پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال هفتم، شماره26، بهار 1397، صفحات 77-51

مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع‌متقابل: مطالعه موردی فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی

هادی دیباوند[1]
علی طاهری فرد[2]
علی فریدزاد[3]
عاطفه تکلیف[4]
محمد مهدی بحرالعلوم[5]

تاریخ دریافت1397/03/23 تاریخ پذیرش:1397/06/20

چکیده:

قرارداد جدید نفتی ایران نسل جدیدی از قرارداد خدمت است که تلاش شده تا مهمترین ایرادات موجود در مدل بیع‌متقابل را برطرف سازد. در این مدل قراردادی مولفه‌هائی برای ایجاد جذابیت بیشتر نسبت به مدل بیع‌متقابل گنجانده شده تا انگیزه پیمانکاران افزوده شود. در این پژوهش تفاوت‌های دو مدل قراردادی یادشده از منظر توزیع منافع ناشی از استخراج گاز در فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی مورد بررسی قرار می‌گیرد.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 فازهای4 و 5 پارس جنوبی در مقادیر جاری و تنزیل شده به

1. دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
diha61@gmail.com
2. استادیار دانشگاه امام صادق (ع)
taherifard1361@yahoo.com
3. استادیار گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)
ali.faridzad@atu.ac.ir
4. استادیار گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
a.taklif@atu.ac.ir
5. استادیار گروه مالی و بانکداری، دانشکده مدیریت و حسابداری، دانشگاه علامه طباطبائی
m.bahrololoum@gmail.com

ترتیب حدود 29% و 11% بیش از مدل جدید قراردادی است. اما اگر در مدل بیع‌متقابل، همزمان با تسویه کامل پیمانکار، افت تولید سالانه بیش از 3% از میدان آغاز گردد، آنگاه انتخاب مدل جدید قراردادی از منظر ایجاد منافع مالی برای دولت نسبت به بیع‌متقابل ارجحیت پیدا می‌کند.

طبقه‌بندی JEL: C22,Q43

کلیدواژه‌ها: قراردادهای جدید نفتی ایران، بیع‌متقابل، رژیم مالی، دریافتی طرفین قرارداد، فازهای 4 و 5 پارس جنوبی

1. مقدمه

کشورهای صاحب منبع متناسب با تغییرات داخلی و پیرامونی خود قراردادهای بالادستی نفت و گاز را تعدیل و یا مفاد آن را مورد بازبینی قرار می‌دهند. تغییرات اعمال شده در قراردادها باید از یک منظر به ملاحظات و انتظارات شرکت‌های سرمایه‌گذار بین‌المللی نظیر بازدهی کافی و شرایط امن سرمایه‌گذاری توجه داشته باشد و از طرفی دیگر منافع ملی و عایدات حاصل از استخراج منبع در حداکثر میزان ممکن برای کشور را به ارمغان آورد. تحقق این دو شرط مهم، در قالب بهینه سازی قرارداد تجسم می‌یابد. از اینرو توجه دقیق به تمامی مؤلفه‌های تأثیرگذار بر منافع طرفین در زمان تنظیم مفاد قرارداد و در میز مذاکره حائز اهمیت بوده و بکارگیری تخصص‌ها و رشته‌های دانشی فراوانی را الزامی می‌سازد. از زمان مطرح شدن مدل جدید قراردادهای نفتی ایران(IPC)[1]، نقدها و مطالعات پژوهشی قابل توجهی در زمینه ابعاد مختلف حقوقی و اجرائی آن ارائه شده اما در زمینه بررسی ابعاد اقتصادی و مالی و مقایسه تطبیقی آن با قرارداد بیع‌متقابل که مدل قبلی اجرائی در بخش بالادستی نفت و گاز کشور بوده، مطالعه قابل توجهی صورت نگرفته است.

در این پژوهش به بررسی ابعاد مالی قراداد جدید نفتی ایران و مقایسه آن با بیع‌متقابل می‌پردازیم. به منظور واقعی‌تر شدن امکان مقایسه، از داده‌های فنی مربوط به فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی استفاده می‌شود. شاخص‌های مورد مقایسه نیز نتایج حاصل از

1. Iran Petroleum contract (IPC)

مدل محاسباتی شامل عایدی طرفین، نرخ بازده داخلی و خالص ارزش فعلی تنزیل شده برای دو مدل قراردادی می‌باشد. همچنین نتایج حاصله با تغییر متغیرهای کلیدی موثر بر جریان وجوه مدل محاسباتی، مورد تحلیل حساسیت قرار می‌گیرد.

2. مروری بر مطالعات تجربی و مبانی نظری

2-1. سوابق پژوهش

در زمینه بررسی ابعاد مالی قرارداد جدید (IPC) و مطالعه تطبیقی آن با بیع‌متقابل مخصوصاً در حوزه گاز مطالعات زیادی صورت نگرفته است. مهمترین پژوهش‌های صورت پذیرفته و مرتبط در این زمینه شامل موارد زیر می‌باشد. سلیمانی و توکلیان[1](2017) به مقایسه تطبیقی ابعاد مالی IPC و بیع متقابل می‌پردازند. در این مطالعه، تحلیلی مالی بمظور مقایسه کارایی رژیم‌های مالی بیع متقابل و IPC با بکارگیری جریان وجوه برای سه میدان نفتی با اندازه‌های مختلف و محاسبه نسبتهای مالی تحت سه سناریو قیمتی پائین، میانه و بالا انجام شده است. نتایج نشان می‌دهد که IPC تمامی هزینه‌ها و مخارج مربوط به برداشت بهتر از مخزن، فعالیت‌های بهتراکتشاف و تولید(E&P)[2] و رفتار مخزن در دوره تولید را پوشش می‌دهد. همچنین نشان داده شده که IPC نه تنها برای پیمانکار نسبت به بیع‌متقابل مطلوبتر است بلکه سهمی کافی و قابل توجهی (اگرچه کمتر) برای دولت را فراهم می‌آورد. صاحب هنر و همکاران[3](2016) به شبیه سازی مالی IPC با استفاده از داده‌های فنی میدان سردارجنگل در دریای خزر پرداخته و نتیجه می‌گیرند که سهم پیمانکار بسیار اندک بوده (در حدود 8%) و نرخ بازده داخلی آن با افزایش قیمت از 14/6٪ تجاوز نخواهد کرد که ماهیت خدماتی بودن این قرارداد را نشان می‌دهد. مهمترین عامل تاثیرگذار بر نرخ بازده داخلی (IRR)[4] و سهم پیمانکار دستمزد بوده و در مدلسازی باید دقت فراوانی در محاسبه

1. Soleimani and Tavakolian (2017)
2. Exploration and Production
3. Sahebhonar et al (2016)
4. Internal Rate of Return

آن نمود. صاحب هنر و همکاران (1396) به ارزیابی مالی –اقتصادی IPC در قالب مطالعه موردی فاز سوم دارخوین پرداخته و نتیجه می‌گیرند عایدی پیمانکار بسیار اندک است (حدود 3 درصد در حالت تنزیل شده) و نرخ بازده داخلی پیمانکار همزمان با افزایش قیمت نفت از میزان مشخصی(14/6 درصد) نمی تواند 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. همچنین اشاره می‌شود که یکی از اشکالات اساسی این قرارداد از لحاظ مالی و اقتصادی وجود انگیزه انجام هزینه‌های اضافی و غیر ضروری توسط پیمانکار است که به دلیل استفاده از مکانیسم عامل- (R)[1] جهت کنترل سودآوری انباشتی پیمانکار، به وجود می‌آید. استفاده از شاخص صرفه‌جویی می-تواند این مشکل را تا حدود زیادی مرتفع نماید.

در این پژوهش تلاش می‌شود تا با استفاده از داده‌های فنی فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی، ابعاد مالی دو مدل قراردادی را برای میادین گازی مقایسه نمائیم. وجه تمایز این پژوهش با مطالعات گذشته در این است که بطور دقیق نشان داده می‌شود کدام نرخ افت تولید پس از توسعه میدان در مدل بیع‌متقابل، می‌تواند توجیه‌کننده ترجیح مدل جدید قراردادی بر بیع‌متقابل برای دولت باشد.[2]

2- 2. مروری بر مبانی نظری

2- 2-1. رژیم مالی قرارداد جدید

مدل جدید نفتی ایران موسوم به IPC از نوع قراردادهای خدماتی با ریسک است و جهت (1) اکتشاف و در صورت کشف میدان/مخزن تجاری، توسعه میدان/ مخزن و در ادامه،

1. R- Factor

2. یکی از دلایل حضور پیمانکار در دوره برداشت از میدان و مرتبط کردن دستمزد وی به تولید واحد (جذابیت ایجاد شده در قرارداد جدید نسبت به بیع‌متقابل) تاکید بر توسعه و برداشت غیرصیانتی در مدل بیع‌متقابل و وقوع افت تولید پس از چند سال بوده است.

بهره‌برداری از آن به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد، (2) توسعه میدان‌ها/ مخزن‌های کشف شده و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد و (3) انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت در میدان‌ها/مخزن‌های در حال بهره‌برداری[1] بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد طراحی گردیده است. طول دوره قرارداد حداکثر 25 سال از زمان شروع عملیات توسعه است. در مورد طرح‌های پیوسته اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری، دوره اکتشاف حسب مورد به دوره یادشده قرارداد اضافه می‌گردد. در این قراردادها 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 مرحله توسعه بمنظور اجرای عملیات، شرکت عملیات توسعه‌ای تشکیل شده و کلیه هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات توسعه در این مرحله، برعهده شرکت نفتی خارجی بوده و تحت هدایت و راهبری او اجرایی می‌شوند. نفت، گاز یا میعانات گازی و دیگر منابع موجود در مخازن موضوع قرارداد تماماً متعلق به جمهوری اسلامی ایران بوده و اِعمال حقوق مالکانه در خصوص نفت، گاز یا میعانات گازی و نیز هرگونه فرآورده جانبی حاصله از تولید برعهده کارفرما می‌باشد. به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به عنوان شریک فنی درکنار پیمانکار خارجی قرار خواهد گرفت. در رژیم مالیIPC سهم‌بری شرکت پیمانکار محدود به دو جزء نفت هزینه[2] و دستمزد[3] است. بر اساس تنظیمات پیش‌بینی شده در چارچوب کلی قرارداد، نفت هزینه به چهار جزء شامل هزینه سرمایه‌ای مستقیم (DCC)[4]، هزینه غیرمستقیم (IDC)[5]، هزینه پول (COM)[6] و هزینه عملیاتی (OPEX)[7] تقسیم‌بندی می‌شود. همچنین در

1. Brown fields
2. Oil Cost
3. Fee
4. Direct Capital Cost (DCC)
5. Indirect Capital Cost (IDC)
6. Cost of Money (COM)
7. Operating Expenditure (OPEX)

(IPC) پرداخت دستمزد (پاداش/فی) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه[1] در هر دوره تعیین می‌شود. سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز بوده (OPEN CAPEX) و دستمزد پیمانکار بر اساس فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت خام، عامل - (R)، و نوع میدان تعدیل می‌شود.[2]

2-2-2. مدل قراردادی بیع‌متقابل و مقایسه ابعاد مالی آن با IPC

در سال1366 هجری شمسی، مجلس شورای اسلامی به شرکت ملی نفت ایران اجازه داد تا قراردادهائی برای توسعه میادین گازی پارس و پارس جنوبی با شرکت‌های توانمند خارجی منعقد کند به شرط آنکه تمامی هزینه‌ها از طریق تولیدات این میادین بازپرداخت گردد، اما بازپرداخت این هزینه‌ها را بانک مرکزی تضمین می‌کرد. در قانون بودجه سال 1372، مجلس شورای اسلامی به شرکت ملی نفت ایران اجازه انعقاد قراردادهای نفتی را به شرطی اعطا نمود که هزینه‌های آن منحصراً از مجرای تولیدات حاصل از پروژه پرداخت گردد. در قانون بودجه سال 1373، برای اولین بار از این نوع قرارداد با عنوان "بیع‌متقابل" نام برده شد. مجوز انعقاد این قراردادها در برنامه‌های توسعه پنج ساله نیز داده شد تا اینکه قانونگذار در قانون بودجه سال1382 به شرکت ملی نفت ایران اجازه داد که هم برای اکتشاف و هم برای توسعه میادین نفت و گاز به انعقاد قراردادهای بیع‌متقابل مبادرت ورزد.(کاظمی، 1393صص 202-203)

با توجه به تغییراتی‌که در قراردادهای بیع‌متقابل تا کنون صورت گرفته است می‌توان آنها را در سه نسل طبقه‌بندی کرد:

نسل اول: قراردادهای توسعه و یا اکتشاف،که مشخصه اصلی آنها تعیین مبلغ قرارداد بصورت ثابت بوده و برای امور اکتشافی و یا توسعه میادین به کار رفته است.

---

1. Fee per barrel

2. کلیات الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران مصوب هیئت دولت در تاریخ 94/7/9 و اصلاحیه ابلاغی توسط معاون اول رئیس جمهور در تاریخ 95/6/10 و طاهری فرد و دیباوند(1395)

نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین که طبق آن، پیمانکار اکتشافی حق دارد در صورت اکتشاف میدان هیدروکربوری و تجاری بودن آن، مستقیماً و بدون قرارداد جدید با سقف مشخص و ثابت، عملیات توسعه را بعهده گیرد.

نسل سوم: قراردادهای توسعه و قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین است که سقف مبلغ قرارداد از طریق برگزاری مناقصات در زمانی پس از تنفیذ قرارداد مشخص خواهد شد.

همچنین مهمترین نواقص ساختاری قراردادهای بیع‌متقابل را می‌توان به‌طور خلاصه به صورت زیر برشمرد:

- ✓ کوتاه بودن طول دوره قرارداد و طول دوره آزمایشی جهت تحویل پروژه
- ✓ عدم‌توزیع مناسب ریسک‌های مختلف بین طرفین
- ✓ عدم ایجاد انگیزه مستقیم و غیرمستقیم برای استفاده و انتقال تکنولوژی پیشرفته
- ✓ عدم تعامل مناسب بین کارفرما و پیمانکار در طول دوره اجرای قرارداد
- ✓ عدم حضور مستقیم و مشارکت شرکت ملی نفت در مدیریت، فاینانس و ریسک پروژه
- ✓ عدم‌انعطاف‌پذیری قرارداد نسبت به قیمت نفت و هزینه‌های مربوطه
- ✓ مشخص نبودن امکانات و ظرفیت‌های داخلی موجود جهت استفاده در پروژه
- ✓ عدم وجود انگیزه کافی جهت صرفه‌جویی در هزینه‌های سرمایه‌ای و استفاده از ظرفیت‌های داخلی و در مقابل وجود ارتباط مستقیم میان پاداش پیمانکار و هزینه‌های سرمایه‌ای
- ✓ عدم نظارت کافی کارفرما بر پروژه و تصویب طرح جامع توسعه میدان پیشنهادی از سوی پیمانکار بدون بررسی وسیع میدان. (موسسه مطالعات انرژی سبحان 1394)

مهمترین ابعاد و موضوعات مرتبط با محاسبات مالی در دو مدل بیع متقابل و IPC در جدول (1) نشان داده شده است.

جدول 1: مهمترین وجوه تمایز و تشابه مدل بیع‌متقابل و IPC از منظر ابعاد مالی

موضوع	مدلIPC	مدل بیع متقابل
دوره زمانی	25 سال از زمان شروع عملیات توسعه و تمدید متناسب برایIOR/EOR	حداکثر7سال بدون تمدید
جبران هزینه و پاداش	هزینه‌های اکتشاف و توسعه بین 5 تا 7 سال مستهلک می‌شود. (اما در صورتیکه هزینه ها جبران نشود امکان تمدید تا 9 وجود دارد). هزینه‌های تولید نیز بصورت جاری بازیافت می‌شود.	هزینه‌های اکتشاف و توسعه بین 5 تا 7 سال (بدون تمدید) بازیافت می‌شود.
	پاداش بصورت نقدی یا کالا است. اگر IOC دریافت پاداش را بصورت کالاانتخاب کند درحالیکه الزامات مصرف در داخل کشور بوجود آید؛ پرداخت بصورت نقدی تبدیل می‌شود. در صورتی که محصولات میدان‌های گاز طبیعی در بازار داخل مصرف شوند، یا امکان صادرات آن وجود نداشته باشد از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و نیز پرداخت دستمزد اقدام می‌شود.	از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و نیز پرداخت دستمزد اقدام می‌شود.
	هزینه و جبران پاداش تا سقف 50 درصد از تولید سالانه برای میادین نفتی و 75 درصد میادین گازی محدود است.	هزینه و جبران پاداش تا سقف 60 درصد از تولید سالانه محدود است.
	کل میزان قابل بازیافت هزینه سرمایه‌ای از ابتدا معین نیست بلکه مبتنی بر بودجه سالانه تعیین می‌شود.	کل میزان قابل بازیافت هزینه سرمایه‌ای از ابتدای قرارداد معین است.
ساختار دستمزد	دستمزد مرتبط با حجم تولید بوده(در هر بشکه یا حجم گاز تولیدی) و برحسب قیمت بازار سقف آن تعیین می شود.	دستمزد مبتنی بر درصد ثابت از هزینه سرمایه در هنگام انعقاد قرارداد تعیین می‌شود.
	دستمزد پایه بر اساس عامل R (نسبت درآمدها به هزینه ها) و نرخ تولید تعدیل پذیر است. نرخ آن بر اساس عوامل قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل R شناور است.	دستمزد تعدیل پذیر نیست اگرچه NIOC می‌تواند یکطرفه آن را کاهش دهد.
مکانیسم‌های انگیزشی	پرداخت‌های انگیزاننده در پروژه‌های خاص(ریسک بالا، میادین در حال تولید و میادین کوچک) وجود دارد. پرداخت‌های انگیزاننده برای پروژه های IOR و EOR وجود دارد.	فقدان مکانیسم‌های (پرداخت‌های) انگیزشی

منبع: کلیات الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران مصوب هیئت دولت(94/7/9)، اصلاحیه ابلاغی معاون اول رئیس جمهور(95/6/10)، طاهری فرد و دیباوند(1395)، موسسه مطالعات انرژی سبحان(1395)

3. روش‌شناسی پژوهش

در این پژوهش، با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه شده در رژیم مالی و جریان وجوه طرفین قرارداد شبیه‌سازی مالی[1] دوره‌های توسعه و تولید فازهای 4 و 5 میدان پارس جنوبی انجام می‌گیرد. به عبارتی دیگر اگر فرض نمائیم دولت هم‌اکنون بخواهد فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی را توسعه دهد، آنگاه منافع حاصل از توسعه در دو قالب قراردادی بیع‌متقابل و IPC برای طرفین قرارداد چگونه خواهد بود. به منظور شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد، از نرم افزار اکسل و زبان برنامه‌نویسی ویژوال بیسیک استفاده می‌شود. یکی از مهمترین ویژگی‌های این نرم‌افزار شفافیت درمحاسبات و نبود هیچگونه جعبه سیاه در آن است که بررسی صحت نتایج را آسان می‌سازد.

3-1. مختصات فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی

طرح توسعه فازهای 4 و 5 به همراه 43 پروژه نفت و گاز دیگر در تیرماه 1377 در سمینار لندن در معرض مناقصه بین‌المللی قرار گرفت. قرارداد اجرای فاز 4 و 5 در 5 مرداد ماه 1379(27 ژوئیه سال 2000) به مشارکت دو شرکت اِنی[2] و پتروپارس واگذار شد.[3] مبلغ قرارداد به تفکیک هزینه‌ها شامل هزینه سرمایه‌ای معادل 1928 میلیون دلار، هزینه بانکی معادل 925 میلیون دلار و دستمزد معادل 1074 میلیون دلار منعقد شد. تولیدات میدان شامل تولید روزانه 50 میلیون مترمکعب گاز طبیعی برای مصارف داخلی، سالیانه حدود 1/05 میلیون تن گاز مایع برای صادرات، روزانه 80 هزار بشکه میعانات گازی برای صادرات، 400 تن گوگرد در روز برای صادرات، سالیانه 1 میلیون تن گاز اتان برای خوراک واحدهای پتروشیمی. (کاشانی، 1388صص187-188)

1. Fiscal Simulation
2. ENI
3. در عمل شرکت آجیپ (اِنی) ایتالیا 60 درصد، شرکت پتروپارس 20 درصد و شرکت نیکو(NICO) 20 درصد ازسهم پروژه را شریک شدند. (به نقل از پرتال شرکت پتروپارس: http://www.petropars.com/fa)

2-3. مدل شبیه‌سازی مالی دو قرارداد

بمنظور شبیه‌سازی مالی و استخراج نتایج مورد انتظار، ابتدا جریان وجوه مربوط به پروژه، پیمانکاران (شامل شرکت خارجی (IOC)[1] و شرکت وابسته داخلی (SOC)[2] همکار شرکت خارجی) و دولت در دو قالب قراردادی بیع‌متقابل و IPC شکل داده می‌شود. آنگاه مبتنی بر چارچوب مالی هرکدام از دو مدل قراردادی و سایر الزامات قانونی، توزیع عایدی ناشی از اجرای پروژه در ردیف‌های هزینه‌ای، دستمزد و سایر ردیف‌ها محاسبه می‌گردد. در پایان نیز تحلیل حساسیت روی متغیرهای اصلی جریان وجوه طرفین در دو قالب قراردادی صورت می‌پذیرد.

3-3. فروض فنی و اقتصادی مدل

در جدول(2) فروض مربوط به بازه زمانی توسعه و بهره‌برداری از میدان به تفکیک دو مدل قراردادی نشان داده شده است. در جدول (3) فروض اقتصادی و مالی بکار رفته در مدل نشان داده می‌شود.

جدول 2: فروض مربوط به بازه زمانی فعالیت

دوره فعالیت	IPC	بیع متقابل
	مدت (سال)	
دوره اکتشاف	0	0
دوره توسعه	4	4
دوره بهره‌برداری	16	7
طول دوره پلتو	15	15
اولین سال تولید	5	5
مجموع دوره قرارداد(برداشت و تسویه)	25	11
طول عمر میدان(فاز 4و 5)	30	30

منبع: فروض محاسباتی

1. International Oil Company (IOC)
2. State Owned Company (SOC)

جدول 3: فروض اقتصادی و مالی مدل

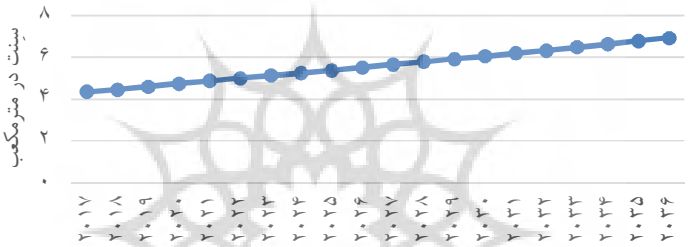
فروض	مقادیر		واحد
	IPC	بیع متقابل	
تولید انباشتی در طی دوره قرارداد	11/6	6/5	تریلیون فوت مکعب
نرخ تولید سالانه	2000	2000	میلیون فوت مکعب روزانه
نرخ افت تولید پس از پلتو	2	2	درصد سالانه
هزینه سرمایه‌ای	1928	1928	میلیون دلار
هزینه عملیاتی	190/1	190/1	میلیون دلار
هزینه غیرمستقیم	192/8	192/8	میلیون دلار
هزینه بانکی	2	2	لایبور+ 1 درصد
قیمت در سال شروع قرارداد	1/23	1/23	دلار در هزار فوت مکعب
نرخ تنزیل	10	10	درصد
سقف بازپرداخت در هر دوره	50	60	درصد
دستمزد پایه	56/24	-	سنت در هزار فوت مکعب
دستمزد	-	1749	میلیون دلار
نرخ مالیات	3/8	3/8	درصد
دوره استهلاک سرمایه	5	5	سال

منبع: فروض محاسباتی

هزینه غیرمستقیم معادل 10٪ هزینه سرمایه‌ای مستقیم محاسبه می‌شود. هزینه عملیاتی نیز معادل با 92 صدم سنت در هر مترمکعب انتخاب شده است. بمنظور سنجش و مقایسه تطبیقی ابعاد مالی دو مدل قراردادی، ترکیب هزینه‌ها، قیمت و جریان تولید یکسان درنظر گرفته می‌شود. به عبارت دیگر، منحصراً سازوکار توزیع منافع در هر مدل قراردادی است که نتایج خروجی را برای دو مدل متفاوت ساخته و مقایسه را واقعی‌تر می‌سازد. همچنین در جدول فوق دستمزد پایه (در مدلIPC) و دستمزد(در مدل بیع‌متقابل) ملهم از محدودیت قانونی(الزام رسیدن نرخ بازده داخلی پیمانکاران به 14/5 درصد) و همچنین تعیین میزان دستمزد بعنوان ضریبی(حدود 84%) از هزینه‌های سرمایه‌ای (در مدل بیع‌متقابل) محاسبه

شده‌اند.[1] تعدیل نرخ پایه دستمزد درIPC وابسته به حجم تولید، عامل- (R) و قیمت می- باشد. ولی در قرارداد فاز 11 (اولین قرارداد منعقده بر اساس IPC) تعدیل دستمزد پایه بدون لحاظ عامل- (R) انجام شده است.

قیمت گاز نیز براساس پیش‌بینی[2]EIA از قیمت نفت برنت و با فرض قیمت حداقل و برای دوره زمانی 2017 تا 2036 میلادی و مبتنی بر سازوکار تعبیه شده در قرارداد فاز 11 پارس جنوبی محاسبه شده است[3]. قیمت محاسباتی برای سال اول معادل 4/23 سنت در هر مترمکعب (1/23 دلار در هزار فوت مکعب) محاسبه می‌شود. نمودار (1) روند قیمت گاز در طی دوره عمر میدان (فاز 4 و 5) نشان می‌دهد.



نمودار(1): روند قیمت گاز

منبع: فروض محاسباتی

1. در مدل بیع‌متقابل، میزان دستمزد بطور معمول بین 50 تا 60 درصد از هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین می‌شد. همچنین در مدل بیع‌متقابل اجراشده برای فازهای 4 و 5 پارس جنوبی رقم نرخ بازده داخلی معادل 13/94 درصد تعیین گردید.(مقدم و همکاران 1385) با توجه به اینکه در حال حاضر رقم 14/5 درصد برای نرخ بازده داخلی پیمانکار شرط می‌شود و از طرفی دیگر در این پژوهش، مقایسه دو مدل قراردادی باید با فرض نرخ بازده داخلی یکسان برای پیمانکار صورت پذیرد؛ از اینرو میزان دستمزد به حدود 84 درصد از هزینه‌های سرمایه‌ای افزایش می‌یابد.

2. EIA (2017), https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383

3. محاسبه قیمت در فاز 11 پارس جنوبی از طریق استعلام از کارشناسان ذیربط بر اساس فرمول زیر محاسبه شده است:

$$Gas\ Price = 2¢ \quad if\ \ Oil\ Price < 30\$$$

$$Gas\ Price = [3 + (0.02 \times Oil\ Price)]¢ \quad if\ \ 30 < Oil\ Price < 50\$$$

$$Gas\ Price = [3.3 + (0.02 \times Oil\ Price)]¢ \quad if\ \ Oil\ Price > 50\$$$

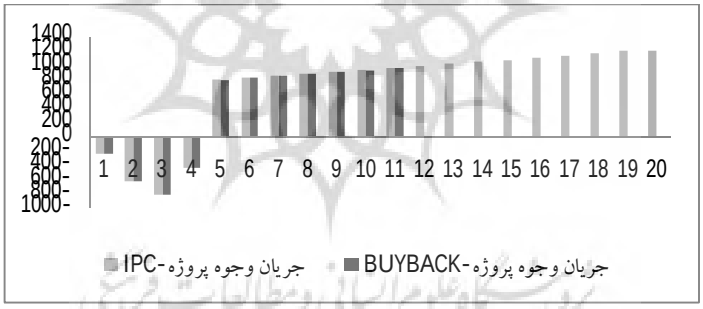
4. یافته‌های پژوهش

4-1. نسبت‌ها و مقادیر مالی

جریان وجوه پروژه،[1] سهم‌بری طرفین قرارداد،[2] نرخ بازده داخلی[3](IRR)، خالص ارزش فعلی تنزیل شده[4](NPV)، دوره بازگشت سرمایه،[5] نحوه توزیع عایدی پروژه و سهم ردیف‌های هزینه و عایدی دولت در طول عمر میدان (فازهای 4 و 5) مهمترین شاخص‌های مقایسه‌ای دو مدل قراردادی است که در ادامه به تحلیل آنها می‌پردازیم.

4-1-1. جریان وجوه

در نمودار(2) جریان وجوه پروژه در دو مدل قراردادی نشان داده شده است. با عنایت به اینکه در 4 سال اول، توسعه میدان در دو مدل قراردادی به صورت یکسان صورت می‌گیرد لذا هم‌پوشانی کامل جریان وجوه قابل مشاهده است. در ادامه نیز هم‌پوشانی تقریباً یکسانی مشاهده می‌گردد زیرا براساس فروض، حجم درآمد (حاصلضرب قیمت در میزان تولید) برابر بوده و جریان وجوه خروجی پروژه نیز تقریباً[6] با هم برابر می‌باشد.

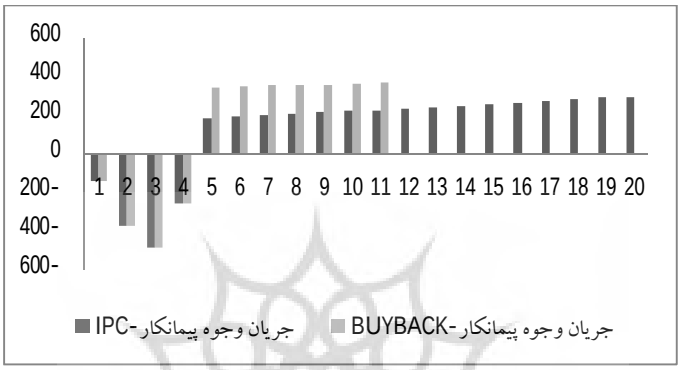


نمودار(2): جریان وجوه پروژه (ارقام به میلیون دلار)

منبع: نتایج پژوهش

1. Project Cashflow
2. Take
3. Internal Rate of Return (IRR)
4. Net Present Value (NPV)
5. Payback Period
6. نحوه توزیع هزینه‌های غیرمستقیم در طی قرارداد در دو مدل با بازه‌های زمانی20 و 7 سال منجر به تفاوت جزئی جریان وجوه خروجی آنها می‌شود.

در نمودار (3) جریان وجوه IOC نشان داده شده است. همچنانکه مشاهده می‌شود از اولین سال تولید از میدان (سال پنجم) جریان وجوه IOC در مدل بیع‌متقابل در سطحی بالاتر از جریان وجوه آن در مدل IPC قرار می‌گیرد. این موضوع از آنجا نشات می‌گیرد که دوره بازیافت هزینه‌ها و دستمزد IOC در مدل بیع‌متقابل کوتاه‌تر بوده بنابراین حجم نقدینگی افزونتری در مقایسه با مدل IPC در این بازه زمانی به آن تخصیص می‌یابد.



نمودار(3): جریان وجوه IOC

منبع: نتایج پژوهش

4-1-2. دریافتی طرفین

در جدول(4) متغیرهای اصلی مالی تاثیرگذار در سرمایه‌گذاری شامل IRR، NPV و دوره بازگشت سرمایه برای پروژه، IOC و SOCs و دولت در دو مدل قراردادی نشان داده شده است.

جدول 4: متغیرهای مالی موثر بر سرمایه‌گذاری (ارقام به میلیون دلار/ درصد)

	IRR		NPV_0		NPV_{10}		دوره بازگشت	
	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل
پروژه	%30	%24	21259/5	4138/8	4323/1	1302/8	2/5 سال	2/5 سال
شرکت خارجی (IOC)	%14/5	%14/5	4857/2	1254/8	466/2	213/4	6/1 سال	3/5 سال
شرکت‌های داخلی (SOCs)	%14/5	%14/5	3058/1	836/5	310/8	142/2	6/1 سال	3/5 سال
دولت	-	-	13614/2	2047/4	3546	947/1	-	-

منبع: نتایج پژوهش

همچنانکه مشاهده می‌شود با الزام رسیدن IRR به اندازه 14/5 درصد برای پیمانکاران در دو مدل قراردادی، میزان IRR پروژه در مدل‌های IPC و بیع‌متقابل در دوره قرارداد به ترتیب 30٪ و 24٪ محاسبه می‌شود. با توجه به طولانی‌تر بودن دوره قرارداد IPC نسبت به بیع-متقابل و جریان وجوه بیشتر آن، برتری نرخ بازده داخلی IPC نسبت به بیع‌متقابل منطقی بنظر می‌رسد. ضمن اینکه ماهیت خدماتی بودن این دو قرارداد، تفاوت بسیار زیادی در مقدار IRR پروژه بوجود نمی‌آورد. همچنین میزان ارزش خالص فعلی با نرخ تنزیل صفر و 10٪ نشان می‌دهد که ارقام محاسباتی پیمانکاران در سطوحی است که ماهیت خدماتی پروژه را به خوبی نشان می‌دهد. دوره بازگشت سرمایه نیز برای پیمانکاران در مدلIPC طولانی‌تر بوده که با توجه به طولانی‌تر بودن دوره قراردادی آن نسبت به بیع‌متقابل منطقی بنظر می‌رسد. در جدول (5) به میزان سهم‌بری طرفین از عایدی در دو مدل قراردادی متناسب با سهم مشارکتی آنها در اجرای پروژه اشاره شده است.[1] همچنانکه مشاهده می-شود در دوره قرارداد، سهم دولت از عایدی و منافع پروژه در مدل IPC بیشتر از بیع‌متقابل می‌باشد. ذکر این نکته ضروری این است که منافع دوره قراردادی 20 ساله بسیار بیشتر از دوره قرارداد 11 ساله بوده و بنابراین مقایسه این نسبت به تنهائی، نشانگر افزوده شدن منافع دولت در مدل جدید قراردادی نیست.

جدول 5: میزان سهم‌بری طرفین

سهم‌بری در طی قرارداد	NPV_0		NPV_{10}	
	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل
سهم شرکت خارجی (IOC)	%22	%30	%11	%16
سهم شرکت‌های داخلی (SOCs)	%14	%20	%7	%11
سهم دولت	%64	%50	%82	%73

منبع: نتایج پژوهش

در جدول (6) به مقایسه کل مبلغ پرداختی به پیمانکاران و دو جزء مهم دستمزد و هزینه پول در دوقالب قراردادی اشاره شده است. مبلغ پرداختی به پیمانکاران در IPC بطور قابل

1. همچنانکه پیشتر ذکر شد سهم مشارکت پیمانکاران خارجی و داخلی در اجرای فاز 4 و 5 پارس جنوبی به ترتیب 60٪ و 40٪ بوده است.

توجهی بیش از پرداختی در مدل بیع‌متقابل می‌باشد. به جهت اینکه دستمزد پرداختی به پیمانکاران در مدل IPC مبتنی بر واحد تولید می‌باشد لذا مبلغ دستمزد پرداختی در حدود 3 برابر دستمزد بیع‌متقابل محاسبه شده است. همچنین به جهت اینکه مازاد تعهد پرداختی به پیمانکاران از سقف 50٪ عایدی، قابلیت انتقال به سال بعد داشته لذا تسویه کامل با پیمانکاران تا سال 25 منجر به ایجاد هزینه بانکی بیشتر در مدل IPC شده است. با توجه به اینکه هزینه‌های عملیاتی در بیع‌متقابل بر عهده دولت بوده از اینرو در مدل بیع‌متقابل انتقال مازاد از سقف 60 درصد به سال بعد مشاهده نشده و هزینه بانکی در آن کمتر محاسبه گردید.

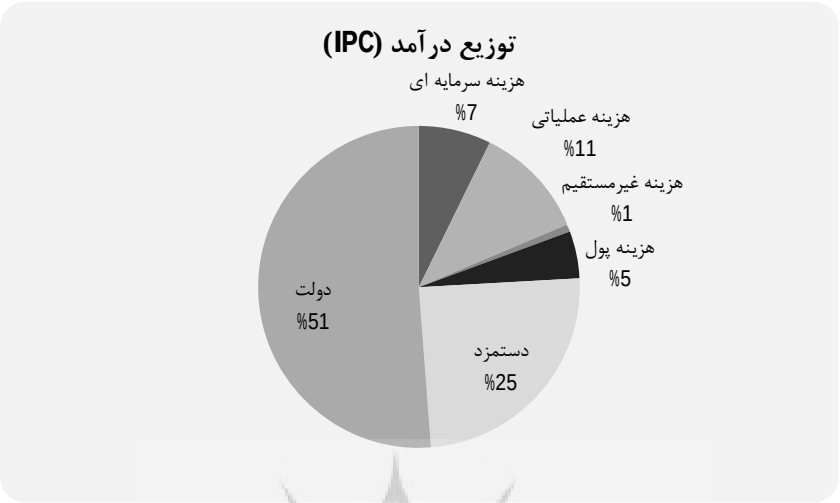
جدول 6: مبالغ پرداختی به IOC (ارقام به میلیون دلار)

	کل پرداخت		دستمزد		هزینه پول	
	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل
پیمانکاران (IOC+SOCs)	12978/8	4295	6565/3	1749	1258/5	425/3
شرکت خارجی (IOC)	7787/3	2577/1	3939/2	1049/45	755/1	255/2
شرکت‌های داخلی (SOCs)	5191/3	1718/1	2626/1	966/3	503/4	170/1

منبع: نتایج پژوهش

3-1-4. توزیع درآمد

در نمودارهای (4) و (5) نحوه توزیع درآمدهای حاصله از توسعه در دو قالب IPC و بیع‌متقابل در دوره قرارداد به تصویر کشیده شده است. نحوه توزیع درآمد به خوبی نشان می‌دهد که عایدی دولت در بیع‌متقابل در طی قرارداد کمتر بوده و منافع عمده دولت در دوره پس از پایان قرارداد و تا پایان عمر میدان حاصل می‌شود. نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای در IPC بیش از 3 برابر بوده در حالیکه این نسبت در بیع‌متقابل در حدود 0/84 می‌باشد و این نشان می‌دهد که پیمانکار عایدی بسیار بیشتری از آورده سرمایه خود در IPC نسبت به بیع‌متقابل حاصل کرده است.



نمودار(4): نحوه توزیع درآمدها در IPC

منبع: نتایج پژوهش

نمودار(5): نحوه توزیع درآمدها در بیع‌متقابل

منبع: نتایج پژوهش

4-1-4. عایدی دولت در طول عمر میدان

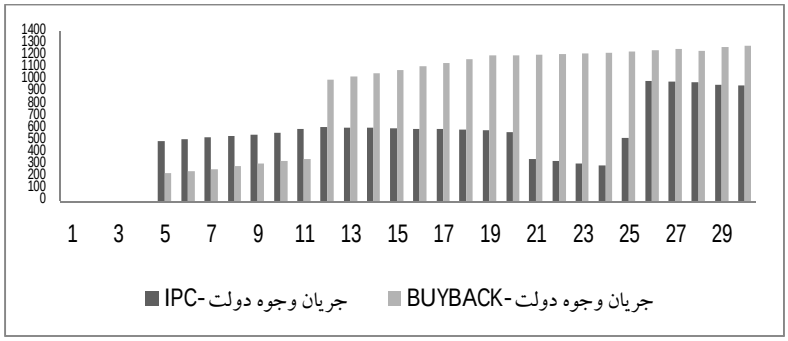
اکنون به این سوال مهم پاسخ می‌دهیم که منافع دولت در دو مدل قراردادی در طول عمر میدان (فازهای 4 و 5) چگونه است. در جدول(7) به مقادیر محاسباتی خالص ارزش فعلی دو مدل قراردادی در طول عمر میدان (فازهای 4 و 5) اشاره شده است.

جدول 7: مقادیر خالص ارزش فعلی و تنزیل یافته (ارقام به میلیون دلار)

عایدی دولت دردوره عمر میدان (30 سال)	NPV_0		NPV_{10}	
	IPC	بیع متقابل	IPC	بیع متقابل
	19010/4	24564/3	3882/4	4298

منبع: نتایج پژوهش

بر اساس محاسبات، عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل در طول عمر میدان (فاز 4 و 5) بطور قابل توجهی (در مقادیر جاری و تنزیل شده به ترتیب حدود 29٪ و 11%) بیش از مدل IPC است. به عبارت دیگر حضور پیمانکاران در دوره برداشت از میدان در مدل IPC منجر به افت درآمد دولت شده و با فرض توسعه ضابطه‌مند و تحت اشراف و نظارت کامل در هر دو مدل توسط پیمانکار، مدل بیع‌متقابل بیشتر متضمن منافع دولت می‌باشد. در نمودار(6) جریان وجوه دولت در دو مدل قراردادی و در طی عمر میدان (فازهای 4 و 5) نشان داده شده است. در این نمودار مشاهده می‌شود که جریان وجوه دولت در دوره قرارداد بیع-متقابل کمتر از مدل IPC بوده اما پس از پایان قرارداد در مقایسه با مدل IPC بطور ملموسی بیشتر بوده و این روند تا پایان عمر میدان(فازهای 4 و 5) تداوم می‌یابد در حالیکه در مدل IPC در طی دوره قرارداد روندی هموار ولی کمتر از بیع‌متقابل قابل مشاهده بود و پس از پایان قرارداد نیز به جهت دوره 5 ساله تسویه کامل با پیمانکار و بار هزینه‌های عملیاتی برای دولت، شاهد افت عایدی دولت می‌باشیم. پس از پایان دوره تسویه 5 ساله مجدداً روند عایدی دولت در دو مدل بر یک مسیر یکسان قرار می‌گیرد. بنابراین اگر تسویه تمام کامل با پیمانکار در دوره قرارداد مدل IPC صورت بگیرد آنگاه جریان عایدی دولت سریعتر به جریان عایدی در مدل بیع‌متقابل تقرب می‌یابد و در نتیجه افت درآمد دولت در طی عمر میدان(فازهای 4 و 5) کمتر می‌شود.



نمودار(6): جریان وجوه دولت (ارقام به میلیون دلار)

منبع: نتایج پژوهش

میزان اختلاف عایدی دولت در دو مدل قراردادی و در طی عمر میدان (فازهای 4 و 5) از منظر نرخ افت تولید یکی دیگر از راههای مقایسه دو مدل می‌باشد. در مدل بیع‌متقابل با فرض آغاز افت تولید سالانه معادل 3% از سال هشتم تولید[1] تا پایان دوره برداشت از فاز 4 و 5، آنگاه عایدی دولت در چنین شرایطی برابر با عایدی دولت در صورت اجرای مدل IPC می‌شود.[2] به عبارتی دیگر اگر دولت افت تولید با نرخ بیشتر از سالانه 3٪ و از سال دوازدهم را انتظار داشته باشد در آنصورت از منظر منافع مالی برای دولت، انتخاب مدل IPC بر بیع‌متقابل ارجحیت دارد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. در مدل بیع‌متقابل، سال هشتم تولید اولین سالی است که بطور کامل با پیمانکار تسویه صورت گرفته و تمامی عایدی میدان برای دولت می‌باشد.

2 اگرمیزان کاهش تولید رخ داده در مدل بیع‌متقابل معادل 2550 میلیارد فوت مکعب شود(افت تولید متوسط سالانه 3٪) آنگاه ارزش عایدی از دست رفته دولت بخاطر این کاهش تولید، کل عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل را به سطح عایدی دولت درمدل IPC کاهش می‌دهد. توسعه غیرصیانتی، نحوه برداشت رقیب (قطر) از میدان، عدم توجه به اصول مهندسی نگاهداشت چاه از جمله عوامل بالقوه‌ای هستند که منجر به افت فشار مخزن و کاهش برداشت می‌شوند. البته در محاسبات این بخش فرض می‌شود که در مدل IPC تزریق سرمایه تنها یک بار انجام شود. و برای جلوگیری از افت فشار مجدداً تزریق سرمایه صورت نگیرد. در اجرای فاز 11 انجام چنین اقدامی توسط پیمانکار تعهد داده شده است.

2-4. تحلیل حساسیت

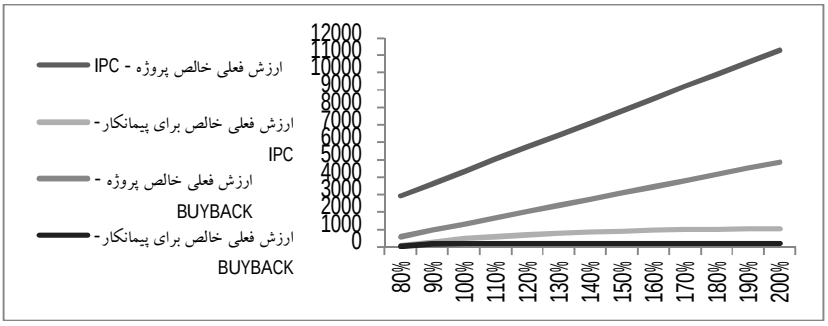
در این بخش به تحلیل حساسیت نتایج مدل شامل NPV_{10}، IRR و عایدی طرفین با تغییر متغیرهای تاثیرگذار اصلی بر جریان وجوه مدل یعنی قیمت، هزینه می‌پردازیم.[1]

1-2-4. تحلیل حساسیت قیمت

نمودار(7) نشانگر تغییرات NPV_{10} برای دو مدل قراردادی (پروژه) و IOC همزمان با تغییرات قیمت است. افت قیمت به سطح 77/3٪ از قیمت محاسباتی در مدل بیع‌متقابل و 54/88٪ از قیمت محاسباتی در IPC منجر به NPV_{10} =0 برای IOC می‌شود از اینرو در تحلیل حساسیت تغییرات قیمت در سطح کف، آستانه تغییرات معادل 80٪ از قیمت محاسباتی در مدل انتخاب شده تا مقایسه معنادار شود. همچنانکه مشاهده می‌شود هرچه تغییرات قیمت، روند افزایشی به خود می‌بیند فاصله NPV_{10} پروژه در مدل IPC بیشتر از مدل بیع‌متقابل می‌شود. بنابراین پروژه در مدلIPC در سطوح بالاتر قیمت نسبت به بیع‌متقابل از منظر ایجاد منافع توجیه‌پذیرتر می‌شود. این روند برای NPV_{10} محاسبه شده برای IOC در دو مدل متفاوت است. با توجه به سازوکار تعبیه شده در مدل بیع‌متقابل چون عایدی IOC وابسته به دستمزد بوده و از سقف 60٪ از عایدی هرسال پروژه تجاوز نمی‌کند از اینرو تغییرات افزایشی قیمت بیش از قیمت محاسباتی مدل، تغییری در NPV_{10} برایIOC ایجاد نمی‌کند. اما در مدل IPC روند افزایشی ولی با شدت کم قابل مشاهده است که نشان می‌دهد ماهیت این مدل قرارداد خدماتی و توام با سودآوری کنترل شده است.

پرتال جامع علوم انسانی

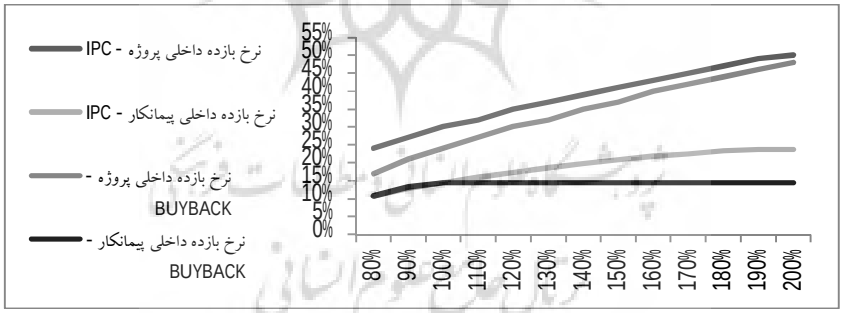
1. با توجه به اینکه دستمزد در مدل بیع‌متقابل از پیش معین بوده و تغییرات آن وابسته به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای است از اینرو تغییرات دستمزد امکان مقایسه در دو مدل را ندارد و در این بخش بررسی نمی‌شود.



نمودار(7): تغییرات خالص ارزش فعلی تنزیل یافته با تغییرات قیمت

منبع: نتایج پژوهش

در نمودار(8) روند تغییرات IRR برای پروژه و IOC در دو مدل قراردادی نشان داده شده است. همچنانکه مشاهده می‌شود با روند افزایشی قیمت روند تغییرات IRR پروژه در دو مدل قراردادی بهم نزدیک شده ولی در حالت کلی IRR در مدل IPC هموار بیش از مدل بیع‌متقابل است. روند تغییرات IRR برای IOC نیز نشان می‌دهد که روند افزایش قیمت تاثیری روی IRR نداشته و میزان آن را تغییر نمی‌دهد که این موضوع ماهیت خدماتی بودن قرارداد بیع‌متقابل را نشان می‌دهد. اما در مدل IPC روند IRR صعودی شده و نشان می‌دهد که روند صعودی تغییرات قیمت منجر به توجیه‌پذیرتر شدن مدل IPC برای پیمانکار دارد.

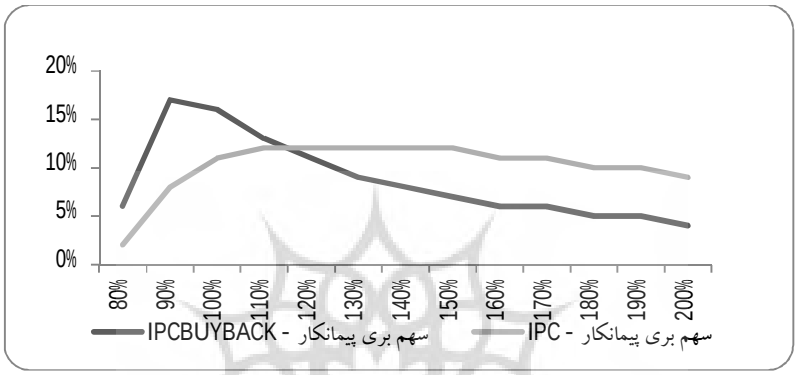


نمودار(8): تغییرات نرخ بازده داخلی با تغییرات قیمت

منبع: نتایج پژوهش

در نمودار(9) روند تغییرات سهم‌بری IOC همزمان با تغییرات قیمت در دو مدل نشان داده شده است. با توجه به اینکه میزان عایدی IOC در مدل بیع‌متقابل با افزایش قیمت تغییر

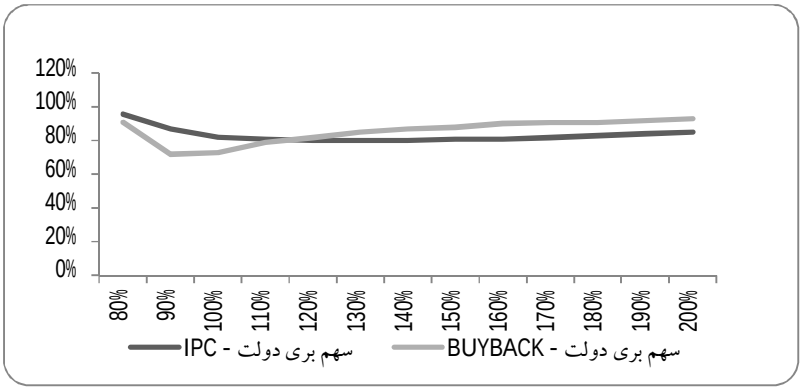
نمی‌یابد(میزان دستمزد ثابت است) از اینرو میزان سهم‌بری وی از عایدی کل نیز در سطوح بالاتر قیمتی (سطوح بالاتر عایدی پروژه) بتدریج کمتر می‌شود. اما در مدل IPC اگرچه میزان سهم‌بری بتدریج نزولی می‌شود اما شدت افت آن کمتر از مدل بیع‌متقابل است چراکه در این مدل دستمزد دریافتی وابسته به تولید بوده و همزمان با افزایش منافع پروژه (با افزایش قیمت) سهمی هم به منافع IOC افزوده می‌شود.



نمودار(9): روند تغییرات عایدی IOC با تغییرات قیمت منبع: نتایج پژوهش

در نمودار(10) میزان عایدی دولت در دو مدل قراردادی با تغییرات قیمت نشان داده شده است. همچنانکه مشاهده می‌شود در تغییرات قیمت پائین‌تر از قیمت مدل، عایدی دولت در دو مدل افزایش می‌یابد و با افزایش قیمت ابتدا عایدی دولت کاهش و مجدداً افزایش می‌یابد. در محدوده قیمت‌های پائین، میزان سهم‌بری دولت در مدل IPC از بیع‌متقابل بیشتر است اما بتدریج با افزایش سطوح قیمت میزان عادی دولت در مدل بیع‌متقابل همواره بیش از مدل IPC می‌شود. این موضوع نشان می‌دهد که در سطوح پائین قیمتی هردو مدل فزاینده[1] بوده و بتدریج کاهنده[2] شده و مجدداً درسطوح قیمتی بالاتر فزاینده می‌شوند.[3]

1. Progressive
2. Regressive
3. فزایندگی یا کاهندگی، با تغییرات سهم‌بری دولت همزمان با تغییرات قیمت سنجیده می‌شود.



نمودار(10): روند تغییرات عایدی دولت با تغییر قیمت

منبع: نتایج پژوهش

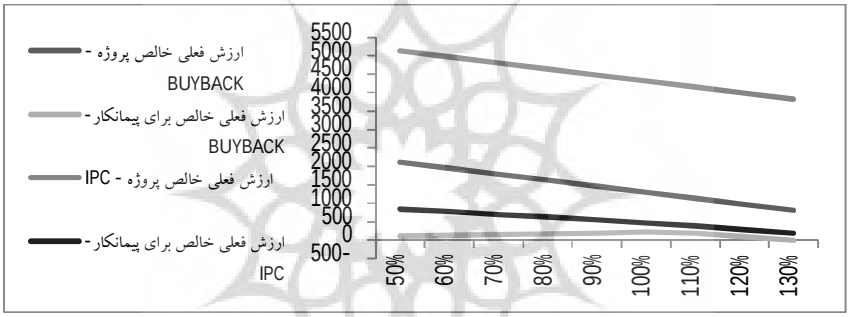
4-2-2. تحلیل حساسیت هزینه

در این بخش به تحلیل حساسیت هزینه‌های سرمایه‌ای می‌پردازیم.[1]

افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای به سطح129/3٪ از هزینه‌های سرمایه‌ای مفروض در مدل بیع‌متقابل و149/7٪ از هزینه‌های سرمایه‌ای مفروض در IPC منجر به $NPV_{10}=0$ برای IOC می‌شود از اینرو در تحلیل حساسیت تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای در سطح سقف، آستانه تغییرات معادل 130٪ از هزینه‌های سرمایه‌ای مفروض در مدل انتخاب شده تا مقایسه معنادار شود. در نمودار(11) تغییرات NPV_{10} پروژه در دو مدل قراردادی با تغییرات هزینه سرمایه‌ای نشان داده است. همچنانکه مشاهده می‌شود متغیر NPV_{10} در دو مدل قراردادی، روند یکسانی را همزمان با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای طی می‌کند ولی همواره NPV_{10} پروژه در مدل IPC بیشتر از مدل بیع‌متقابل است. روند تغییرات NPV_{10} برای IOC در مدل بیع‌متقابل نشان می‌دهد که در محدوه افت هزینه‌های سرمایه‌ای بین سطح 50٪ تا سطح هزینه‌های مفروض در مدل NPV_{10} تقریباً تغییری نداشته و بصورت خطی افقی درآمده

1. با توجه به اینکه در مدل بیع متقابل، هزینه‌های عملیاتی در دوره تولید برعهده دولت می‌باشد از اینرو قابلیت مقایسه آن در دو مدل قراردادی وجود ندارد و در این پژوهش بررسی نمی‌شود.

است. این موضوع بخاطر تعریف دستمزد در بیع‌متقابل بصورت ضریبی از هزینه‌هاتی سرمایه‌ای است. به عبارت دیگر اگرچه هزینه‌های سرمایه‌ای برای پیمانکار به عنوان جریان خروجی وجوه در محاسبه NPV_{10} ظاهر می‌شود اما همزمان با کاهش آن، جریان ورودی وجوه وی (دستمزد) نیز متناسب با آن کاهش می‌یابد و در نتیجه تغییر محسوسی در NPV_{10} بوجود نمی‌آورد. اما در مدل IPC در بازه تغییرات یاد شده شاهد روند افت NPV_{10} پیمانکار همگام با روند افت NPV_{10} پروژه هستیم. با توجه به اینکه مکانیسم عامل - (R) در مدل IPC استفاده نشده از اینرو تحصیل عایدی بیشتر پیمانکار از محل ایجاد هزینه‌های اضافه منتفی می‌شود.[1]



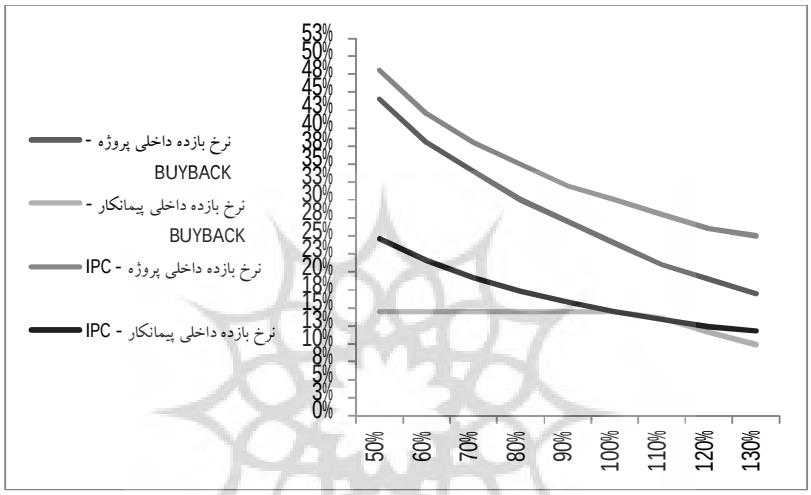
نمودار(11): تغییرات خالص ارزش فعلی تنزیل یافته با تغییر هزینه سرمایه‌ای

منبع: نتایج پژوهش

در نمودار(12) تغییرات IRR پروژه و IOC در دو مدل قراردادی همزمان با تغییرات هزینه سرمایه‌ای نشان داده است. همزمان با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای میزان IRR پروژه در دو مدل نزولی شده اما بتدریج فاصله بین بیع‌متقابل و مدل IPC بیشتر می‌شود. به عبارت دیگر در سطوح بالاتر هزینه‌های سرمایه‌ای مدل بیع متقابل نسبت به IPC با شدت بیشتری توجیه‌پذیری خود را از دست می‌دهد. برای IOC در سطوح پائین تغییرات هزینه سرمایه‌ای

1. آب طلاکاری (Gold Plating) بدین معناست که پیمانکار با ایجاد هزینه‌های زائد رقم محاسباتی عامل – (R) را کمتر ساخته تا بتواند دستمزد خود را افزایش دهد. با توجه به حذف سازوکار عامل – (R) در مدل IPC مفروض در این پژوهش که ملهم از اجرای فاز 11 بوده لذا رخداد پدیده آب طلاکاری منتفی می‌شود.

میزان تغییرات IRR بصورت خطی افقی شده است. همچنانکه ذکر شد تغییرات جریان‌های ورودی و خروجی وجوه برای IOC با توجه به اینکه دستمزد ضریبی از هزینه‌های سرمایه‌ای بوده همدیگر را خنثی می‌سازد اما در سطوح بالای هزینه‌های سرمایه‌ای اگرچه دستمزد نیز افزایش می‌یابد اما بازیافت آن در محدوده‌ای فراتر از دوره قرارداد قرارگرفته و عملاً بخشی از آن تسویه نشده و از اینرو منجر به کاهش IRR می‌گردد.



نمودار(12): تغییرات نرخ بازده داخلی با تغییر هزینه سرمایه‌ای

منبع: نتایج پژوهش

5. نتیجه‌گیری و پیشنهادات سیاستی

قرارداد جدید نفتی ایران در ادامه معرفی نسلهای سه‌گانه قرارداد بیع‌متقابل معرفی گردید. مدل جدید قراردادی در بعد مالی دارای ویژگی‌هائی است که از منظر پیمانکاران نسبت به بیع متقابل جذاب‌تر شده است. سقف باز هزینه‌ها در تسویه، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری، محاسبه دستمزد براساس واحد تولید و امکان تسویه تمامی تعهدات پس از پایان قرارداد از بارزترین جنبه‌های مالی در مدل جدید قراردادی است. اینکه چنین جذابیت‌هائی چقدر سهم دولت (منافع ملی) از عایدات برداشت از منبع را در مقایسه با مدل بیع‌متقابل دستخوش تغییر قرار می‌دهد مهمترین سوالی است که در این پژوهش و با

استفاده از داده‌های فنی فازهای 4 و 5 میدان گازی پارس جنوبی به آن پاسخ دادیم. نتایج نشان می‌دهد که خالص ارزش فعلی تنزیل شده برای IOC در مدل جدید قراردادی و بیع متقابل بترتیب 11٪ و 16٪ از ارزش فعلی تنزیل شده پروژه بوده که این مقدار نشان می‌دهد قرارداد جدید ماهیتی خدماتی دارد. نحوه توزیع درآمد نشان می‌دهد که عایدی دولت در بیع‌متقابل در طی قرارداد کمتر بوده و منافع عمده دولت در دوره پس از پایان قرارداد و تا پایان برداشت فازها حاصل می‌شود. نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای در IPC بیش از 3 برابر بوده در حالیکه این نسبت در بیع‌متقابل در حدود 84 صدم می‌باشد و این نشان می-دهد که پیمانکار عایدی بسیار بیشتری از آورده سرمایه خود در IPC نسبت به بیع‌متقابل حاصل کرده است. همچنین عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل در طول دوره برداشت از فازهای4 و5 بطور قابل توجهی (در مقادیر جاری و تنزیل شده به ترتیب حدود 29٪ و 11%) بیش از مدل جدید قراردادی است. به عبارت دیگر حضور پیمانکاران در دوره برداشت از میدان در مدل جدید قراردادی منجر به افت درآمد دولت شده و با فرض توسعه ضابطه‌مند و تحت اشراف و نظارت کامل در هر دو مدل، مدل بیع‌متقابل بیشتر متضمن منافع دولت می‌باشد. از طرفی عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل با فرض آغاز افت تولید سالانه معادل 3% از سال هشتم تولید تا پایان دوره برداشت از فاز 4 و 5، با عایدی دولت در صورت انتخاب مدل جدید قراردادی برابر می‌شود. به عبارتی دیگر اگر دولت افت تولید با نرخ بیشتر از سالانه 3٪ و از سال هشتم تولید را انتظار داشته باشد در آنصورت بدون توجه به سایر ملاحظات و صرفاً از منظر منافع مالی برای دولت، انتخاب مدل جدید بر بیع‌متقابل ارجحیت دارد.

6. منابع

الف) فارسی

صاحب هنر حامد، طاهری فرد علی، مریدی فریمانی فاضل، مهدوی روح اله (1396)، ارزیابی مالی- اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، *فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، شماره 28، صص 35-73

طاهری‌فرد علی، دیباوند هادی (1395)، بررسی قراردادهای نفتی ایران (IPC) در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی، *آفاق امنیت*، سال نهم، شماره 31، صص 115-129

کاشانی، سید صادق (1388). *توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرا پروژه*. چاپ اول. تهران: مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی.

کاظمی نجف آبادی، عباس(1393). *آشنائی با قراردادهای نفتی*. چاپ اول. تهران: موسسه مطالعات و پژوهشهای حقوقی.

مقدم محمدرضا، مزرعتی محمد (1385)، مدل سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارایهٔ مدل بهینه سازی قرارداد در ایران، *مجله تحقیقات اقتصادی*، شماره 76 ، صص 157-182.

موسسه مطالعات انرژی سبحان (1394)، بررسی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران فاز اول: عملکرد قراردادهای بیع متقابل، ویرایش دوم، تهران.

موسسه مطالعات انرژی سبحان (1395)، «بررسی جامع قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) »، ویرایش دوم، تهران.

ب) انگلیسی

Sahebonar Hamed, Taheri Fard Ali. Farimani and Fazel M (2016). Economic Analysis of New Iranian Petroleum Contract (IPC): The Case Study of Caspian Sea Fields, International Association of Energy Economics Conference (IAEE), Baku, Azerbayjan.

Soleimani M. and Tavakolian M. (2017). Comparative Financial Analysis of IPC, the New Iran`s Oil Fields Development and Production Enhancement Framework IPC vs. Buyback Contracts, *Society of Petroleum Engineers*, SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation in Kuala Lumpur Malaysia, 7-8 November 2017.