دریافتی دولت منجر می‌شود. این در حالی است که در قراردادهای مشارکت در تولید تقریباً دریافتی پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای ثابت است.

هر چند در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز صرفاً به جهت کارآمدتر بودن ساختار مالی قرارداد و بدون توجه به سایر شروط و پیش زمینه‌های موجود، نمی‌توان اقدام به جایگزینی مدل قراردادی پیشنهادی به پیمانکار خارجی نمود، اما در یک جمع‌بندی کلی می‌توان این گونه بیان نمود که در قراردادهای جدید نفتی ایران سعی شده با تغییر پارامترهای مالی، میزان جذابیت قرارداد از منظر سرمایه‌گذار نسبت به قراردادهای بیع‌متقابل افزایش یابد.اما همچنان قراردادهای مشارکت در تولید از عوامل انگیزشی متعددی برای پیمانکار برخوردار بوده و در صورت وجود بسترهای حقوقی و سیاسی، استفاده از این نوع قرارداد می‌تواند به همگرایی مطلوب منافع بین طرفین قرارداد منجر شود.

6. منابع

الف) فارسی

ابراهیمی، سید نصرالله؛ منتظر، مهدی و مسعودی، فرزاد (1393)، اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال سوم، شماره 12 ، صص 26-1.

ابراهیمی،سیدنصرالله؛ صادقی مقدم، محمد حسن و سراج، نرگس(1391)، انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ های آن، *فصلنامه حقوق*، شماره 4، صص 19-1.

Archive of SID

www.SID.ir

امانی، مسعود.(1389). *حقوق قراردادهای بین المللی نفت*. چاپ اول. تهران: دانشگاه امام صادق(ع).

بشارتی، علی‌محمد. (1384). *57 سال اسارت*، جلد 3. چاپ اول. تهران: انتشارات سوره مهر.

بهادری، شیرکو(1395)، شرایط درست و نادرست استفاده از قراردادهای جدید نفتی (IPC) از منظر ارزیابی طرح های اقتصادی، *ماهنامه اکتشاف و تولید*، شماره 103 ، صص 26-32.

بهمئی، محمدعلی و مهرابی، فرج (1393)، قراردادهای نفتی مشارکت در تولید و بیع متقابل از دیدگاه تحلیل اقتصادی حقوق، *فصلنامه تحقیقات حقوقی*، شماره 68، صص 173-141.

حاتمی ، علی و کریمیان، اسماعیل.(1393). *حقوق سرمایه گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه گذاری*. چاپ اول. تهران: انتشارات نیسا.

حسینی، سیدمهدی (1393)، فضای بین‌المللی صنعت نفت، قراردادها و راهبردها، همایش ارزیابی و معرفی الگوی جدید قراردادهای نفتی، دانشگاه امام صادق(ع).

حسینی، سیدوحید (1379)، تحلیل تأمین سرمایه‌گذاری‌های بخش نفت از طریق بیع‌متقابل، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه امام صادق(ع).

درخشان، مسعود (1393)، قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی، *دوفصلنامه مطالعات اقتصاد اسلامی*، سال ششم ، شماره دوم، پیاپی 12، صص 52-7.

درخشان، مسعود (1385)، بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز، تهران: دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.

شیروی، عبدالحسین (1393). *حقوق نفت و گاز*. چاپ اول. تهران: انتشارات میزان.

صاحب هنر، حامد (1396)، تحلیل مقایسه‌ای مسیر بهینه تولید نفت در چارچوب قراردادهای نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) با استفاده از مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی، رساله دکتری، دانشکده علوم اداری و اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد.

Archive of SID

www.SID.ir

صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح اله (1396)، « ارزیابی مالی – اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) : مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، *فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، شماره28 ، صص 73-35.

طاهری فرد، علی (1395)، مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل، دفتر مطالعات بخش عمومی معاونت پژوهش های اقتصادی مجلس شورای اسلامی ایران، کد موضوعی 230 ، شماره مسلسل 15059، صص 35-15.

طاهری فرد، علی؛ اخوان، مهدی؛ برامکی، حجت الله؛ قاسم نژاد، میثم و نور احمدی، مهدی (1392)، تحلیل راهبردهای شرکت های بین المللی نفتی در بازار نفت و گاز، *ماهنامه اکتشاف و تولید*، شماره 103 ، صص 14-5.

عامری، فیصل و شیر مردی دزکی، محمد رضا (1393)، قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولیدکننده نفت: تحلیلی بر مالکیت نفت و مدیریت دولت میزبان و رژیم مالی قرارداد، *فصلنامه پژوهش حقوق خصوصی*، سال دوم، شماره ششم، صص 151-123.

عسکری، محمد مهدی؛ شیرجیان، محمد و طاهری فرد، علی (1394)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران، *فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی*، دوره 15، شماره 3، صص 158- 111.

قنبری جهرمی، محمد جعفر و اصغریان، مجتبی (1394)، مطالعه تطبیقی ترتیبات مالی قرار دادهای خدماتی نفتی عراق و ایران، *فصلنامه مطالعات حقوق تطبیقی*، دوره 6، شماره 2، صص771-751 .

کاظمی نجف آبادی، عباس؛ غفاری، علیرضا و تک روستا، علی(1394)، ارزشگذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره چهارم، شماره 14، صص 190-153.

مرکز همکاری های فناوری ریاست جمهوری (1385)، مصوبه هیأت دولت در خصوص ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، شماره57225/ت53367هـ

Archive of SID

www.SID.ir

منظور، داود؛ امانی ، مسعود و کهن هوش نژاد، روح اله (1394)، بررسی جایگاه حقوقی قراردادهای مشارکت در تولید در قوانین نفت کشور، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره چهارم، شماره 15، صص 217-183.

منظور، داود؛ کهن هوش نژاد، روح اله و امانی ، مسعود (1395)، ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره پنجم، شماره 18، صص 217-179.

شرکت ملی نفت فلات قاره(1396)،http://www.iooc.co.ir

ب) انگلیسی

Al Faruque, A, (2004). Utility of Flexible Mechanisms and Progressive Tax System in Ensuring Stability in Fiscal Regime of Petroleum Contract: An Appraisal", *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, Volume II, issue. 3, pp.61-73.

Bindemann, K n.(1999). Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis, *Oxford Institute for Energy Studies*, No. 286084 , pp.47-81.

Chengyuan, L. Mingjun, J . Haiming, G. Zhen, L., and Dongkun, L. (2017). An Operational Risk Analysis of Iran Buyback Contract and its Policy Implication, *Energy Strategy Reviews*, Vol.16, pp. 43-53.

Ghandi, A. and Linc, C. (2012), Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz, *Energy Policy*, Vol. 41, pp. 181-190.

International Energy Outlook (2015), at:http://www.eia.gov/forecasts /ieo/nat_gas.cfm.

Isehuna, S., and Uzoalor , E. (2011). Evaluation of True Government Take Under Fixed and Sliding Royalty Scales in Nigerian Oil Industry. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, Vol5, Issue.3, pp.735-741.

Johnston, D. (2003). *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*,Tulsa Ok , PennWell Books .

Kaiser, M.J. (2007). Fiscal System Analysis—Concessionary Systems, *Energy*, Vol. 32, pp.2135-2147.

Luo, D., and Yan, N. (2010). Assesssment of Fiscal Terms of International Petrouleum Contracts. Petroleum Exploration and Development , Vol.37, Issue.6, pp. 756-762.

Mommer, B. (2001). Fiscal Regimes and Oil Revenues in the UK, Alaska and Venezuela, Oxford Institute for Energy Studies. No. 27, pp.1-45.

Ravagnani,G., Lima, C., Barreto, S. and Munerato, D.J. ,(2012), Comparative Analysis of Optimal Oil Production Strategy Using Royalty & Tax and Production Sharing Petroleum Fiscal Models, SPE 150907, PP.156-173.

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

Archive of SID

www.SID.ir

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

Van Meurs, Pedro (2008), Government Take and Petroleum Fiscal Regimes, London: UK Clifford Chance LLP.

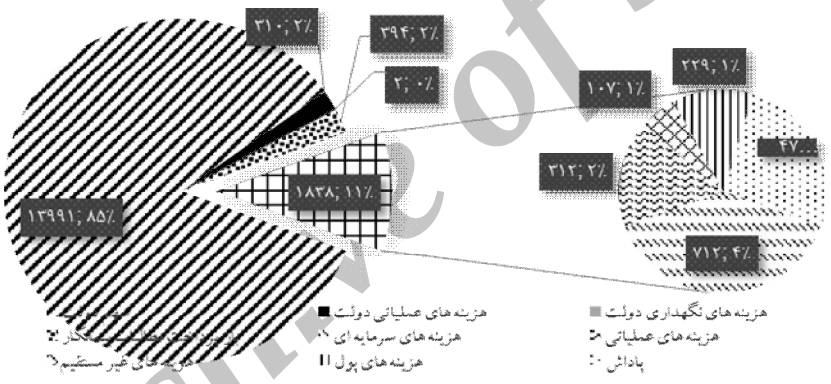
Zhu,L., Zhang, Z., and Fan, Y.(2015). Overseas Oil Investment Projects Under Uncertainty: How to Make Informed Decisions? *Journal of Policy Modeling*, Vo.37, Issue.5, pp. 742-762.

Hassantash, S.G. (2009), Trend of Crude Oil Prices: Buy-Back Contracts vs. PSCs, *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, Vol. 7, Issue 1, pp. 1-5.

7. پیوست

7-1. نتایج اصلی بدست آمده از شبیه سازی مالی (سناریو متعارف)

- توزیع درآمد ناخالص بین طرفین

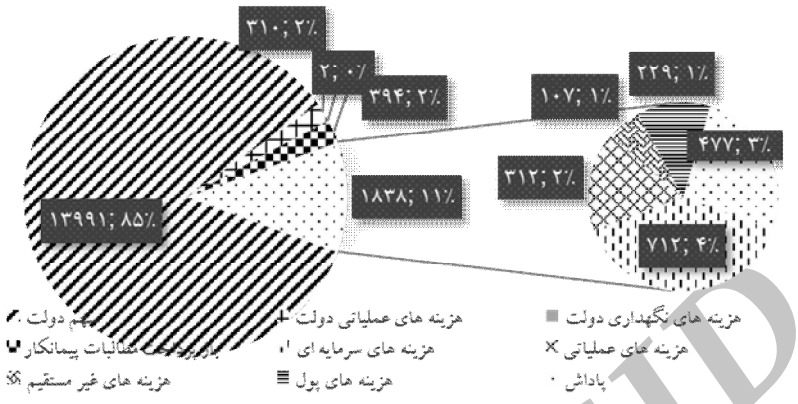


نمودار (19): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای بیع متقابل (جاری)

منبع: محاسبات پژوهش

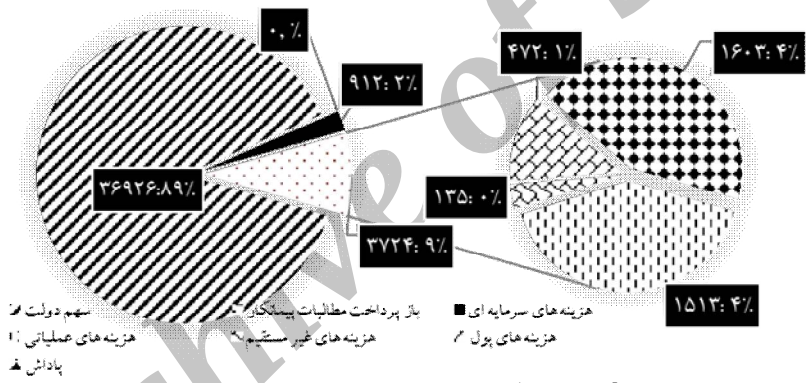
Archive of SID

www.SID.ir



نمودار (20): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای بیع متقابل (تنزیل شده)

منبع: محاسبات پژوهش

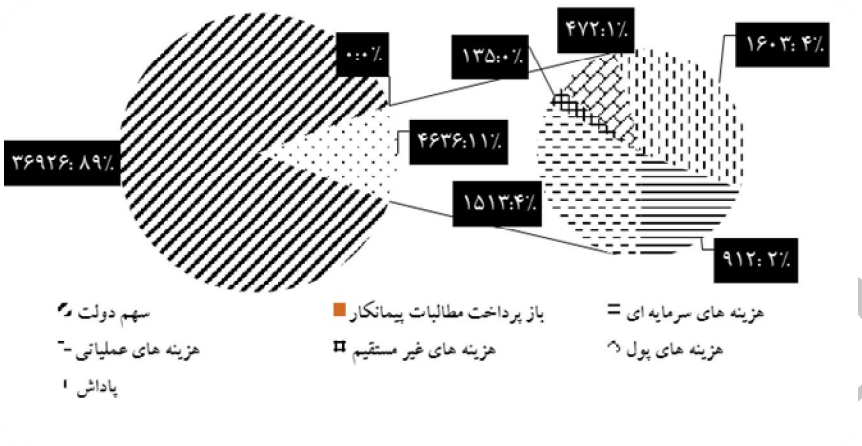


نمودار (21): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای جدید نفتی (جاری)

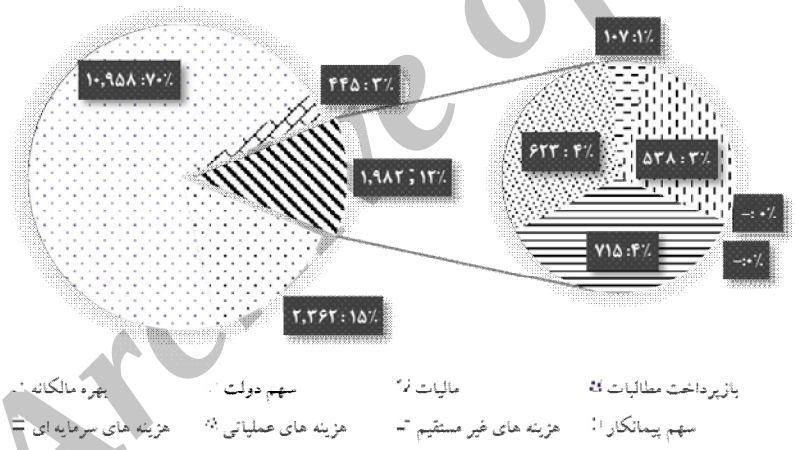
منبع: محاسبات پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir



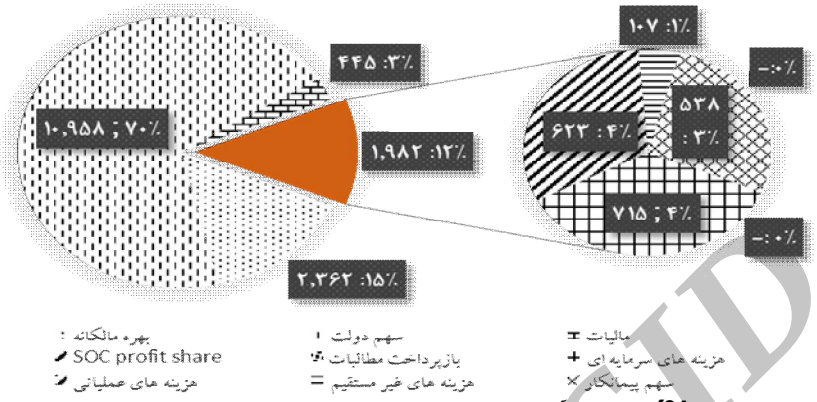
نمودار (22): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای جدید نفتی (تنزیل شده)
منبع: محاسبات پژوهش



نمودار (23): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای مشارکت در تولید (جاری)
منبع: محاسبات پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir



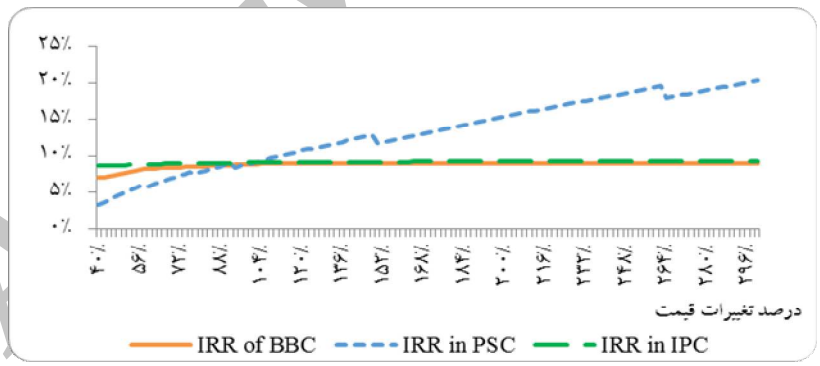
نمودار (24): توزیع درآمد ناخالص بین طرفین در قراردادهای مشارکت در تولید (تنزیل شده)

منبع: محاسبات پژوهش

2-7. تحلیل حساسیت

1-2-7. تحلیل حساسیت نرخ بازدهی داخلی

- تغییرات قیمت نفت



بیع متقابل مشارکت در تولید جدید نفتی

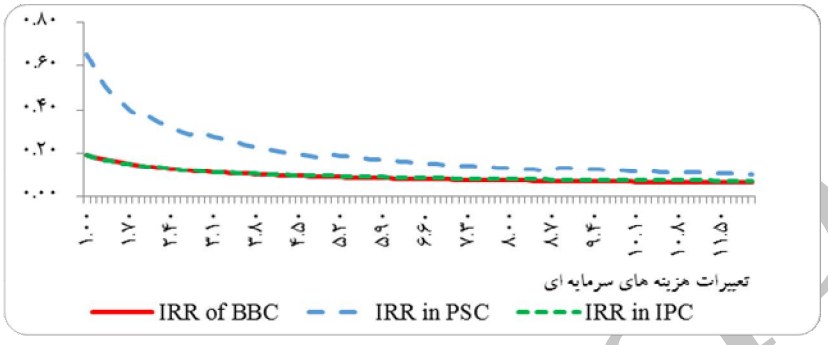
نمودار (25): تحلیل حساسیت نرخ بازدهی پیمانکار نسبت به تغییر قیمت نفت

منبع: یافته های پژوهش

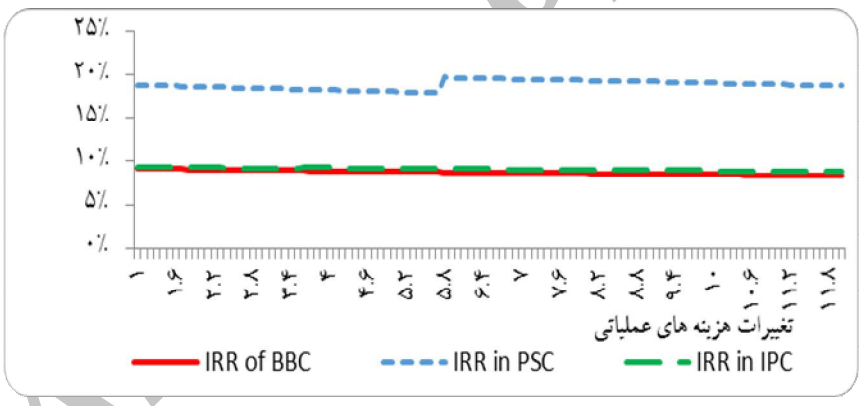
Archive of SID

www.SID.ir

- تغییرات هزینه‌ها



نمودار (26): تحلیل حساسیت نرخ بازدهی پیمانکار نسبت به تغییر هزینه های سرمایه ای
منبع: یافته های پژوهش

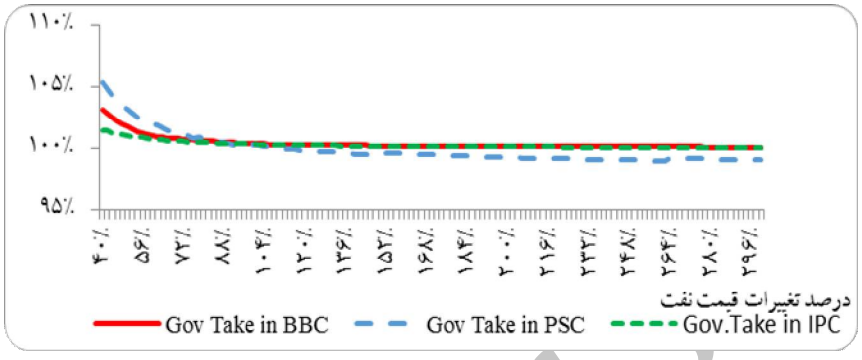


نمودار (27): تحلیل حساسیت نرخ بازدهی پیمانکار نسبت به تغییر هزینه های عملیاتی
منبع: یافته های پژوهش

www.SID.ir

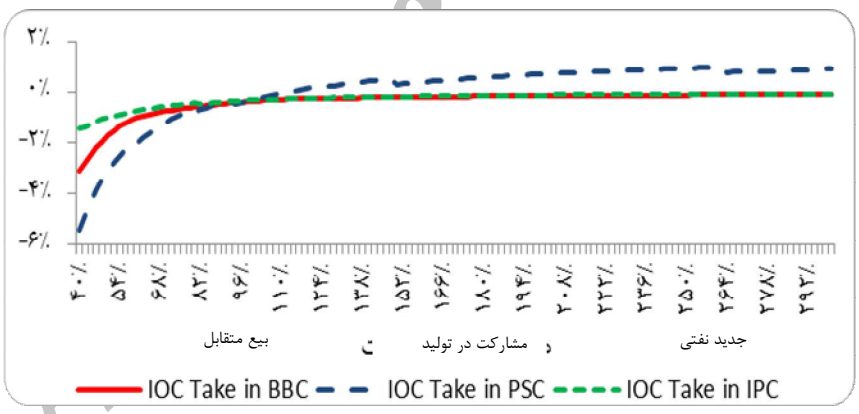
7-2-2- تحلیل حساسیت دریافتی طرفین

- تغییرات قیمت نفت



نمودار (28): تحلیل حساسیت دریافتی دولت نسبت به تغییر قیمت نفت

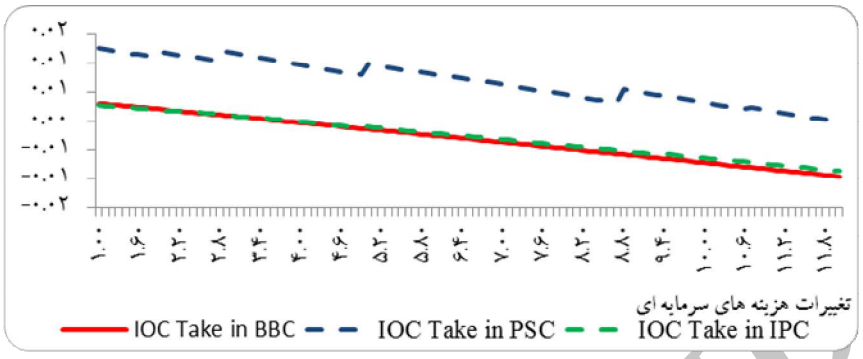
منبع: یافته های پژوهش



نمودار (29): تحلیل حساسیت دریافتی پیمانکار نسبت به تغییر قیمت نفت

منبع: یافته های پژوهش

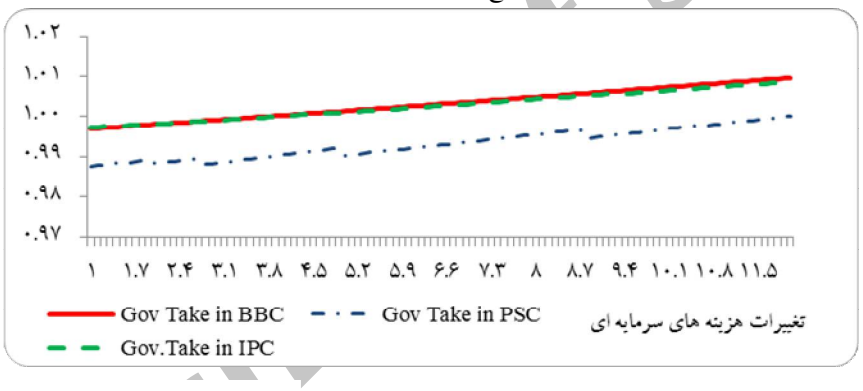
www.SID.ir



جدید نفتی مشارکت در تولید بیع متقابل

نمودار (30): تحلیل حساسیت دریافتی پیمانکار نسبت به تغییر هزینه های سرمایه ای

منبع: یافته های پژوهش



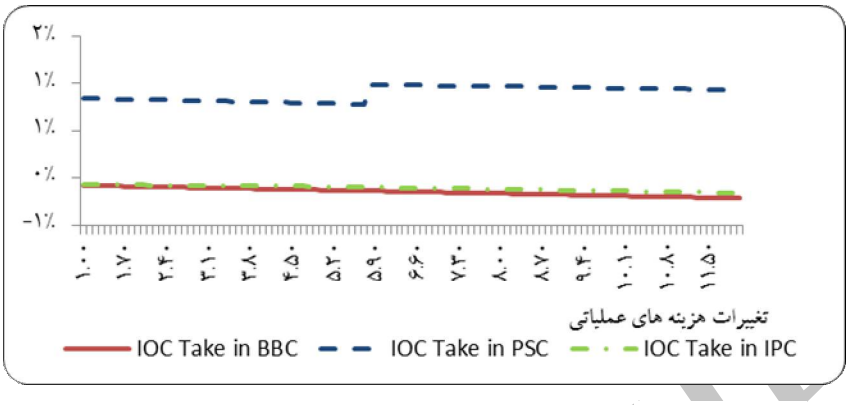
بیع متقابل مشارکت در تولید

مشارکت در تولید

نمودار (31): تحلیل حساسیت دریافتی دولت نسبت به تغییر هزینه های سرمایه ای

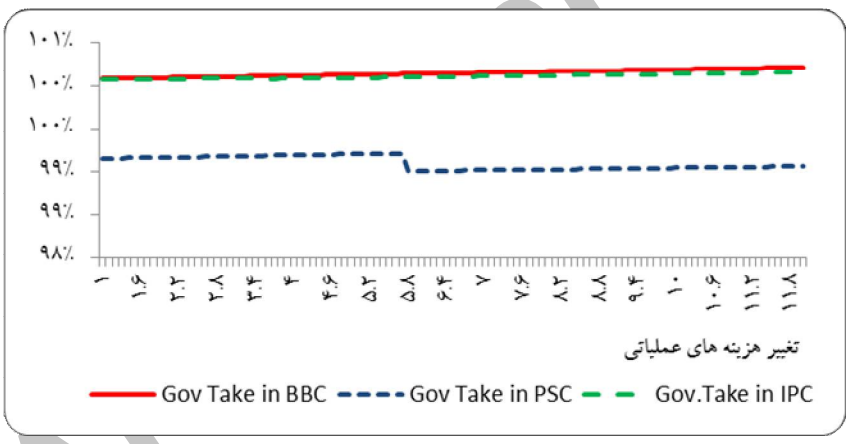
منبع: یافته های پژوهش

www.SID.ir



نمودار (32): تحلیل حساسیت دریافتی پیمانکار نسبت به تغییر هزینه های عملیاتی

منبع: یافته های پژوهش



نمودار (33): تحلیل حساسیت دریافتی دولت نسبت به تغییر هزینه های عملیاتی

منبع: یافته های پژوهش

www.SID.ir