پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال هشتم، شماره ۳۱، تابستان ۱۳۹۸، صفحات ۲۰۸-۱۷۱
نوع مقاله:پژوهشی

بررسی آثار مکانیسم قیمت‌گذاری گاز غنی بر دریافتی طرفین در قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی

حسین ویسی[۱]
حامد صاحب هنر[۲]
فریدون اسعدی[۳]
مصطفی پورکاوه دهکردی[٤]
علی طاهری فرد[٥]

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۲/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۰۳/۲۷

چکیده:

قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی به کنسرسیومی از شرکت‌های توتال فرانسه با سهم ۵۰/۱ درصد، CNPC چین با ۳۰ درصد و شرکت پتروپارس ایران با ۱۹/۹ درصد در تیرماه سال ۱۳۹۶ واگذار گردید. در این پژوهش با طراحی مدلی جامع و دقیق، تمامی ابعاد قرارداد مذکور اعم از ملاحظات فنی، پروفایل تولید، قیمت گاز، هزینه‌های پروژه، درآمدهای پروژه با درنظر گرفتن مؤلفه‌های مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان و سایر موارد به‌صورت پویا، مورد ارزیابی اقتصادی و مالی قرار گرفته است و در نهایت با توجه به نتایج به دست آمده پیشنهادات اجرایی جهت بهبود رژیم مالی قرارداد ارائه شده است. طبق نتایج به دست آمده رژیم مالی این قرارداد اصطلاحاً بازگشتی یا رگرسیو است و افزایش یا کاهش درآمد میدان تأثیری بر سودآوری پیمانکار ندارد. مهم‌ترین ایراد وارد بر این قرارداد، نحوه قیمت‌گذاری گاز تولیدی است که باعث ایجاد قیمت کاذب و به دنبال آن سودآوری

۱. کارشناسی ارشد دانشگاه امام صادق (ع) و کارشناس موسسه مطالعات انرژی سبحان،
11h.veisi@gmail.com
۲. دکتری اقتصاد انرژی و کارشناس ارشد مؤسسه مطالعات انرژی سبحان،
h.sahebhonar@gmail.com
۳. عضو هیئت علمی و مدیر گروه انرژی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی،
fasadi2007@gmail.com
۴. کارشناسی ارشد دانشگاه امام صادق (ع) و کارشناس موسسه مطالعات انرژی سبحان،
mostafapourkaveh@gmail.com
۵. دکتری اقتصاد انرژی و عضو هیئت مدیره مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (نویسنده مسئول)،
taherifard1361@yahoo.com

کاذب پروژه و پایین جلوه دادن دریافتی پیمانکار و ایجاد تعهد ضمنی برای بازپرداخت مطالبات پیمانکار از محل عواید سایر میادین هیدروکربوری کشور در صورت کاهش قیمت نفت و میعانات گازی، می‌گردد. نتایج به دست آمده حاکی از آن است که در قیمت‌گذاری گاز غنی، در صورت اعمال قیمت واقع بینانه برای گاز تولیدی، دریافتی پیمانکار خارجی در حالت تنزیل شده، از ۶ درصد به ۲۷ درصد افزایش یافته و در طرف مقابل دریافتی دولت نیز از ۹۲ درصد به ۶۷ درصد کاهش خواهد یافت.

طبقه‌بندی JEL: Q43 , Q41 , Q31 , C22

کلیدواژه‌ها: قراردادهای نفتی ایران (IPC) ، توتال، رژیم مالی، قیمت‌گذاری گاز

۱. مقدمه

در تیرماه سال ۱۳۹۶ قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی به کنسرسیومی از شرکت‌های توتال فرانسه با سهم ۵۰/۱ درصد، CNPC چین با ۳۰ درصد و شرکت پتروپارس ایران با ۱۹/۹ درصد واگذار گردید. این پروژه در دو فاز تعریف شده است. در فاز اول نصب دو سکو و حفاری ۳۰ حلقه چاه در دستور کار قرار دارد. گاز غنی تولیدی نیز به پالایشگاه‌های عسلویه تحویل خواهد شد. رقم سرمایه‌گذاری این بخش حدود ۲/۲ میلیارد دلار برآورد شده است. مهم‌ترین ممیزه این پروژه سکوی ۲۰ هزار تنی با هدف بازگردانی گاز و حفظ فشار میدان است که در صورت نیاز، نصب و راه‌اندازی خواهد شد. این بخش از طرح حدود ۲/۶ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز دارد و مجموع این سرمایه‌گذاری توسط کنسرسیومی به رهبری توتال تأمین خواهد گردید. در قراردادهای بیع‌متقابل سایر فازهای پارس جنوبی، ساخت پالایشگاه گاز نیز بر عهده پیمانکار است که در این پروژه با توجه به ظرفیت خالی پالایشگاه‌های موجود از آن صرف‌نظر شده است.

ارزیابی اقتصادی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز مستلزم بررسی جامع مجموعه وسیعی از پارامترها و مؤلفه‌های مربوطه است. به عبارت دیگر موارد کلیدی همچون دریافتی طرفین قرارداد و سودآوری پروژه تنها با در نظر گرفتن نرخ دستمزد، سقف بازپرداخت و سایر اعداد و ارقام مطرح شده در متن قرارداد به سادگی قابل محاسبه

نیست و مستلزم شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد برای کل چرخه حیات پروژه در قالب یک مدل مالی مناسب است (یوکای او جی، ۱۹۸۴).

همچنین بدون شبیه‌سازی مالی قرارداد، بررسی آثار و تبعات سناریوهای مختلف برای طرفین قرارداد میسر نخواهد بود. در شبیه‌سازی مالی تمام فازهای پروژه اعم از اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید مدنظر قرارگرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه شده در رژیم مالی قرارداد، جریان نقدی طرفین به‌صورت سالیانه محاسبه می‌گردد.

یکی از خصوصیات اصلی رژیم مالی قراردادهای بالادستی، پویایی آن‌ها در طول زمان است. به‌گونه‌ای که میزان پرداختی به پیمانکار یا شرکت نفتی، به عوامل مختلفی همچون قیمت نفت و گاز تولیدی، سطح تولید از میدان، بازدهی بهره‌بردار اعم از عامل R، نرخ بازدهی (ROR) و یا نرخ بازده داخلی (IRR)، نرخ بهره، سقف بازپرداخت، رفتار مخزن و نرخ تخلیه، بازار نفت و هزینه‌های تولید و مسائلی از این دست وابسته است که در طول زمان و در هر دوره مالی تغییر می‌کند. لذا نمی‌توان پروژه‌های بالادستی را با استفاده از روش‌ها و نرم‌افزارهای سنتی همچون کامفار ارزیابی نمود و لازمه ارزیابی دقیق اقتصادی و مالی این پروژه‌ها شبیه‌سازی کامل رژیم مالی در طول چرخه حیات پروژه است.

از این رو لازم است مدلی جامع و دقیق طراحی گردد تا تمامی ابعاد پروژه اعم از ملاحظات فنی، پروفایل تولید، قیمت گاز، هزینه‌های پروژه، درآمدهای پروژه، مؤلفه‌های مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان و سایر موارد به طور پویا لحاظ گردد.

در این پژوهش ضمن مقایسه کلی رژیم مالی قراردادهای IPC و بیع‌متقابل، رژیم مالی قرارداد IPC در فاز ۱۱ پارس جنوبی تبیین گردیده و با شبیه‌سازی مالی قرارداد، رژیم مالی مذکور مورد ارزیابی مالی و اقتصادی قرار گرفته است. در نهایت ضمن مقایسه شاخص‌های قراردادی این قرارداد با قرارداد مشابه توسعه فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، پیشنهادات سیاستی جهت بهبود قراردادهای آتی در راستای حداکثر سازی منافع ملی ارائه گردیده است.

۲. مروری بر قراردادهای بالادستی نفت کشور

قانون نفت ایران از سال ۱۳۳۶ عملاً رژیم حقوقی امتیاز را کنار گذارده و قراردادهای مشارکت در تولید را طرح‌ریزی نموده است. قانون نفت سال ۱۳۵۳ نیز قرارداد خدمت را جایگزین قرارداد مشارکتی نمود. پس از انقلاب اسلامی و فارغ شدن کشور از مسائل و مشکلات جنگ تحمیلی عراق علیه ایران، ضرورت جذب سرمایه‌گذاری خارجی جهت بازسازی کشور و توسعه میادین ملموس‌تر شد. لذا گروه دیگری از قراردادهای خرید خدمت موسوم به «بیع‌متقابل» به ابتکار شرکت ملی نفت ایران طراحی شد که هدف آن تأمین مالی پروژه‌ها و جذب تکنولوژی در صنعت نفت بود.

قراردادهای نفتی بیع متقابل نواقص بسیاری داشته و منافع ملی ما را تأمین نکرده است. معین بودن تعهدات طرف قرارداد قبل از شروع عملیات، کوتاه بودن مدت قرارداد و تأثیر منفی آن در تولید صیانتی، فقدان انگیزه کافی برای پیمانکار به منظور کاهش هزینه و انتقال تکنولوژی، تحمل ریسک توسط کشور صاحب ذخایر، تولید غیر صیانتی از مخازن نفتی، دانش ناکافی طرف خارجی نسبت به مخازن ایران، عدم انعطاف قرارداد در مقابل اطلاعات به‌دست‌آمده از مخزن، ابهام در چگونگی تدوین برنامه جامع توسعه میدان[1] اشکالاتی است که بر قراردادهای بیع‌متقابل وارد است. از این رو بررسی این قراردادها از ابعاد اقتصادی جهت رفع و یا کاهش این نواقص ضرورتی انکارناپذیر است (درخشان، ۱۳۸۵).

در این مقاله با در نظر گرفتن رویکرد سناریو[2] به شبیه‌سازی و ارزیابی رژیم مالی قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی که در زمان نگارش این مقاله تنها قرارداد منعقد شده از این نوع می‌باشد، پرداخته شده تا بتوان فارغ از مباحث سیاسی به‌صورت کمی و دقیق نقاط قوت و نقاط ضعف این قرارداد را از منظر مالی و اقتصادی بررسی نمود.

1. Master Development Plan (MDP)
2. Scenario Approach

۲ـ۱. قراردادهای یکپارچه نفتی ایران (IPC)

رژیم مالی قراردادهای یکپارچه نفتی ایران موسوم به IPC که تشابه زیادی با قراردادهای خدمات فنی عراق (TSC[1]) دارد به نوعی ترکیبی از قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای مشارکت در تولید است. به این معنا که همانند قراردادهای بیع‌متقابل هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل درآمد میدان بازپرداخت و هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم طی دوره ۵ الی ۷ سال تقسیط می‌گردد. در واقع بخشی از عواید حاصل از نفت تولیدی در این قراردادها در قالب نفت هزینه و پاداش به شرکت خارجی تعلق می‌گیرد. وجه تشابه این قرارداد با قراردادهای مشارکت در تولید در این است که اولاً حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری نیز ادامه پیدا می‌کند و ثانیاً با پرداخت دستمزد به‌صورت فی در هر بشکه (یا فوت مکعب گاز) و ارتباط پلکانی میان دستمزد و قیمت نفت و گاز به نوعی پیمانکار را در سود حاصل از عواید میدان شریک می‌کند (قنبری جهرمی و اصغریان، ۱۳۹۴).

مهم‌ترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع‌متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. این مسئله در مقایسه با قراردادهای بیع‌متقابل می‌تواند باعث ایجاد انگیزه کافی برای پیمانکار جهت حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان و تولید صیانتی از میدان گردد (طاهری‌فرد و صاحب‌هنر، ۱۳۹۵).

تفاوت مهم دیگر که در قراردادهای بیع‌متقابل مسئله‌ای مهم و عامل کاهش جذابیت قراردادهای مذکور می‌گردید این است که به جای مشخص شدن و ثابت بودن هزینه‌های سرمایه‌ای در زمان انعقاد قرارداد، هزینه سرمایه‌ای اصطلاحاً سقف باز[2] است و ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای به دلیل تغییر رفتار مخزن در طول زمان و یا تغییر شرایط بازار از دوش پیمانکار برداشته شده است (همان).

رژیم مالی این قرارداد در نحوه توزیع درآمد میدان نفتی شباهت زیادی با قرارداد خدمات فنی عراق (TSC) دارد و همچون قرارداد مذکور ترکیبی از قراردادهای نفتی خدماتی (بیع‌متقابل) و مشارکت در تولید است؛ چراکه در این قرارداد نیز همانند قرارداد

1. Technical Service Contract (TSC)
2. Open Capex

خدماتی بیع‌متقابل پرداخت مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد و همچون قرارداد مشارکت در تولید حتی پس از بازیافت تمام هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار، وی همچنان از بخشی از عایدات میدان تا پایان مدت‌زمان قراردادی منتفع می‌گردد (همان).

دو تفاوت اصلی در ساختار رژیم مالی این دو قرارداد، نبود سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای IPC (برخلاف قرارداد بیع‌متقابل که حداکثر ۱۸ ماه پس از انعقاد قرارداد سقف بازپرداخت برای کل دوره قرارداد مشخص می‌شد و در صورت عبور هزینه‌های صورت گرفته توسط پیمانکار از این سقف، هزینه‌های اضافی بازپرداخت نمی‌شد) و تغییر در نحوه پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار است، به‌گونه‌ای که برخلاف تعیین کل دستمزد پیمانکار در ابتدای قرارداد به‌صورت ثابت و تقسیط آن در طول دوره بازپرداخت در قرارداد بیع‌متقابل، در قراردادهای IPC دستمزد بر اساس فی در هر بشکه (یا هزار فوت مکعب گاز) تولیدی پرداخت می‌گردد و بخشی از ریسک افت تولید از میدان به پیمانکار منتقل می‌گردد. هرچند در قرارداد بیع‌متقابل ادعا می‌شد افت تولید میدان باعث به تأخیر افتادن بازپرداخت مطالبات پیمانکار می‌شود (به دلیل سقف ۶۰ درصدی تعیین شده در خصوص بازپرداخت مطالبات از محل عایدی میدان)، لیکن به دلیل بالا بودن قیمت نفت، در اغلب موارد سهم مطالبات پیمانکار حتی از ۱۵ درصد درآمد میدان نیز فراتر نمی‌رفت، لذا افت تولید معمولاً ریسکی را متوجه پیمانکار نمی‌کرد (همان).

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۳. مروری بر مطالعات تجربی

همان‌طورکه اشاره شد روش مورد استفاده جهت ارزیابی رژیم مالی قرارداد مورد بررسی در این مقاله، رویکرد سناریو است. رویکرد سناریو یکی از رویکردهای کلی در ارزیابی رژیم مالی قراردادهای نفتی است که بر اساس آن حجم سرمایه‌گذاری، زمان‌بندی دوره اکتشاف و توسعه و پروفایل تولید مفروض در نظر گرفته می‌شود و تنها تأثیر پارامترهای قرارداد بر متغیرهای کلیدی مالی همچون نرخ بازدهی، سودآوری و طول دوره بازگشت

سرمایه محاسبه می‌گردد. استفاده از این روش به خصوص توسط تصمیم‌گیران اجرایی در دنیا به دلیل سادگی و کاربردی‌تر بودن آن نسبت به روش‌های پیچیده‌تر همچون بهینه‌سازی مسیر تولید و ادعاهای محتمل[۱] رواج بیشتری دارد (اسمیت[۲]، ۲۰۱۲).

بسیاری از مطالعات خارجی صورت گرفته با این رویکرد، در قالب گزارشات مشاوره صنعتی بوده است. به عنوان مثال جانستون[۳] (۲۰۰۳) و ون مورز[۴] (۱۹۸۸ و ۲۰۱۲) هرکدام رژیم‌های مالی بین‌المللی وسیعی را بر اساس شاخص‌های عملکردی محاسبه شده با رویکرد سناریو را مورد ارزیابی قرار داده‌اند. این تحلیل‌گران با ارائه نرم‌افزارها و آموزش کارشناسان صنعتی در سطح جهان، به موفقیت قابل توجهی دست‌یافته‌اند که حاکی از مقبولیت رویکرد سناریو از طرف صنعت و دولتمردان است.

محققان آکادمیک نیز در توسعه رویکرد سناریو مشارکت داشته‌اند. کمپ[۵] (۱۹۸۷، ۱۹۹۲ و ۱۹۹۴) با به‌کارگیری این روش، مطالعات وسیعی را در زمینه آثار اختلالی رژیم‌های مالی مختلف در دریای شمال، امریکای شمالی، استرالیا، چین، اندونزی و دیگر مناطق دنیا انجام داده است. اسمیت[۶] (۱۹۹۵ و ۱۹۹۷) در مطالعه رژیم‌های مالی روسیه و امریکای لاتین از رویکرد سناریو بهره برده است. توردو[۷] (۲۰۰۷) برای بررسی آثار متغیرهای مختلف یک قرارداد مشارکت در تولید فزاینده بر سرمایه‌گذاری از رویکرد سناریو استفاده کرده است. باکون و کوجیما[۸] (۲۰۰۸) نیز از این رویکرد برای نشان دادن تضاد میان نوسان درآمد و درآمد دولت در رژیم‌های مالی کاهنده و فزاینده استفاده کرده‌اند. دانیل و همکاران[۹] (۲۰۱۰) از رویکرد سناریو برای محاسبه نماگرهای عملکرد مالی برای ۱۶ کشور تولیدکننده نفت بهره برده‌اند. هوگان و گولدزورسی[۱۰] (۲۰۱۰) یک

---

۱. Contingent claims approach، در اقتصاد مالی تحلیل ادعاهای محتمل به طور گسترده‌ای به عنوان چارچوبی برای توسعه مدل‌های قیمت‌گذاری و گسترش نظریه‌ها استفاده می‌شود.

2. Smith
3. Johnston
4. Van Meurs
5. Kemp
6. Smith
7. Tordo
8. Bacon and Kojima
9. Daniel and others
10. Goldsworthy

تحلیل مشابه برای سه پروژه معدنی فرضی بر اساس چهار نوع کلی از رژیم مالی ارائه نموده‌اند. همچنین رویکرد سناریو برای تحلیل رژیم‌های مالی از قلمرو نفت و معدن فراتر رفته است: اماندسن و همکاران[1] (۱۹۹۲) از این رویکرد برای مقایسه توانمندی رژیم‌های مالی در جذب رانت‌های اقتصادی از نیروگاه‌های برق‌آبی نروژ استفاده کرده‌اند.

کمپ و همکارانش در دهه ۱۹۸۰ محققان پیشرو در این حوزه بوده‌اند که می‌توان به مقالات کمپ و رز[2] (۱۹۸۵) و کمپ[3] (۱۹۸۷) اشاره نمود. این مطالعات به بررسی سیستم‌های مالی قراردادها به طور جامع و با استفاده از داده‌های یک میدان نفتی فرضی پرداخته است. این نوع از ارزیابی‌های مالی میادین فرضی بعداً مبنای مطالعات کمی توسط افرادی همچون ون مورز[4] (۱۹۹۷) و جانستون[5] (۲۰۰۱)، ون مورز (۲۰۰۹) لئو و یان[6] (۲۰۱۰) و ژائو[7] و همکاران (۲۰۱۲) قرارگرفته شده است.

توردو (۲۰۰۷) چهار رژیم مالی مبتنی بر قرارداد مشارکت در تولید را برای چهار دسته از میادین دارای اندازه و خصوصیات مختلف بررسی نموده و بر اساس قیمت سربه‌سر، نرخ بازده داخلی، شاخص سودآوری و ارزش خالص فعلی در هر بشکه رتبه‌بندی نموده است. نخله (۲۰۰۸) رژیم‌های مالی مختلف در انگلستان را در طول زمان و پنج مدل مالی بین‌المللی را بر اساس ارزش خالص فعلی و دریافتی دولت مقایسه نموده است.

دانیل و همکاران (۲۰۱۰) تأثیر رژیم‌های مالی مختلف را در نقطه تصمیم‌گیری در خصوص توسعه یک میدان کشف شده بررسی نموده‌اند. مدل ایشان از این جهت نسبت به سایر مطالعات برتری دارد که نتایج به دست آمده از منظر دولت میزبان محاسبه شده است و همچنین قیمت نفت به‌صورت تصادفی و مبتنی بر یک فرایند تصادفی مانا از نوع خود رگرسیون مرتبه اول در نظر گرفته شده است. این مطالعه شاخص‌های متعددی جهت ارزیابی رژیم‌های مالی ارائه نموده است، همچون شاخص خنثایی، پتانسیل افزایش درآمد،

1. Amundsen and others
2. Kemp and Rose
3. Kemp
4. Van Meurs
5. Johnston
6. Luo and Yan
7. Xu Zhao

ریسک دولت و پایداری. البته خنثایی رژیم‌های مالی مختلف بر اساس شاخص‌های ناقصی همچون میانگین نرخ مالیات مؤثر (دریافتی دولت)، قیمت سربه‌سر و نرخ مالیات مؤثر نهایی محاسبه شده است.

در مطالعات داخلی صورت گرفته، رویکرد مقایسه مفاد قراردادهای نفتی بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. از جمله این مطالعات می‌توان به پژوهش منظور و همکاران (۱۳۹۵) اشاره کرد. آن‌ها با ارزیابی مالی قراردادهای بیع متقابل نفتی و مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید، میزان سهم بری طرفین قرارداد را به‌صورت ارزش واقعی بیان نموده‌اند. این مقایسه نشان می‌دهد انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در میادین نفتی آزادگان، سروش و نوروز، فروزان و اسفندیار نسبت به قراردادهای بیع‌متقابل برای کشور میزبان می‌تواند مطلوب‌تر و کم هزینه‌تر باشد. نوآوری این پژوهش نسبت به مطالعه صورت گرفته در این است که به جای مطالعه قراردادهای بیع متقابل، رژیم مالی قراردادهای IPC مورد ارزیابی قرار گرفته است.

همچنین شیریجیان و همکاران (۱۳۹۵) نیز با مطالعه موردی میدان نفتی فروزان، به دنبال الگوی بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل بوده‌اند. آنها الگوی تولید بهینه نفت، با عنایت به نقش شرکت ملی نفت ایران در مدیریت عملیات بهره‌برداری، بر مبنای منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات شرکت ملی نفت از میدان نفتی فروزان را برآورد نموده‌اند. بدین ترتیب براساس رژیم مالی قرارداد بیع متقابل حاکم بر میدان، نخست توابع درآمد و هزینه شرکت ملی نفت در بازه زمانی قرارداد مدل‌سازی گردیده و در ادامه مبتنی بر تابع هدف مورد نظر و با استفاده از روش کنترل بهینه « گرادیان کاهشی تعمیم یافته»، الگوی بهینه از میدان در قالب سه سناریو استخراج شده است. نتایج حاکی از آن است که سطح الگوی تولید بهینه از میدان با قیمت انتظاری نفت و نیز نرخ تخلیه میدان رابطه مستقیم و با عامل تنزیل خالص عایدات میدان، رابطه عکس دارد.

یکی دیگر از پژوهش‌هایی که در این حوزه صورت پذیرفته مطالعه صاحب‌هنر و همکاران (۱۳۹۶) است که با استفاده از رویکرد سناریو به مقایسه رژیم مالی قراردادهای IPC و مشارکت در تولید پرداخته است. بر اساس نتایج حاصل شده، قراردادهای IPC از

انعطاف‌پذیری و فزایندگی کمتری نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید برخوردار بوده و جذابیت این قراردادها به‌خصوص در میادین با هزینه سرمایه‌ای بالاتر کمتر است. دلیل این مسئله وجود برخی محدودیت‌های تعیین شده در قراردادهای نفتی ایران (IPC) همچون تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و طولانی‌تر بودن دوره بازگشت سرمایه و عدم ارتباط مستقیم میان دستمزد پیمانکار و درآمد حاصل از میدان می‌باشد. نوآوری این پژوهش نسبت به مطالعه صاحب هنر و همکاران را می‌توان بررسی رژیم مالی قرارداد IPC در قیمت‌گذاری گاز غنی تولیدی به جای نفت تولید شده عنوان نمود. به علاوه در مقالات عنوان شده، به مدل‌سازی قراردادهای توسعه میادین گازی به‌صورت بسیار محدود پرداخته شده است.

اما شاید بتوان مرتبط‌ترین پژوهش انجام شده را مطالعه دیباوند و همکاران (۱۳۹۷) دانست که به مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قرارداد بیع متقابل در فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی پرداخته‌اند. در پژوهش مذکور از طریق شبیه‌سازی مالی دو مدل قراردادی و مقایسه خروجی‌های آن، انجام شده و نتایج نشان دهنده این است که عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل در طول دوره برداشت از فازهای۴ و ۵ پارس جنوبی در مقادیر جاری و تنزیل شده به ترتیب حدود ۲۹٪ و ۱۱٪ بیش از مدل جدید قراردادی (IPC) است. اما اگر در مدل بیع‌متقابل، هم‌زمان با تسویه کامل پیمانکار، افت تولید سالانه بیش از ۳٪ از میدان آغاز گردد، آنگاه انتخاب مدل جدید قراردادی از منظر ایجاد منافع مالی برای دولت نسبت به بیع‌متقابل ارجحیت پیدا می‌کند. نوآوری پژوهش حاضر نسبت به مطالعه فوق، بررسی رژیم مالی قرارداد IPC در فاز ۱۱ پارس جنوبی بوده که ویژگی این فاز افت فشار مخزن در طول عملیات بهره‌برداری می‌باشد. از این رو نصب کمپرسور تقویت فشار یکی از الزامات تولید در این فاز بوده که در ابعاد مالی آن در پژوهش حاضر لحاظ گردیده است. همچنین در این پژوهش از سه مدل قیمت‌گذاری گاز غنی تولیدی استفاده شده و نتایج حاصل از اعمال هر کدام از این روش‌ها نیز بیان شده است.

٤. بررسی اطلاعات فنی و قراردادی فاز ۱۱ پارس جنوبی

٤ـ۱. تاریخچه توسعه پارس جنوبی با تأکید بر فاز ۱۱

در سال ۱۳۷۳ شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) برای توسعه پارس جنوبی تأسیس شد. در سال ۱۳۷۴ طراحی پایه را مهندسین مشاور اویک/جان براون آغاز کردند. تا سال ۱۳۷۶ شرکت متن برای اجرای پروژه به برخی از خریدها و برگزاری مناقصه برای انتخاب پیمانکاران اقدام نمود و در خردادماه سال ۱۳۷۷ شرکت نفت و گاز پارس ـ شرکت مجری توسعه میدان پارس جنوبی ـ تأسیس و جایگزین شرکت متن شد.

بنا بر آخرین اطلاعات، مساحت میدان در بخش ایران آن ۳۷۰۰ کیلومترمربع با حجم ذخایر ۱۴ تریلیون مترمکعب گاز به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات، معادل ۸ درصد ذخایر گازی در جهان و ۴۰ درصد ذخایر ایران است.

شکل (۲): چینش بلوک‌های مختلف در بخش ایرانی میدان پارس جنوبی

در جدول زیر مشخصات فازهای توسعه‌یافته میدان پارس جنوبی ارائه شده است.

جدول (۱): مشخصات فازهای توسعه‌یافته میدان پارس جنوبی

فاز	پیمانکار	نوع قرارداد	هزینه سرمایه‌ای		هزینه بانکی		دستمزد		مدت قرارداد	
			مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته
فاز ۱	پتروپارس	بیع‌متقابل	۷۳۰	۷۸۰	۸۰	۸۰	۱۳۰	۱۳۰	۴۶ ماه	۶۰ ماه
فاز ۲ و ۳	توتال	بیع‌متقابل	۲۰۱۲	۱۹۷۵	۸۰۷	۴۹۶	۱۴۰۰	۱۴۲۲	۷۲ ماه	۸۲ ماه
فاز ۴ و ۵	انی/پتروپارس	بیع‌متقابل	۱۹۲۸	۲۴۶۱	۹۲۵	۵۰۰	۱۰۷۴	۱۰۷۴	۷۲ ماه	۸۲ ماه
فاز ۶، ۷ و ۸	پتروپارس	بیع‌متقابل	۱۹۶۴		۶۱۶		۹۰۷		۶۶ ماه	۹۹ ماه[۱]
فاز ۹ و ۱۰	IOEC/OIEC/LG[۲]	فاینانس خودگردان	[۳]۱۵۹۸	[۴]۴۱۴۹			۰		۵۲ ماه	۱۱۴ ماه[۵]
فاز ۱۲	پتروپارس	بیع‌متقابل	۳۴۵۰	[۶]۷۳۰۰	۱۵۹۳		۲۲۲۳		۶۶ ماه	۱۲۵ ماه[۷]
فاز ۱۵ و ۱۶	کنسرسیوم داخلی[۸]	فاینانس خودگردان	۲۰۹۶	[۹]۶۰۰۰			۰		۵۲ ماه	۱۰۸ ماه[۱۰]

۱. علی‌رغم فقدان واحد شیرین‌سازی.

۲. این قرارداد به دلایل مختلف با از دست دادن زمان زیادی فسخ شد. متعاقباً حسب صلاحدید مقامات عالیه انجام حفاری چاه‌های طرح طی قرارداد دیگری به شرکت ملی حفاری ایران واگذار شد. عملیات حفاری چاه‌های طرح با یک تأخیر بیش از دو سال نسبت به سایر فعالیت‌های اجرائی طرح آغاز شد.

۳. مرکز پژوهش‌های مجلس (۱۳۸۸)، مهندس سید صادق کاشانی، توسعه میادین نفت و گاز

4. www.shana.ir/fa/newsagency/185570

۵. افتتاح رسمی پالایشگاه‌های فاز ۹ و ۱۰ در اسفندماه سال ۱۳۸۷ صورت گرفت؛ اما تکمیل چاه‌های این دو فاز تا اسفندماه سال ۱۳۹۰ به طول انجامیده است. (www.shana.ir/fa/newsagency/185570)

6. www.isna.ir/news/93112916344

۷. افتتاح این فاز در اسفند ماه سال ۱۳۹۳ صورت گرفته است لیکن تکمیل حفاری چاه‌های باقیمانده تا زمستان سال ۱۳۹۴ به طول انجامیده است. (www.shana.ir/fa/newsagency/244005)

۸. قرارداد توسعه فاز ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی تیر ماه ۱۳۸۵ میان شرکت ملی نفت ایران و قرارگاه خاتم‌الانبیاء (ص) ــ پیمانکار بخش خشکی و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران ـ پیمانکار بخش دریایی ـ امضا شد اما از سال ۱۳۸۹ به دلیل اعمال تحریم‌ها علیه صنعت نفت کشور شرکت «آریا نفت شهاب» جایگزین قرارگاه شد.

۹. خبرگزاری ایلنا، کد خبر: ۲۹۷۶۵۴

۱۰. تاریخ عقد قرارداد دی ماه سال ۱۳۸۵ بوده و پالایشگاه ششم در دی ماه ۱۳۹۴ افتتاح رسمی شده است. لیکن ظرفیت واحد بازیافت اتان این پالایشگاه در سال ۱۳۹۶ تکمیل‌شده است.

(http://www.spgc.ir/fa/newsagency/433/)

ادامه جدول (۱)

فاز	پیمانکار	نوع قرارداد	هزینه سرمایه‌ای		هزینه بانکی		دستمزد		مدت قرارداد	
			مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته
فاز ۱۷ و ۱۸	کنسرسیوم داخلی[۱]	مهندسی، کالا و اجرا (EPC)	۲۵۰۰	۶۳۰۰[۲]					۵۲ ماه	۱۳۰ ماه[۳]
فاز ۱۹	پتروپارس و مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی	مهندسی، کالا و اجرا (EPC)	۵۶۸۸						۴۰ ماه[۴]	۸۲ ماه[۵]
فاز ۲۰ و ۲۱	مهندسی و ساختمان صنایع نفت	مهندسی، کالا و اجرا (EPC)	۵۲۰۰						۴۰ ماه[۶]	۸۲ ماه

منبع: جمع‌آوری نویسندگان از مراجع مختلف

طبق نمودار (۱) گاز تولیدی از میدان پارس جنوبی از ۱۲۴ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۵ به ۳۷۹ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۹۵ رسیده است. یکی از نکات قابل‌توجه ثبات تولید در فازهای اولیه (فاز ۱، ۲، ۳، ۴ و ۵) می‌باشد که قبل از دوران تحریم و در قالب قراردادهای بیع‌متقابل به بهره‌برداری رسیده است. البته علت کاهش گاز دریافتی در پالایشگاه چهارم (فاز ۶، ۷ و ۸) ارسال گاز مربوطه به سایر پالایشگاه‌ها جهت شیرین‌سازی و تزریق به شبکه سراسری می‌باشد. این مسئله حاکی از دو نکته حائز اهمیت است:

---

۱. متشکل از سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، شرکت ملی حفاری ایران، مهندسی و ساختمان صنایع نفت و صدرا

2. www.isna.ir/news/94110603279

۳. قرارداد توسعه فاز ۱۷ و ۱۸ در خرداد ماه سال ۱۳۸۵ نهایی شد و افتتاح رسمی این پروژه در فروردین ماه سال ۱۳۹۶ صورت گرفته است.

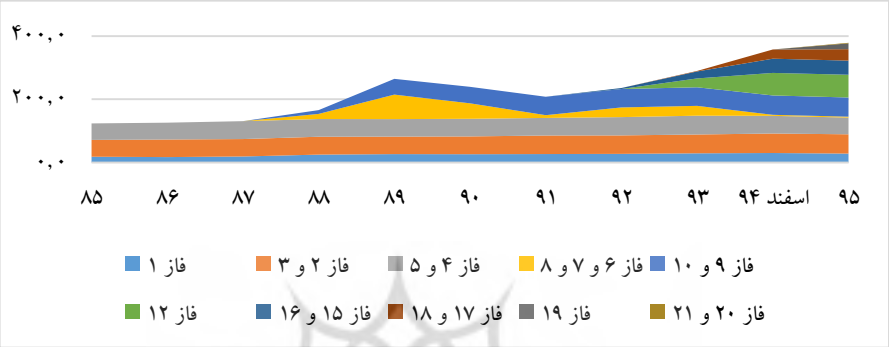
۴. با در نظر گرفتن تولید زودهنگام ۳۵ ماه.

۵. قرارداد نهایی در خرداد ماه سال ۱۳۸۹ امضاشده است. تولید زود هنگام در فروردین ماه سال ۱۳۹۵ و افتتاح رسمی در فروردین ماه سال ۱۳۹۶ صورت گرفته است. (www.nioc.ir)

۶. مناقصه در خرداد ماه سال ۱۳۸۸ برگزار و مدت قرارداد ۵۲ ماه تعیین شد. لیکن قرارداد از سوی شرکت ملی نفت تنفیذ نشده و در خرداد ماه سال ۱۳۸۹ با زمان و مبلغ کمتر در قالب طرح‌های ۳۵ ماهه امضا شد.

نکته اول عدم اهتمام جدی به مسئله تزریق گاز به میادین نفتی از محل گاز تولیدی فازهای ۶، ۷ و ۸ و نکته دوم وجود ظرفیت خالی در سایر پالایشگاه‌ها می‌باشد.

در واقع می‌توان گفت سرمایه کلانی که طی ۱۰ سال جهت توسعه فازهای سه‌گانه مذکور و ساخت پالایشگاه چهارم صرف گردیده، در حال حاضر بلااستفاده باقی‌مانده، که بسیار محل تأمل است.



نمودار (۱): میزان گاز دریافتی پالایشگاه‌های پارس جنوبی(میلیون مترمکعب)

منبع: ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۹۵

٤ـ۱ـ۱. مشخصات فاز ۱۱

فاز ۱۱ پارس جنوبی یکی از فازهای مرزی این میدان عظیم گازی است که میان فازهای ۱۵ و ۱۶ و فاز ۱۲ در قسمت جنوبی این میدان واقع شده است. این فاز که در بخش‌های مرزی مخزن پارس جنوبی قرار دارد امروز به لحاظ فشار مخزن از وضعیت مطلوبی برخوردار نیست. در واقع بخش‌هایی از مخزن که در سمت قطر قرارگرفته است، چندین سال است که با چاه‌های عمودی و افقی در حال تولید هستند و حتی فازهای ایرانی مجاورش یعنی فازهای ۲ و ۳ در اوایل دهه ۸۰، فازهای ۶ تا ۸ در اواسط دهه ۸۰ و فازهای ۱۲، ۱۵ و ۱۶ نیز در چند سال اخیر به تولید رسیده‌اند؛ بنابراین شاید بتوان گفت فاز ۱۱ پر ریسک‌ترین فاز توسعه پارس جنوبی است که باید با آخرین فناوری‌های روز دنیا توسعه یابد؛ در غیر این صورت باید شاهد افت فشار و در نتیجه بلااستفاده ماندن سکوهای آن در دریا باشیم.

٤ـ۲. تبیین قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی با تأکید بر رژیم مالی

قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی به کنسرسیومی از شرکت‌های توتال فرانسه با ۵۰/۱ درصد، CNPC چین با ۳۰ درصد و شرکت پتروپارس ایران با ۱۹/۹ درصد سهم واگذار گردیده است. کل سرمایه‌گذاری این پروژه حدود ۵ میلیارد دلار برآورد گردیده که مشخصاً ۲,۲۲۸ میلیارد دلار مربوط به فاز اول و ۲,۶۵۱ میلیارد دلار مربوط به فاز دوم (فشار افزایی) می‌باشد. مهم‌ترین ممیزه این پروژه در فاز دوم، سکوی ۲۰ هزار تنی با هدف بازگردانی گاز و حفظ فشار میدان است که در صورت نیاز نصب و راه‌اندازی خواهد شد. طبق اطلاعات به‌دست‌آمده پارامترهای اصلی این قرارداد به شرح زیر است:

نرخ دستمزد پایه در نظر گرفته شده در این قرارداد ۵۶/۲۲ سنت بر هزار فوت مکعب[1] است که بر اساس عامل R و یا قیمت گاز تعدیل نخواهد شد و در طول دوره قرارداد ثابت خواهد بود. سقف بازپرداخت کلیه مطالبات پیمانکار در قیمت‌های نفت بالای ۳۰ دلار ۵۰٪ و در قیمت‌های پایین‌تر ۷۵٪ خواهد بود. سایر پارامترهای رژیم مالی نیز در جدول زیر مشخص‌شده است:

جدول (۲): پارامترهای قرارداد نفتی ایران (IPC)

نرخ دستمزد پایه (سنت بر هزار فوت مکعب)	۵۶/۲۲
سقف بازپرداخت در قیمت‌های نفت بالای ۳۰ دلار	٪۵۰
سقف بازپرداخت در قیمت‌های نفت زیر ۳۰ دلار	٪۷۵
طول دوره تقسیط هزینه‌های سرمایه‌ای	۱۰
هزینه پول (بانکی)	لای بور + ۰/۵ درصد (حداکثر ۲ درصد)
میزان مشارکت شرکت داخلی	٪۱۹
نرخ مالیات مؤثر	٪۳/۷۵

منبع: اطلاعات به دست آمده از منابع آگاه شرکت ملی نفت

۱. به‌اضافه ۴/۲۳ سنت در هزار فوت مکعب، دستمزد تخصصی

پارامترهای اقتصادی پروژه نیز طبق جدول زیر در نظر گرفته شده است:

جدول (۳): پارامترهای اقتصادی پروژه

	مقدار	واحد
سطح تولید پایه	۰	میلیون فوت مکعب در روز
سطح تولید هدف‌گذاری شده	۲۰۰۰	میلیون فوت مکعب در روز
کل تولید در طول قرارداد	۱۱۱۶۸	میلیارد فوت مکعب
هزینه سرمایه‌ای	۲۲۲۸	میلیون دلار
هزینه عملیاتی	۸۹/۱ (۴ درصد از هزینه سرمایه‌ای)	میلیون دلار در سال
هزینه غیرمستقیم (درصد از هزینه سرمایه‌ای)	٪۱۰	
نرخ تنزیل	٪۱۰	

منبع: اطلاعات به‌دست‌آمده از منابع آگاه شرکت ملی نفت

زمان‌بندی در نظر گرفته‌شده در خصوص طول دوره قرارداد به تفکیک دوره توسعه و تولید به همراه مفروضات پروفایل تولید در جدول زیر ارائه شده است:

جدول (٤): زمان‌بندی پروژه و پارامترهای پروفایل تولید

طول دوره قرارداد	۲۰
دوره اکتشاف	-
دوره توسعه (سال)	۴
دوره بهره‌برداری (سال)	۱۶
امکان تمدید قرارداد جهت بازپرداخت معوقات	بله
سال رسیدن به پلتو	۵
دوره ماندگاری در پلتو	۸
نرخ تخلیه طبیعی	٪۸

منبع: فروض محاسباتی

مجموعه هزینه‌های این پروژه نیز در طول دوره قرارداد به شرح جدول زیر برآورد می‌گردد. همان‌طورکه ملاحظه می‌شود کل هزینه‌های این پروژه ۳/۷۸۷ میلیارد دلار برآورد شده است که با توجه به میزان تولید تجمعی صورت گرفته در پایان دوره قرارداد، معادل ۱/۳۵ سنت بر مترمکعب می‌باشد.

جدول (۵): ساختار هزینه پروژه

ساختار هزینه	میلیون دلار	دلار بر هزار فوت مکعب	سنت بر مترمکعب
هزینه سرمایه‌ای	۲۲۲۸	۰/۲۱	۰/۷۳
هزینه عملیاتی	۱۳۳۶/۸	۰/۱۲	۰/۴۴
هزینه غیرمستقیم	۲۲۲/۸	۰/۰۲	۰/۰۷
مجموع	۳۷۸۷/۶	۰/۳۸	۱/۳۵

منبع: گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس، شماره ۱۶۰۰۵، ص۱۵

۵. مدل شبیه‌سازی اقتصادی و مالی پروژه فاز ۱۱

۵ـ۱. برآورد درآمد پیمانکار (مشارکت)

۵ـ۱ـ۱. پاداش

درآمد پیمانکار در قرارداد IPC به‌طورکلی از دو بخش تشکیل شده است: بازپرداخت هزینه‌های انجام‌شده و دستمزد. از آنجا که دستمزد پیمانکار به‌صورت فی در هر مترمکعب تعیین‌شده است، مهم‌ترین عامل تأثیرگذار بر مقدار دستمزد، میزان تولید و پروفایل تولید در طول دوره قرارداد است. همچنین همان‌طورکه در قسمت قبل توضیح داده شد، مجموع بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار در هر دوره نبایستی از سقف مشخصی (در قیمت‌های نفت بالای ۳۰ دلار معادل ۵۰٪ درآمد میدان و در قیمت‌های پایین‌تر، ۷۵٪ درآمد میدان) فراتر رود. لذا علاوه بر میزان تولید، قیمت گاز، مایعات و میعانات گازی میدان نیز بر درآمد پیمانکار تأثیرگذار است.

۵ـ۱ـ۲. قیمت گاز غنی

با توجه به وجود ظرفیت خالی در سایر پالایشگاه‌های پارس جنوبی، گـاز تولیدشـده از فـاز ۱۱ تحویل پالایشگاه‌های مذکور می‌شود و برخلاف سایر فازهای پـارس جنـوبی، ایـن فـاز فاقد پالایشگاه است. گـاز تولیـدی بـه‌صـورت گـاز غنـی اسـت کـه عـلاوه بـر متـان دارای ترکیبات سنگین‌تر مایعات و میعانات گازی است که در دیگر پالایشگاه‌های پارس جنـوبی جداسازی می‌شود.

طبق اطلاعات به‌دست‌آمده از قرارداد منعقدشده، قیمت در نظر گرفته‌شده بـرای گـاز غنی تولیدی از فاز ۱۱ پارس جنوبی بر اساس فرمول زیر محاسبه خواهد شد[۱]:

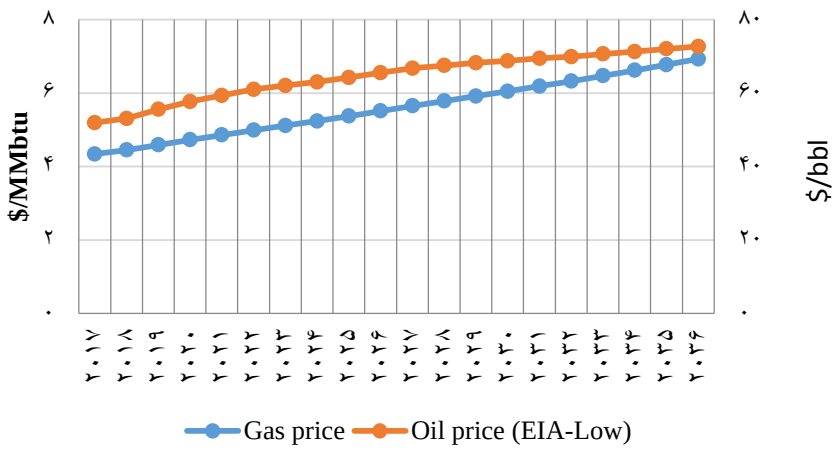
$$P_{gas}=\begin{cases} ۲\$/MMbtu & \xrightarrow{if} \quad p_{oil}<۳۰\$/bbl \\ ۳+۰/۰۲\times P_{oil} & \xrightarrow{if} \quad ۳۰\$\le p_{oil}<۵۰\$ \\ ۳/۳+۰/۰۲\times P_{oil} & \xrightarrow{if} \quad p_{oil}\ge ۵۰\$ \end{cases}$$

لذا در مدل طراحی‌شده در این پـژوهش، بـه منظـور پـیش‌بینـی رونـد قیمـت گـاز در سال‌های آتی بر مبنای قیمت نفت، از پیش‌بینی اداره اطلاعـات انـرژی امریکـا در خصـوص قیمت نفت در سال‌های آتی استفاده شده است.

بر این اساس قیمت نفت پیش‌بینـی شـده (در سـناریوی پـایین) و قیمـت گـاز طبیعـی محاسبه شده با توجه به فرمول بالا در دوره قرارداد به‌صورت زیر خواهد بود:

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱. البته برای قیمت‌گذاری گاز غنی، دو روش دیگر نیز وجود دارد که در پیوست به آن‌هـا اشـاره و نتـایج آن ذکـر گردیده است.



نمودار (۲): قیمت گاز غنی بر اساس پیش‌بینی قیمت نفت EIA

منبع: EIA Energy outlook, 2019

نکته قابل‌توجه این است که مبنای قیمت‌گذاری فوق چندان منطقی به نظر نمی‌رسد، چرا که قیمت گاز در منطقه خلیج‌فارس بسیار پایین‌تر از این میزان بوده و قیمت گاز تحویلی به مجتمع‌های پتروشیمی نیز زیر ۹ سنت بر مترمکعب می‌باشد. البته طبق محاسبات صورت گرفته در جدول (۶)، درصورتی که متوسط قیمت گاز غنی در دوره ۲۰ ساله قرارداد، بالاتر از ۲/۵۹ سنت بر مترمکعب باشد، ارزش فعلی این پروژه برای پیمانکار مثبت خواهد بود. هرچند درصورتی‌که متوسط قیمت زیر ۴/۶ سنت بر مترمکعب باشد در سال انتهای قرارداد (سال بیستم) مطالبات پیمانکار کاملاً بازپرداخت نخواهد شد و بخشی از آن معوق خواهد ماند که بایستی بعد از دوره قرارداد پرداخت گردد. همچنین با توجه به فرمول قیمت‌گذاری فوق‌الذکر، قیمت گاز غنی حتی با افت بسیار شدید قیمت نفت، زیر ۲ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۷/۱ سنت بر مترمکعب) در نظر گرفته نخواهد شد. به بیان دیگر قیمت‌گذاری گاز غنی در قرارداد به‌گونه‌ای فرموله شده که در چارچوب قرارداد مطالبات پیمانکار حتی در پایان سال بیستم، معوق نماند، اما با توجه به عدم فروش گاز طبیعی حاصله در بازار بین‌المللی و بازپرداخت مطالبات پیمانکار از محل ارز حاصل از فروض میعانات گازی، در صورت افت شدید قیمت نفت و به تبع آن میعانات گازی، احتمال بروز مشکل در بازپرداخت

مطالبات پیمانکار که به‌صورت ارزی است و نه ریالی وجود دارد که در این صورت دولت بایستی از محل فروش نفت سایر میادین نفتی اقدام به پرداخت مطالبات مذکور نماید.

جدول (٦): نقاط سربه‌سر قرارداد

	NPV > ۰	مطالبات معوق	مطالبات معوق در سال بیستم
متوسط قیمت گاز (سنت بر مترمکعب)	۲/۵۹	۱/۲۰	۴/۶۰
دستمزد پایه (سنت بر هزار فوت مکعب)	۲۰/۵۱	۰/۰۰	۰/۰۰
افزایش هزینه	-٪۱۸/۳	-٪۱۰/۸	٪۴۸۱/۵
سایر هزینه‌ها	٪۲۷۳	٪۳۰۴۷/۶	٪۱۰۳۱/۶

منبع: نتایج پژوهش

بنابراین دو ایراد جدی بر نحوه قیمت‌گذاری گاز در این قرارداد وجود دارد:

۱. بالا بودن قیمت گاز، به‌گونه‌ای که در قیمت‌های ۵۰ دلار نفت، حدود ۱۵/۳ سنت بر مترمکعب در نظر گرفته شده و در صورت افزایش قیمت نفت به بالای ۷۰ دلار به بالای ۲۲ سنت بر مترمکعب می‌رسد.

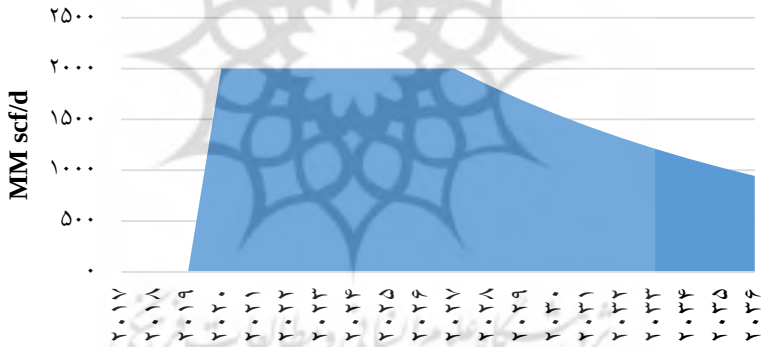
۲. عدم تعدیل قیمت گاز به میزان کافی در صورت افت شدید قیمت نفت، به‌گونه‌ای که حتی اگر قیمت نفت به زیر ۱۰ دلار سقوط کند، قیمت گاز هیچ‌گاه از ۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۷/۱ سنت بر مترمکعب) کمتر نخواهد شد. این مسئله بیانگر رگرسیو بودن رژیم مالی قرارداد است که در قسمت تحلیل حساسیت تشریح شده است.

بنابراین می‌توان گفت گاز تولیدی از فاز ۱۱ پارس جنوبی به‌صورت کاذب قیمت‌گذاری شده است و گازی که در خلیج‌فارس زیر ۱ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۳/۵ سنت بر مترمکعب) قیمت دارد با قیمت بالای ۱۵ سنت بر مترمکعب در این قرارداد قیمت‌گذاری شده و در بهترین شرایط با قیمت زیر ۱۰ سنت به پتروشیمی‌های داخل به فروش می‌رسد. این مسئله باعث می‌شود؛ اولاً دریافتی پیمانکار در مقایسه با دریافتی دولت به‌صورت کاذب بسیار کم محاسبه گردد و ثانیاً هیچ‌گاه سقف ۵۰ درصد (و در برخی

مواقع ۷۵٪) در عمل محدودیتی برای بازپرداخت مطالبات پیمانکار ایجاد نکند و این مؤلفه قرارداد که کارکرد خود را در راستای کنترل جریان نقدی پیمانکار و حفظ درآمد حداقل ۵۰ درصدی برای دولت، از دست بدهد.

۵ـ۱ـ۳. پروفایل تولید گاز

پروفایل تولید گاز از فاز ۱۱ پارس جنوبی طبق نمودار (۳) فرض شده است. بر این اساس، تولید در سال چهارم به پلتو خواهد رسید و حدود ۸ سال در پلتو باقی خواهد ماند. بعد از دوره پلتو نیز فرض شده است نرخ کاهش تولید سالیانه ۸ درصد می‌باشد. مجموع کل تولید صورت گرفته در ۲۰ سال دوره قرارداد برابر با ۹/۹ تریلیون فوت مکعب خواهد بود. همان‌طورکه قبلاً توضیح داده شد فاز دوم این قرارداد (نصب سکوی ۲۰ هزار تنی جهت حفظ سطح تولید) مدنظر قرار نگرفته است، چراکه با توجه به عدم انجام مطالعات مربوطه اجرای آن در هاله‌ای از ابهام قرار دارد.



نمودار (۳): پروفایل تولید مفروض در مدل شبیه‌سازی

منبع: نتایج پژوهش

۵ـ۲. برآورد هزینه‌های پیمانکار

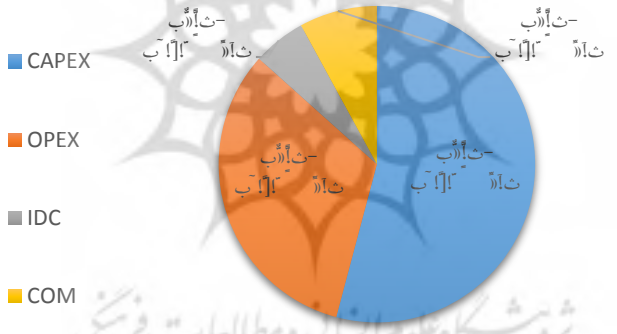
طبق اطلاعات به دست آمده هزینه‌های مختلف این پروژه به‌صورت زیر در نظر گرفته شده است. همان‌طورکه ملاحظه می‌گردد مجموع هزینه‌های عملیاتی در نظر گرفته شده در این پروژه حدود ۳/۸ میلیارد دلار خواهد بود که معادل ۴۰ سنت بر هزار فوت مکعب است.

جدول (۷): هزینه‌های پیمانکار

عنوان	توضیحات	میلیون دلار	دلار بر هزار فوت مکعب
هزینه سرمایه‌ای فاز ۱		۲۲۲۸	۰/۲
هزینه بهره‌برداری	سالیانه ۴٪ هزینه سرمایه‌ای	۱۳۳۷	۰/۱
هزینه غیرمستقیم	۱۰٪ هزینه سرمایه‌ای	۲۲۳	۰
مجموع		۳۷۸۸	۰/۴

منبع: نتایج پژوهش

علاوه بر هزینه‌های فوق، پیمانکار طرح متحمل هزینه‌های مالی نیز خواهد شد که میزان آن دقیقاً مشخص نیست و به میزان فاینانس و نرخ آن بستگی دارد. لیکن در قرارداد نرخ مورد قبول جهت بازپرداخت هزینه‌های بانکی (هزینه پول) برابر با نرخ لای بور به اضافه ۰/۵ درصد و سقف آن ۲٪ در نظر گرفته شده است. با فرض برابر بودن نرخ هزینه پول برابر با ۲٪ در طول دوره قرارداد، مجموع هزینه‌های مالی (پول) برابر با ۳۲۸ میلیون دلار خواهد بود که سهم ۵ درصدی در هزینه‌های پروژه خواهد داشت.



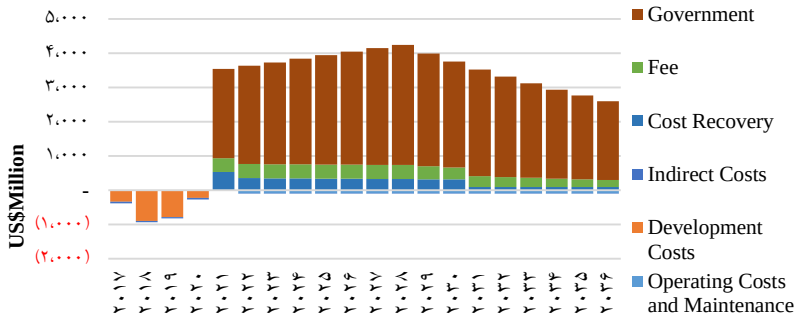
نمودار (٤): کل هزینه عملیاتی و مالی پروژه

منبع: نتایج پژوهش

۵ـ۳. جریان نقدی پروژه

طبق نتایج به دست آمده، جریان نقدی پروژه طی ۲۰ سال دوره قرارداد به‌صورت زیر خواهد بود. همان‌طورکه ملاحظه می‌گردد چهار سال ابتدای دوره، جریان نقدی منفی و شامل هزینه‌های توسعه‌ای مستقیم و غیرمستقیم خواهد بود. از سال پنجم به بعد با ورود به

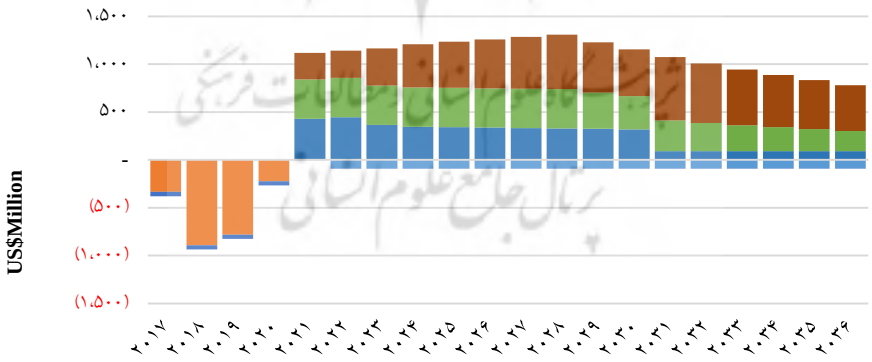
فاز بهره‌برداری جریان نقدی پروژه مثبت خواهد شد و همان‌طورکه مشاهده می‌گردد بخشی از درآمد حاصل از میدان به دولت تعلق گرفته و مابقی به عنوان بازیافت هزینه‌ها و دستمزد به پیمانکار تعلق خواهد گرفت.



نمودار (۵): جریان نقدی پروژه

منبع: نتایج پژوهش

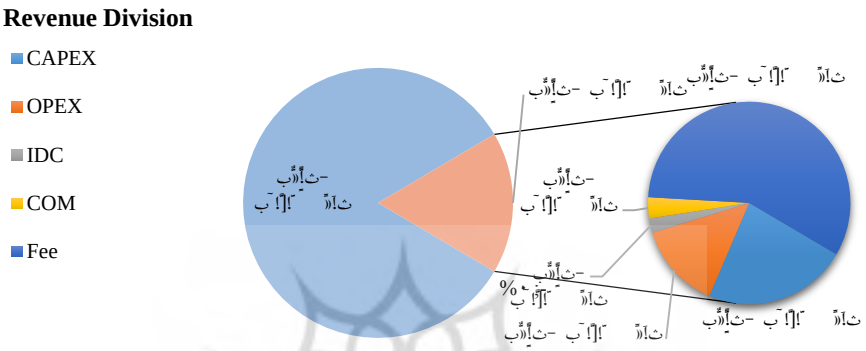
همان‌طورکه اشاره شد قیمت‌گذاری کاذب در این قرارداد باعث ایجاد درآمد خیالی برای دولت و به دنبال آن افزایش سهم دریافتی دولت به‌صورت خیالی و کاذب می‌گردد. در نمودار (۶) جریان نقدی پروژه با فرض قیمت واقع‌بینانه ۵ سنت در هر مترمکعب برای گاز غنی تولیدی نمایش داده شده است. همان‌طورکه ملاحظه می‌گردد، سهم دولت در این حالت بسیار پایین‌تر از میزانی است که در نمودار (۵) نمایش داده شده است.



نمودار (٦): جریان نقدی پروژه در حالت قیمت‌گذاری واقع‌بینانه گاز غنی تولیدی

منبع: نتایج پژوهش

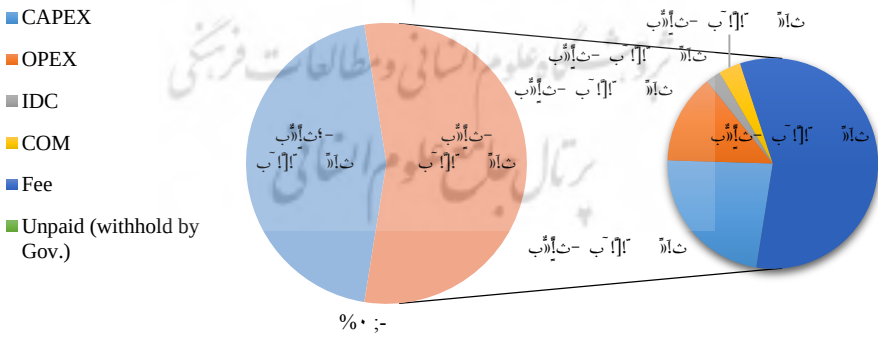
در مجموع تسهیم درآمد ناخالص میدان در طول دوره قرارداد به‌صورت زیر خواهد بود. همان‌طورکه ملاحظه می‌گردد، حدود ۸۱ درصد از درآمد ناخالص میدان متعلق به دولت خواهد بود. ۴ درصد مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای، ۳ درصد هزینه عملیاتی، ۰/۴ درصد هزینه‌های غیرمستقیم و ۱ درصد هزینه‌های بانکی خواهد بود. همچنین حدود ۱۱ درصد (معادل ۵/۶ میلیارد دلار) به عنوان دستمزد به پیمانکار اختصاص پیدا کرده است.



نمودار (۷): تخصیص درآمدهای پروژه

منبع: نتایج پژوهش

در نمودار (۸) مجدداً تخصیص درآمدهای پروژه در حالتی که قیمت گاز تولیدی به‌صورت واقع‌بینانه (۵ سنت در هر مترمکعب) قیمت‌گذاری شود، محاسبه شده است.



نمودار (۸): تخصیص درآمدهای پروژه در حالت قیمت‌گذاری واقع‌بینانه گاز تولیدی

منبع: نتایج پژوهش

۵ـ٤. برآورد شاخص‌های مالی

نتایج مالی مدل شبیه‌سازی قرارداد به شرح جدول (۸) می‌باشد. همان‌طورکه مشاهده می‌شود، نرخ بازده داخلی پروژه (در صورت نبود قرارداد) ۶۱٪ و ارزش خالص فعلی پروژه حدود ۱۵/۸ میلیارد دلار است. در این میان، نرخ بازده داخلی پیمانکار خارجی، ۱۸/۹٪ و ارزش فعلی پیمانکار ۴۶۰۸ میلیون دلار می‌باشد. ارزش فعلی شرکت داخلی (SOC) نیز به ترتیب ۱۸/۹٪ و ۱۰۸۱ میلیون دلار است. بر این اساس دریافتی دولت، پیمانکار خارجی و شرکت داخلی به‌صورت تنزیل شده (با نرخ ۱۰٪) به ترتیب ۹۲٪، ۶٪ و ۱٪ برآورد می‌گردد.

جدول (۸): سودآوری پروژه

	IRR	خالص جریان نقدی	دریافتی	خالص جریان نقدی تنزیل شده	دریافتی تنزیل شده
بازدهی پروژه	٪۶۱	۴۸۴۲۲		۱۵۷۶۵	
بازدهی پیمانکار خارجی	٪۱۸/۹	۴۶۰۸	٪۱۰	۹۹۶	٪۶
بازدهی دولت	–	۴۲۷۳۲	٪۸۸	۱۴۵۳۵	٪۹۲
بازدهی پیمانکار داخلی	٪۱۸/۸	۱۰۸۱	٪۲	۲۳۴	٪۱
دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۳/۲				

منبع: نتایج پژوهش

در جدول (۹) سودآوری پروژه در حالت قیمت‌گذاری واقع‌بینانه گاز تولیدی (۵ سنت در هر مترمکعب) نشان داد ه‌شده است. بر این اساس در صورت عدم قیمت‌گذاری کاذب گاز تولیدی، بازدهی پروژه به ۲۹ درصد تقلیل یافته اما بازدهی پیمانکار تغییر چندانی پیدا نمی‌کند. دریافتی پیمانکار در حالت تنزیل شده در صورت قیمت‌گذاری واقع‌بینانه گاز تولیدی به جای ۶ درصد، ۲۷ درصد و دریافتی دولت نیز به جای ۹۲ درصد، تنها ۶۷ درصد خواهد بود.

جدول (۹): سودآوری پروژه در حالت قیمت‌گذاری واقع‌بینانه گاز تولیدی

	IRR	خالص جریان نقدی	دریافتی	خالص جریان نقدی تنزیل‌شده	دریافتی تنزیل‌شده
بازدهی پروژه	٪۲۹	۱۳/۶۱۶		۳/۶۸۵	
بازدهی پیمانکار خارجی	٪۱۸/۸	۴/۶۱۰	٪۳۴	۹۹۲	٪۲۷
بازدهی دولت	–	۷/۹۲۴	٪۵۸	۲/۲۴۰	٪۶۷
بازدهی پیمانکار داخلی	٪۱۸/۸	۱/۰۸۱	٪۸	۲۳۳	٪۶
دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۴/۲				

منبع: نتایج پژوهش

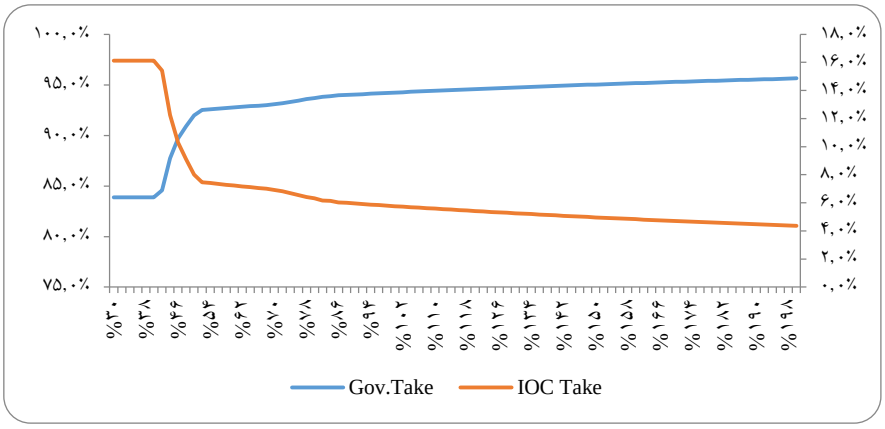
۵ـ٤ـ۱. تحلیل حساسیت

۵ـ۴ـ۱ـ۱. نرخ بازدهی بر اساس قیمت گاز

از آنجا که تغییرات قیمت بر دستمزد پیمانکار تأثیری ندارد، تنها کانال تأثیر این متغیر بر سودآوری پیمانکار، تغییر سقف بازپرداخت مطالبات توسط شرکت ملی نفت است که به میزان تولید و قیمت گاز غنی تولیدی بستگی دارد. تغییرات قیمت نفت و به دنبال آن قیمت گاز به دلیل بالا بودن قیمت از یکسو و عدم کاهش قیمت گاز از کف قیمتی تعیین شده (۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو) از سوی دیگر، هیچ تأثیری بر میزان سودآوری پیمانکار ندارد.

در واقع همان‌طورکه در بخش قیمت‌گذاری گاز غنی توضیح داده شد، رژیم مالی این قرارداد اصطلاحاً بازگشتی یا رگرسیو است و افزایش یا کاهش درآمد میدان تأثیری بر سودآوری پیمانکار ندارد.

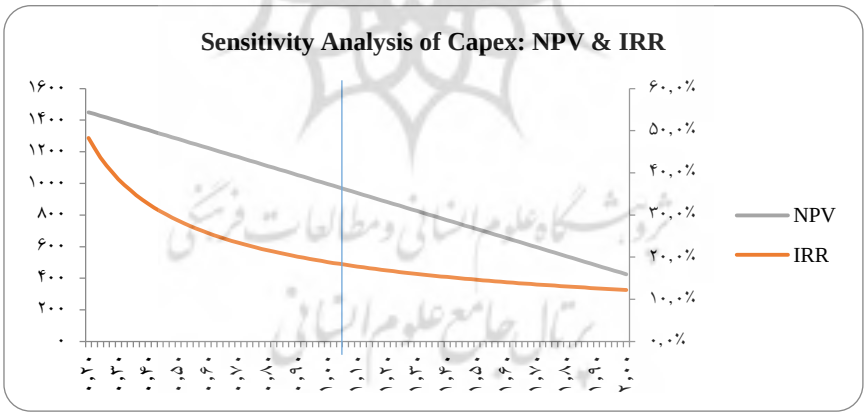
همچنین همان‌طورکه در نمودار (۹) نیز مشاهده می‌شود از آنجا که کاهش قیمت تأثیری بر بازدهی پیمانکار ندارد، دریافتی پیمانکار (نسبت ارزش فعلی پیمانکار به ارزش فعلی پروژه) با قیمت رابطه معکوس دارد که مجدداً مؤید بازگشتی بودن رژیم مالی این قرارداد است. در واقع درصورتی‌که قیمت نفت به کمتر از ۵۰ درصد سطوح فعلی کاهش یابد دریافتی پیمانکار به شدت افزایش می‌یابد.



نمودار (۹): تحلیل حساسیت قیمت نفت

۵ـ۴ـ۱ـ۲. نرخ بازدهی بر اساس هزینه‌های سرمایه‌ای

طبق نمودار (۱۰) سودآوری پیمانکار نسبت به هزینه‌های سرمایه‌ای روند نزولی دارد. لیکن با توجه به بالا بودن سقف بازپرداخت که توضیح داده شد، حتی در صورت دو برابر شدن هزینه‌های سرمایه‌ای ارزش خالص فعلی پروژه برای پیمانکار منفی نمی‌گردد.

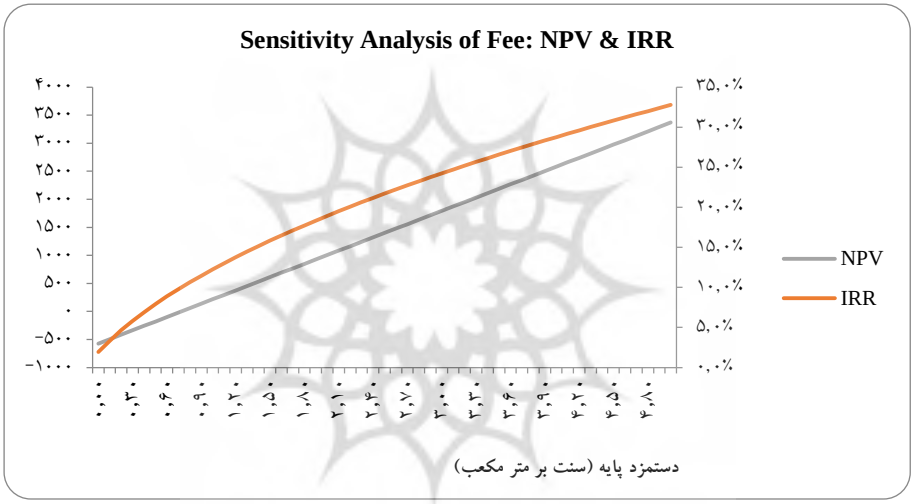


نمودار (۱۰): تحلیل حساسیت هزینه‌های سرمایه‌ای

منبع: نتایج پژوهش

۵ـ۴ـ۱ـ۳. نرخ بازدهی بر اساس نرخ پاداش

طبق نتایج به دست آمده افزایش نرخ دستمزد پیمانکار تأثیر مستقیم بر سودآوری پیمانکار دارد. البته بدیهی است نرخ‌های بسیار بالا به دلیل محدودیت سقف بازپرداخت نبایستی تأثیری بر سودآوری پیمانکار داشته باشد؛ اما همان‌طورکه در نمودار زیر ملاحظه می‌گردد حتی اگر نرخ دستمزد پایه ۵ سنت بر مترمکعب (معادل ۱/۴ دلار بر هزار فوت مکعب) در نظر گرفته شود (حدود سه برابر رقم فعلی) باز هم به دلیل بالا بودن کاذب سقف بازپرداخت، محدودیتی در بازپرداخت مطالبات پیمانکار به وجود نیامده و نرخ بازده داخلی وی افزایش‌یافته و در مقابل دریافتی دولت کاهش خواهد یافت.



نمودار (۱۱): تحلیل حساسیت نرخ دستمزد

منبع: نتایج پژوهش

۵ـ۵. مقایسه شاخص‌های قراردادی فاز ۱۱ پارس جنوبی با فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی

در جدول زیر مهم‌ترین تفاوت‌های موجود در چارچوب قرارداد فاز ۱۱ و فاز ۲ و ۳ که در هر دور قرارداد شرکت توتال رهبری کنسرسیوم مجری پروژه را بر عهده داشته

مشخص‌شده است. هزینه سرمایه‌ای توسعه فاز ۲ و ۳ در قرارداد بیع‌متقابل منعقد شده در مهرماه سال ۱۳۷۶ برابر با ۲۰۱۲ میلیون دلار بوده است که از این مبلغ ۱۰۸۴ میلیون دلار مربوط به هزینه احداث پالایشگاه بوده است. این در حالی است که هزینه توسعه فاز ۱۱ که فاقد پالایشگاه است (بدون در نظر گرفتن فاز دوم طرح که مربوط به ساخت و نصب سکوی فشار افزایی ۲۰ هزار تنی است) در قرارداد منعقد شده در سال ۱۳۹۶ برابر با ۲۲۲۸ میلیون دلار در نظر گرفته شده است[۱].

جدول (۱۰): چارچوب قراردادهای توسعه فاز ۲ و ۳ و فاز ۱۱

	فاز ۲ و ۳	فاز ۱۱
نوع قرارداد	بیع‌متقابل	IPC
طول دوره قرارداد	۶ سال	۲۰ سال
اهداف طرح و شرح کار	تولید گاز سبک با ظرفیت ۵۰ میلیون مترمکعب و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز و ۴۰۰ تن گوگرد در روز	تولید گاز غنی ترش با ظرفیت ۵۶ میلیون مترمکعب
هزینه سرمایه‌ای	۲۰۱۲ میلیون دلار	۲۲۲۸ میلیون دلار
هزینه بانکی	۸۰۷ میلیون دلار	۳۲۸ میلیون دلار
دستمزد	۱۴۰۰ میلیون دلار	۶۷۶۱ میلیون دلار
نسبت هزینه بانکی به هزینه سرمایه‌ای	٪۴۰/۱	٪۱۴/۷
نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای	٪۹۶/۶	٪۳۰۳/۵
نسبت دستمزد سالیانه به هزینه سرمایه‌ای	٪۱۱/۶	٪۱۵/۲
بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای	۵ـ۷ سال	۱۰ سال

منبع: محاسبات پژوهش و گزارش دفتر همکاری‌های ریاست جمهوری سال ۱۳۸۵

پرتال جامع علوم انسانی

۱. با در نظر گرفتن شاخص UCCI که در فصل دوم سال ۲۰۱۷ برابر با ۱۷۲ بوده است، هزینه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز در تاریخ عقد قرارداد توسعه فاز ۱۱ (فصل دوم ۲۰۱۷) نسبت به تاریخ اجرای پروژه فاز ۲ و ۳، (سال ۲۰۰۰) حدود ۷۲ درصد به‌طور متوسط در سطح دنیا بیشتر بوده است. لذا می‌توان گفت هزینه سرمایه‌ای توسعه فاز ۲ و ۳ به نرخ روز برابر با ۳۴۶۰ میلیون دلار بوده است که با کسر ۱۸۶۴ میلیون دلار (معادل ۱۰۸۴ میلیون دلار در سال ۲۰۰۰) هزینه پالایشگاه، هزینه توسعه فازهای مذکور بدون احداث پالایشگاه برابر با ۱۵۹۵ میلیون دلار با احتساب نرخ‌های رایج در سال ۲۰۱۷ بوده است.

یکی دیگر از تفاوت‌های مهم، دوره بازپرداخت هزینه سرمایه‌ای در بیع‌متقابل ۵ الی ۷ سال بوده و در قرارداد IPC توسعه فاز ۱۱، برابر با ۱۰ سال در نظر گرفته شده است.

دستمزد پیمانکار در قرارداد فاز ۲ و ۳ برابر با ۱۴۰۰ میلیون دلار بوده که در قرارداد اخیر با ۳۸۲ درصد افزایش به ۶۷۶۱ میلیون دلار رسیده است. به‌صورت نسبی نیز، نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای در قرارداد بیع‌متقابل در فاز ۲ و ۳، ۷۰ درصد و در فاز ۴ و ۵، ۵۶ درصد، اما در قرارداد اخیر این نسبت به بیش از ۳۰۳ درصد افزایش‌یافته است. البته یکی از دلایل افزایش نسبت مذکور حضور بلندمدت پیمانکار در دوره ۲۰ ساله قرارداد است. لذا برای مقایسه بهتر نسبت دستمزد سالیانه به هزینه‌های سرمایه‌ای نیز در جدول فوق محاسبه شده است که در قرارداد فاز ۲ و ۳ برابر با ۱۱/۶ درصد و در قرارداد فاز ۱۱ برابر با ۱۵/۲ درصد است که بازهم نسبت به قرارداد مذکور بیشتر است. البته باید توجه داشت دستمزد در قرارداد بیع‌متقابل به‌صورت ثابت از ابتدا مشخص شده و در دوره بازپرداخت تقسیط می‌گردید. در حالی‌که در قرارداد IPC دستمزد پیمانکار تابعی از سطح تولید از میدان است و در صورت افت تولید متناسباً کاهش خواهد یافت.

٦. جمع‌بندی و ارائه پیشنهادات

به طورکلی علی‌رغم وجود توان فنی مهندسی کافی در داخل، تجربه سال‌های گذشته حاکی از آن است صنعت نفت و گاز کشور از یکسو با ضعف مدیریت پروژه‌های بزرگ مواجه است و از سوی دیگر در تأمین برخی تجهیزات کلیدی[1] و تأمین مالی کلان به دلیل وجود تحریم‌های ظالمانه با مشکل روبرو است. طولانی شدن توسعه فازهای انجام شده توسط شرکت‌های داخلی و افزایش چند برابری هزینه تمام شده طرح‌های توسعه پارس جنوبی نتیجه این مسئله بوده است.

لذا به نظر می‌رسد استفاده از شرکت‌های خارجی صاحب دانش و مدیریت در قالب قراردادهای IPC و مشابه آن یکی از راه‌های پیشروی شرکت ملی نفت در توسعه میادین

۱. تولید بخش عمده‌ای از کالاهای تکمیل چاه‌ها پس از انجام حفاری کاملاً انحصاری است و عرضه آن کلاً در اختیار دو تا سه شرکت آمریکائی می‌باشد (www.mehrnews.com/news/986928).

بالادستی کشور است که از یکسو پیمانکار را در ریسک تأخیر پروژه شریک نموده و از سوی دیگر برخلاف قراردادهای فاینانس، امکان استفاده از تولید داخل را در ساخت و اجرای پروژه فراهم می‌آورد.

با این وجود در همکاری با شرکت‌های بین‌المللی رعایت حداکثری منافع ملی در چارچوب رژیم مالی قرارداد بایستی از مهم‌ترین نگرانی‌های شرکت ملی نفت باشد. یکی از این عوامل، مدیریت و کنترل دریافتی و سودآوری پیمانکار است. در این مقاله به این موضوع با دقت بیشتری پرداخته شد. مهم‌ترین ابهامات ناظر بر این قرارداد در چارچوب مدل شبیه‌سازی مالی به شرح زیر می‌باشد:

۱. نحوه قیمت‌گذاری گاز

حسب نتایج این مطالعه در قرارداد مورد بررسی به دلیل قیمت‌گذاری نسبتاً بالای گاز تولیدی از یکسو سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار عملاً کارایی نداشته و از سوی دیگر علی‌رغم نرخ بازدهی ۱۸/۹ درصدی پیمانکار، دریافتی وی تنها ۹ درصد از درآمد خالص میدان می‌باشد.

یکی از نکات قابل تأمل در زمینه توسعه میادین گازی با استفاده از قراردادهای جدید نفتی ایران، صحیح نبودن مکانیسم قیمت‌گذاری گاز است. گاز طبیعی برخلاف نفت خام که به دلیل حمل‌ونقل آسان از بازار جهانی و در نتیجه مکانیسم قیمت‌گذاری مشخصی برخوردار است، به‌صورت منطقه‌ای قیمت‌گذاری می‌گردد و در برخی مناطق همچون خاورمیانه مکانیسم مشخص و مورد توافقی برای قیمت گاز وجود ندارد. همین مسئله باعث طولانی شدن دوره مذاکرات صادرات گاز ایران با کشورهای همسایه همچون پاکستان، هند و عمان شده است.

در قرارداد مورد بررسی شرایط پیچیده‌تر است چون گاز تحویلی کنسرسیوم فاز ۱۱ به‌صورت گاز غنی است که شامل گاز سبک، مایعات گازی و میعانات گازی است که تعیین قیمت این گاز را به مراتب دشوارتر می‌نماید. تعیین قیمت بالای گاز غنی به‌صورت کاذب روند تسویه حساب با شرکت خارجی را تسریع می‌کند. متأسفانه همان‌طورکه اشاره شد قیمت گاز و درآمد میدان به حدی بالا تعیین شده است که در بازپرداخت اقساط هزینه

و پاداش شرکت توتال مشکلی پیش نیاید. درحالی‌که تحقق این درآمد از فاز ۱۱ اصلاً ممکن نیست. متأسفانه هیچ‌گاه مدل شبیه‌سازی مالی این قراردادها و تعهداتی که برای نسل‌های آتی ایجاد خواهد کرد رونمایی نشده است.

بر اساس مدل طراحی‌شده در این پژوهش، دو ایراد جدی بر نحوه قیمت‌گذاری گاز در این قرارداد وارد است:

الف) بالا بودن قیمت گاز، به‌گونه‌ای که در قیمت‌های ۵۰ دلار نفت، حدود ۱۵/۳ سنت بر مترمکعب در نظر گرفته شده است و در صورت افزایش قیمت نفت به بالای ۷۰ دلار به بالای ۲۲ سنت بر مترمکعب می‌رسد.

ب) عدم تعدیل قیمت گاز به میزان کافی در صورت افت شدید قیمت نفت، به‌گونه‌ای که حتی اگر قیمت نفت به زیر ۱۰ دلار سقوط کند، قیمت گاز هیچ‌گاه از ۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۷/۱ سنت بر مترمکعب) کمتر نخواهد شد. این مسئله بیانگر رگرسیو بودن رژیم مالی قرارداد است که در قسمت تحلیل حساسیت تشریح گردید.

بنابراین می‌توان گفت گاز تولیدی از فاز ۱۱ پارس جنوبی به‌صورت کاذب قیمت‌گذاری شده است و گازی که در خلیج‌فارس زیر ۱ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۳/۵ سنت بر مترمکعب) قیمت دارد با قیمت بالای ۱۵ سنت بر مترمکعب در این قرارداد قیمت‌گذاری شده و در بهترین شرایط با قیمت حدود ۱۰ سنت به پتروشیمی‌های داخل به فروش می‌رسد.

مهم‌ترین پیامدهای این مسئله عبارت‌اند از:

اولاً دریافتی پیمانکار در مقایسه با دریافتی دولت به‌صورت کاذب بسیار کم محاسبه گردد،

ثانیاً هیچ‌گاه سقف ۵۰ درصد (و در برخی مواقع ۷۵٪) در عمل محدودیتی برای بازپرداخت مطالبات پیمانکار ایجاد نمی‌کند و این مؤلفه قرارداد کارکرد خود را در راستای کنترل جریان نقدی پیمانکار و حفظ درآمد حداقل ۵۰ درصدی برای دولت، از دست می‌دهد.

ثالثاً با توجه به نبود سقف برای هزینه‌های سرمایه‌ای، سقف ۵۰ درصد نیز کارایی لازم جهت کنترل افزایش هزینه‌های پیمانکار را نداشته و میل به انجام هزینه‌های اضافی توسط پیمانکار[1] و بیش برآورد هزینه‌ها[2] در وی تقویت می‌گردد.

رابعاً در حال حاضر گاز غنی به شرکت خارگ به قیمت حدود ۹ سنت هر مترمکعب فروخته می‌شود. این رقم برای گاز ژوراسیک مسجد سلیمان حدود ۴ سنت هر مترمکعب است. لذا مشخص نیست رقم حداقل ۱۵ سنت بر مترمکعب بر چه مبنایی تعیین‌شده است.

۲. مسئله ریالی بودن درآمد حاصل از فروش داخلی گاز

در شرایط فعلی استخراج و تبدیل گاز به LNG برای طرفین قرارداد ممکن و مقرون به‌صرفه نخواهد بود. در نتیجه تنها گزینه پیش رو، فروش داخلی گاز طبیعی است. درآمد دولت از فروش داخلی گاز به‌طور متوسط ۳ سنت برمترمکعب می‌باشد، درحالی‌که قیمت گاز تولیدی در این قرارداد از ۱۵/۳ سنت شروع شده و متناسب با افزایش قیمت نفت افزایش خواهد یافت و در صورت کاهش قیمت نفت حتی به قیمت‌های زیر ۱۰ دلار، هیچ‌گاه از ۷/۱ سنت کمتر نخواهد شد. علاوه بر موضوع تعیین قیمت، مسئله ریالی بودن درآمد دولت و ارزی بودن تعهدات وی خواهد بود. در شرایط فعلی که دولت با محدودیت منابع ارزی مواجه است، مشکلات دوچندان می‌شود. درحالی‌که بخش عمده درآمد کشور از محل فروش گاز به‌صورت ریالی خواهد بود تعهدات کاملاً به‌صورت ارزی می‌باشد. به‌عبارت‌دیگر آن بخش از میدان که درآمد ارزی نصیب دولت خواهد کرد عملاً در اختیار شرکت توتال و کنسرسیوم قرار خواهد گرفت و آنچه نصیب کشور خواهد شد درآمدهای ریالی خواهد بود. علاوه بر این اگر درآمدهای ارزی میدان پاسخگوی پرداخت مطالبات نباشد باید به سراغ میادین نفتی دیگری رفت. با توجه به عدم کاهش قیمت گاز به زیر ۷/۱ سنت حتی در صورت سقوط قیمت نفت به زیر ۱۰ دلار، بر اساس نتایج به دست‌آمده از مدل شبیه‌سازی طراحی‌شده در این پژوهش، طبق قرارداد نباید هیچ مطالبه‌ای از پیمانکار در سال بیستم ، معوق باقی بماند، درحالی‌که بدیهی است با قیمت‌های

1. Gold-Plating
2. Over-invoice

نفت زیر ۱۰ دلار امکان بازپرداخت مطالبات پیمانکار از محل فروش میعانات گازی وجود نخواهد داشت و بایستی از محل فروش نفت سایر میادین نفتی مطالبات پیمانکار بدون تعویق بازپرداخت شود. لذا هرچند در قرارداد تصریح شده است که مطالبات پیمانکار از محل فروش محصولات میدان پرداخت گردد، لیکن به دلیل قیمت‌گذاری کاذب و ریالی بودن درآمد فروش گاز در داخل، عملاً (به خصوص در صورت کاهش شدید قیمت نفت) دولت بایستی از محل درآمد ارزی سایر میادین مطالبات پیمانکار را بازپرداخت نماید و تعهد بازپرداخت از محل سایر میادین به‌صورت ضمنی در این قرارداد وجود دارد.

۳. عدم وجود تقاضا برای مصرف گاز

بررسی تراز گازی کشور نشان می‌دهد در آینده نیاز داخلی به مصرف گاز به راحتی از طریق فازهای موجود پارس جنوبی تأمین خواهد شد و حتی تولید از برخی از فازهای پارس جنوبی در فصول بهار و تابستان به دلیل پایین بودن مصرف داخلی، باید متوقف گردند. به عبارت دیگر در شرایط فعلی عملاً در خصوص درآمد میدان ابهامات جدی وجود دارد و محل مصرف گاز تولیدی با این هزینه مشخص نیست.

۴. حسابداری پرداخت اقساط هزینه‌ای و درآمدی

در قراردادهای بیع‌متقابل به دلیل ماهیت ثابت قرارداد، مبلغ اقساط از ابتدا مشخص می‌شد و به‌طور ثابت در هر دوره پرداخت می‌گردید. اما در قراردادهای جدید مقدار اقساط تابعی از تولید است و لذا در هر دوره تغییر می‌کند. علاوه بر اینکه محاسبات باید بر اساس سایر فاکتورهای قرارداد نیز بروز شود. محاسبات پرداخت مربوط به اقلام سرمایه‌ای و هزینه بانکی از جمله مواردی است که محاسبه اقساط را دشوار می‌کند. متأسفانه ظاهراً مدل مالی مشخصی در این خصوص وجود ندارد و عملاً پرداخت‌ها بر اساس صورت وضعیت‌های شرکت توتال خواهد بود. مهم‌ترین فعالیت شرکت نفت در این قراردادها نظارت بر حسابداری قرارداد است که عملاً برنامه روشنی ندارد.

۵. سهم پیمانکار داخلی

در این قرارداد سهم پیمانکار داخلی حدود ۲۰ درصد از کنسرسیوم است که چیزی در حدود یک میلیارد دلار از تأمین مالی را شامل می‌شود. متأسفانه هزینه تأمین مالی از

منابع داخلی بسیار گران است. برای مثال جهت تأمین مالی از محل بورس حدود ۲۵ درصد سود مشارکت باید پرداخت شود. این در حالی است که رقم مورد تأیید وزارت نفت برای بهره بانکی حدود ۳ درصد است و عملاً باقی هزینه به شرکت داخلی تحمیل خواهد شد. لذا به نظر می‌رسد سهم طرف ایرانی کاهش شدیدی داشته باشد و عملاً به پیمانکار شرکت توتال تقلیل جایگاه دهد.

۶. پروفایل تولید

متأسفانه روشن نیست پروفایل تولید بر چه اساسی تعیین شده و مسیر کاهش تولید که بر آن اساس کمپرسورهای تقویت فشار نصب خواهد شد توسط چه شرکتی مهندسی شده است. در بخش مکش[1] گاز، آنچه مهم است خط پایه برای کاهش تولید گاز است تا تفاوت آن با پروفایل تولید حاصل از مکش، دستمزد مازاد تعیین گردد. در این مورد نیز مقرر است محاسبات توسط شرکت توتال انجام گیرد. در این بخش نیز اگر نظارت کافی نباشد درآمد بادآورده‌ای نصیب آن شرکت خواهد شد. هرچند به نظر می‌رسد هیچ‌گاه سکوی تقویت فشار نصب نگردد، چون بازپرداخت آن از محل عواید میدان بسیار دشوار به نظر می‌رسد.

در نهایت می‌توان گفت آنچه حائز اهمیت است نظارت دقیق مالی و اقتصادی بر توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی در قالب قراردادهای جدید است. برخی بر این باورند توسعه این فاز و نصب سکوی تقویت فشار، در صورت قیمت‌گذاری واقعی گاز طبیعی سودآور نخواهد بود و آنچه آن را برای طرف خارجی جذاب کرده است صرفاً توسعه میدان شامل احداث سکو و حفاری چاه است که می‌تواند از محل میعانات گازی بازپرداخت شود و انجام عملیات تزریق مجدد گاز به منظور فشار افزایی هیچ‌گاه عملیاتی نخواهد شد.

با توجه به موارد فوق پیشنهادات ذیل جهت بهبود قراردادهای آتی ارائه می‌گردد:

۱. قیمت‌گذاری واقعی گاز تولیدی بر اساس مؤلفه‌های بازار منطقه (خلیج‌فارس) و کاهش کف قیمت (عرض از مبدأ در فرمول قیمت) متناسب با قیمت نفت

1. suction

۲. عدم تضمین بازپرداخت مطالبات پیمانکار از محل سایر میادین نفتی/گازی (حتی به‌صورت ضمنی همانند این قرارداد) و ترجیحاً بازپرداخت مطالبات پیمانکار به‌صورت محصول (in kind) و نه نقدی.

۳. تعهد پیمانکار در بازاریابی و فروش بخشی از گاز تولیدی (به‌صورت ال‌ان‌جی و یا صادرات از طریق خط لوله به کشورهای همسایه)

۴. تعدیل دستمزد پیمانکار متناظر با قیمت و عامل R (جهت کنترل درآمد بادآورده و فزآینده شدن رژیم مالی قرارداد)

۵. تعیین دقیق خط پایه و نرخ کاهش تولید گاز و به‌صورت کلی پروفایل تولید

۶. مدیریت هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پیمانکار با استفاده از شاخص‌های صرفه‌جویی

۷. منابع

الف) فارسی

درخشان، مسعود (۱۳۸۵)، *بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز*، تهران: دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.

دیباوند، هادی و طاهری فرد، علی و فریدزاد، علی و تکلیف، عاطفه و بحرالعلوم، محمدمهدی (۱۳۹۷)، «مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع‌متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی»، *پژوهشنامه اقتصاد ایران*، سال ۷، شماره ۲۶، صفحات ۷۷ـ۵۱.

شیریجیان، محمد و عسکری، محمدمهدی و صادقی شاهدانی، مهدی و طاهری فرد، علی (۱۳۹۵)، «الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان»، *فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، سال ۳، شماره ۲، صفحات ۱۸۶ـ۱۵۹.

صاحب‌هنر، حامد و همکاران (۱۳۹۶)، «مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC): مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی»، *فصلنامه علمی پژوهشی نظریه‌های کاربردی اقتصاد*. ۴ (۱)، صفحات ۱۱۸ـ۸۷.

طاهری فرد، علی، صاحب هنر، حامد (۱۳۹۵)، «مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل»، تهران: *مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی*، شماره مسلسل: ۱۵۰۵۹.

قنبری جهرمی، محمدجعفر و اصغریان، مجتبی (۱۳۹۴)، «مطالعات تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدمات نفتی عراق و ایران»، *مجله حقوق تطبیقی*، پاییز و زمستان ۱۳۹۴، دوره ۶، شماره ۲، صفحات ۷۷۲ـ۷۵۱.

مرکز پژوهش‌های مجلس (۱۳۹۸)، شبیه‌سازی مالی فاز ۱۱ پارس جنوبی، شماره ۱۶۰۰۵

منظور، داود و کهن هوش نژاد، روح الله و امانی، مسعود (۱۳۹۵)، «ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید»، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال ۵، شماره ۱۸، صفحات ۲۱۷ـ۱۷۹.

ب) انگلیسی

Amundsen, E. S. & Andersen, C. & Sannarnes, J. G. (1992). "Rent taxes on Norwegian hydropower generation", *The Energy Journal*, pp.97-116.

Bacon, R. & Kojima, M. (2008), "Coping with oil price volatility." International Bank for Reconstruction and Development/World Bank Group.

Daniel, P. and Goldsworthy, B. and Maliszewski, W. and Puyo, D. and Watson, A. (2010), "Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects: An Example from Oil Development." in The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, by Daniel, P., Keen, M., and McPherson, C. (eds.), (London: Routledge).

EIA Energy outlook, 2019

Hogan, L. & Goldsworthy, B. (2010), "5 International mineral taxation.", *The Taxation of Petroleum and Minerals*,no. 122.

Johnston, D. (2001). *International Petroleum Fiscal Systems Analysis*. PennWell Books.

Johnston, D. (2003), "Current Developments in Production Sharing Contracts and International Petroleum Concerns: From Exodus to Feeding Frenzy-Opposite Ends of the Spectrum", *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, no.*22*(3), pp. 122.

Johnston, D. (2003), "*International exploration economics, risk, and contract analysis*.", PennWell Books.

Kemp, A. G. (1987), "*Petroleum rent collection around the world"*, IRPP.

Kemp, A. G. (1992), "Development risks and petroleum fiscal systems: A comparative study of the UK, Norway, Denmark and the Netherlands.", *The Energy Journal*, no.*13*(3), pp.17-39.

Kemp, A. G. (1994), "International petroleum taxation in the 1990s", *The Energy Journal*, pp.291-309.

Kemp, A. G. & Rose, D. (1985), "Effects of petroleum taxation in the United Kingdom, Norway, Denmark, and the Netherlands: a comparative study", *Energy J.; (United States)*, no.*6*.

Luo, D. & Yan, N. (2010), "Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts", *Petroleum exploration and development*, no. 37(6), pp.756-762.

Smith, J. L. (1995), "Calculating investment potential in South America.", *World Oil*, no.*216*(6).

Smith, J. L. (1997), "Taxation and investment in Russian oil", *Journal of Energy Finance and Development*,pp. 5–23.

Smith, J. L. (2012), "Modeling the Impact of taxes on petroleum exploration and development".

Tordo, S. (2007), *Fiscal systems for hydrocarbons: design issues* (No. 123). World Bank Publications.

UKOG (1984), "United Kingdom Oil and Gas Taxation and Accounting Supplement I", *UK Oil & Gas*.

Van Meurs, A. P. H. (2009), "Commentary on the November 2008 Iraq Draft Technical Service Contract.",*Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*,no. *7*(1).

Van Meurs, P. (1988), "Financial and fiscal arrangements for petroleum development: an economic analysis." *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*,pp. 47-79.

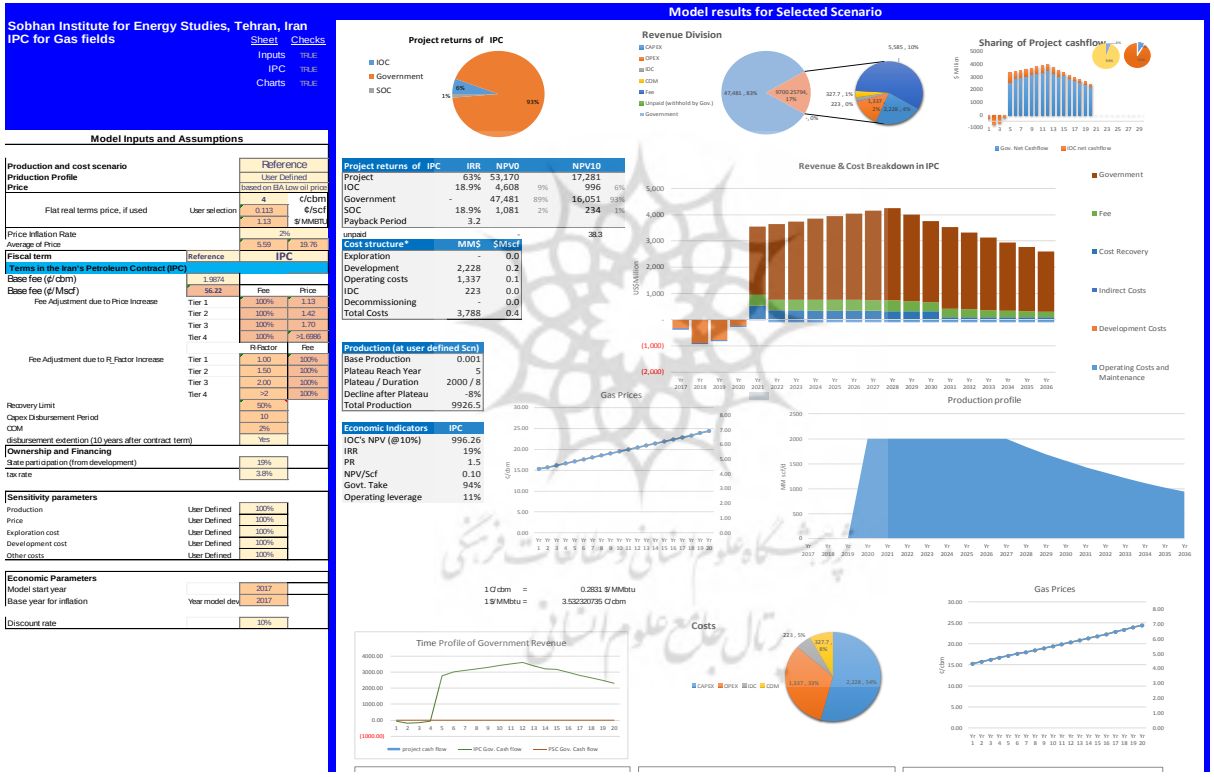
Van Meurs, P. (2012), "Policy options for Alaska oil and gas." *Presentation to the Alaska Senate Finance Committee, February, Available online at: http://aksenate. org/press/021312-PvM-Presentation pdf.*

Van, M. P. (1997), World Fiscal Systems for Oil. *Van Meurs Associates*, *2*, 509.

Zhao, X. and Luo, D. and Xia, L. (2012), "Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects." *Energy*, no.*45*(1),pp. 662-668.

۸. پیوست

۸ـ۱. نمایی از مدل شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد



۸ـ۲. روش‌های دیگر قیمت‌گذاری گاز غنی تولید شده

در این پژوهش برای قیمت‌گذاری گاز غنی از سه روش استفاده شده است که عبارتند از:

۱. قیمت‌گذاری گاز غنی، تعدیل شده بر اساس قیمت نفت (مدل اصلی پژوهش):

در این مدل با توجه به بازه قیمتی نفت، قیمت گاز غنی تولید شده بر اساس آن تعدیل می‌شود:

$$P_{gas}=\begin{cases} ۲\$/MMbtu & \xrightarrow{if} \quad p_{oil}<۳۰\$/bbl \\ ۳+۰/۰۲\times P_{oil} & \xrightarrow{if} \quad ۳۰\$\le p_{oil}<۵۰\$ \\ ۳/۳+۰/۰۲\times P_{oil} & \xrightarrow{if} \quad p_{oil}\ge ۵۰\$ \end{cases}$$

۲. قیمت‌گذاری گاز غنی مبتنی بر میانگین وزنی اجزاء گاز غنی:

در این مدل گاز غنی تولید شده شامل هشتاد درصد $C_۱$، دوازده درصد $C_{۲,۳,۴}$ و هشت درصد $C_{۵+}$ محاسبه شده است.

$$P_{Gas}=۸۰٪\times P(C_۱)+۱۲٪\times P(C_{۲,۳,۴})+۸٪\times P(C_{۵+})$$

۳. قیمت‌گذاری گاز بر اساس قیمت نفت:

در این روش فرمول محاسبه قیمت بصورت تقریبی برابر ۷/۶٪ قیمت نفت به ازای هر هزار فوت مکعب محصول استحصالی (معادل یک میلیون Btu) اندازه‌گیری می‌شود.

$$P_{Gas}(\$)=۷/۶٪\times \text{OilPrice},۱۰۰۰\ ft^۳\text{Gas Production}(۱\ \text{MBTU})$$

با توجه قیمت‌گذاری متفاوت گاز غنی در مدل‌های فوق، نتایج بکارگیری این مدل‌ها در رژیم مالی قرارداد IPC مطابق با جدول زیر می‌باشد:

جدول (۲): نتایج حاصل از تفاوت در روش قیمت‌گذاری گاز غنی تولید شده

مدل	عنوان	IRR	خالص جریان نقدی	دریافتی	خالص جریان نقدی تنزیل شده	دریافتی تنزیل شده
قیمت‌گذاری گاز غنی، تعدیل شده براساس قیمت نفت	بازدهی پروژه	٪۲۹	۱۳۶۱۶		۳۶۸۵	
	بازدهی پیمانکار خارجی	٪۱۸/۸	۴۶۱۰	٪۳۴	۹۹۲	٪۲۷
	بازدهی دولت	–	۷۹۲۴	٪۵۸	۲۲۴۰	٪۶۷
	بازدهی پیمانکار داخلی	٪۱۸/۸	۱۰۸۱	٪۸	۲۳۳	٪۶
	دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۳/۲				
قیمت‌گذاری مبتنی بر میانگین وزنی اجزاء گاز غنی	بازدهی پروژه	٪۵۴	۳۶۶۶۸		۱۲۰۳۰	
	بازدهی پیمانکار خارجی	٪۱۸/۹	۴۶۰۸	٪۱۳	۹۹۶	٪۸
	بازدهی دولت	–	۳۰۹۷۹	٪۸۴	۱۰۸۰۰	٪۹۰
	بازدهی پیمانکار داخلی	٪۱۸/۹	۱۰۸۱	٪۳	۲۳۴	٪۲
	دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۳/۲				
قیمت‌گذاری بر اساس قیمت نفت	بازدهی پروژه	٪۲۵	۱۲۳۹۳		۲۹۷۶	
	بازدهی پیمانکار خارجی	٪۱۷/۵	۴۶۶۳	٪۳۸	۹۰۵	٪۳۰
	بازدهی دولت	–	۶۶۳۶	٪۵۴	۱۸۵۹	٪۶۲
	بازدهی پیمانکار داخلی	٪۱۷/۵	۱۰۹۴	٪۹	۲۱۲	٪۷
	دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۳/۹				

منبع: نتایج پژوهش

همانطور که در جدول فوق مشاهده می‌شود، در قیمت‌گذاری مبتنی بر میانگین وزنی اجزاء گاز غنی، پروژه فاز ۱۱ پارس جنوبی، دارای بیشترین نرخ بازده داخلی و در قیمت‌گذاری بر اساس قیمت نفت دارای کمترین نرخ بازده می‌باشد. همچنین بیشترین دریافتی پیمانکار خارجی در حالت تنزیل شده در قیمت‌گذاری بر اساس قیمت نفت ۳۰ درصد بوده و در قیمت‌گذاری مدل اصلی پژوهش و قیمت‌گذاری مبتنی بر میانگین وزنی

گاز به ترتیب ۲۷ و ۸ درصد عاید پیمانکار خارجی خواهد شد. در طرف مقابل دریافتی دولت نیز در قیمت‌گذاری گاز مبتنی بر میانگین وزنی گاز، ۹۰ درصد بوده که نسبت به دو مدل قیمت‌گذاری دیگر (قیمت‌گذاری بر اساس نفت با ۶۲٪ و قیمت گاز تعدیل شده بر اساس قیمت نفت با ۶۷٪) بیشترین دریافتی را خواهد داشت.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی