شبیه‌سازی مالی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۶۰۰۵
مردادماه ۱۳۹۷

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به‌نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ۱
مقدمه ۱
۱. آشنایی با رژیم مالی قراردادهای بالادستی کشور (بیع متقابل و IPC) ۳
مقدمه ۳
۱-۱. قراردادهای بیع‌متقابل ۳
۱-۲. قراردادهای یکپارچه نفتی ایران (IPC) ۶
۱-۳. رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ۷
۱-۳-۱. نفت هزینه ۸
۱-۳-۲. دستمزد ۹
۱-۳-۳. بازیافت هزینه‌ها و دستمزد ۹
۲. تبیین دقیق رژیم مالی قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی ۱۲
۲-۱. تاریخچه توسعه پارس جنوبی با تاکید بر فاز ۱۱ ..... ۱۲
۲-۱-۱. ارزیابی کلی فازهای اجرا شده ۱۲
۲-۱-۲. مشخصات فاز ۱۱ ..... ۱۴
۲-۱-۳. بررسی توسعه و تولید فازهای طرف قطری ۱۵
۲-۱-۴. روند تولید گاز از میدان پارس جنوبی توسط ایران ۱۹
۲-۲. تحلیل جایگاه توتال در قراردادهای بیع‌متقابل ۲۱
۲-۳. تبیین قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی با تأکید بر رژیم مالی ۲۳
۳. ارزیابی اقتصادی و مالی پروژه فاز ۱۱ ..... ۲۵
۳-۱. درآمد پیمانکار (مشارکت) ۲۵
۳-۱-۱. پاداش ۲۵
۳-۱-۲. قیمت گاز غنی ۲۶
۳-۱-۳. پروفایل تولید گاز ۲۸
۳-۱-۴. هزینه‌های پیمانکار ۲۹
۳-۲. جریان نقدی پروژه ۳۰
۳-۳. برآورد شاخص‌های مالی ۳۱
۳-۳-۱. تحلیل حساسیت ۳۲
۳-۴. مقایسه شاخص‌های قراردادی فاز ۱۱ پارس جنوبی با فاز ۲و۳ پارس جنوبی ۳۵
جمع‌بندی و ارائه پیشنهادها ۳۷

شبیه‌سازی مالی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی

چکیده

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. در این پژوهش با طراحی مدلی جامع و دقیق، تمامی ابعاد پروژه اعم از ملاحظات فنی، پروفایل تولید، قیمت گاز، هزینه‌های پروژه، درآمدهای پروژه، و مد نظر قرار دادن مولفه‌های مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان و سایر موارد به صورت پویا، قرارداد مذکور 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. بر این اساس مهمترین ایراد وارد بر این قرارداد، نحوه قیمت‌گذاری گاز تولیدی است که باعث ایجاد قیمت کاذب و به دنبال آن سودآوری 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.

مقدمه

طبق قوانین بالادستی صنعت نفت و گاز، واگذاری پروژه‌های بالادستی همچون توسعه میادین نفت و گاز بایستی تنها در الگوهای مشخص و مصوب قراردادی صورت پذیرد. لذا در حال حاضر توسعه میادین نفتی و گازی تنها در قالب قراردادهای بیع‌متقابل یا قراردادهای IPC امکان‌پذیر است.

ارزیابی اقتصادی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز مستلزم بررسی جامع مجموعه وسیعی از پارامترها و مؤلفه‌های مربوطه است. به‌عبارت‌دیگر، 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 به‌سادگی قابل محاسبه نیست و مستلزم شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد برای کل چرخه حیات پروژه در قالب یک مدل مالی مناسب است.[1]

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

1. UKOG, 1983.

تولید مد نظر قرار گرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه شده در رژیم مالی قرارداد، جریان نقدی طرفین به صورت سالانه محاسبه می‌شود.

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 بهره‌برداری اعم از عامل R[1]، 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 کرد و لازمه ارزیابی دقیق اقتصادی و مالی این پروژه‌ها شبیه‌سازی کامل رژیم مالی در طول چرخه حیات پروژه است.

ازاین‌رو لازم است مدلی جامع و دقیق طراحی شود تا همه ابعاد پروژه اعم از ملاحظات فنی، پروفایل تولید، قیمت گاز، هزینه‌های پروژه، درآمدهای پروژه، مؤلفه‌های مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان و سایر موارد به‌طور پویا لحاظ شود.

در تیرماه 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 شد. این پروژه در دو فاز تعریف گردیده است. در فاز اول نصب دو سکو و حفاری ۳۰ حلقه چاه در دستور کار است. گاز غنی تولیدی نیز به پالایشگاه‌های عسلویه تحویل خواهد شد. رقم سرمایه‌گذاری این بخش حدود ۲/۲ میلیارد دلار خواهد بود. 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. مجموع این سرمایه‌گذاری از طریق مشارکتی به رهبری توتال تأمین می‌شود. در قراردادهای بیع‌متقابل سایر فازهای پارس جنوبی ساخت پالایشگاه گاز نیز برعهده پیمانکار بوده است که در این پروژه با توجه به ظرفیت خالی پالایشگاه‌های موجود از آن صرف‌نظر شده است.

در این مطالعه در فصل اول رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و IPC مقایسه می‌شود. در فصل دوم رژیم مالی قرارداد IPC در فاز ۱۱ تبیین می‌شود. بدین‌منظور تاریخچه‌ای از توسعه پارس جنوبی و عملکرد شرکت توتال در قراردادهای بیع‌متقابل نیز مرور خواهد شد. سپس ارزیابی مالی و اقتصادی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی انجام می‌شود و در نهایت جمع‌بندی و پیشنهادها ارائه شده است.

---

۱. عامل R (R-factor): عامل R شاخصي براي ميزان سودآوري پروژه براي پيمانكار از ابتدا تاكنون است.

۱. آشنایی با رژیم مالی قراردادهای بالادستی کشور (بیع‌متقابل و IPC)

مقدمه

قانون نفت ایران از سال ۱۳۳۶ عملاً رژیم حقوقی امتیاز را کنار گذارده و قراردادهای مشارکت در تولید را طرح‌ریزی کرد. 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. به‌طور کلی سه نسل از قراردادهای مذکور طراحی شد، اما به‌دلیل وجود ضعف‌های ساختاری و عدم تأمین نیازهای کشور توسط قراردادهای بیع‌متقابل، در سال‌های اخیر الگوی جدیدی از قراردادها تحت عنوان قراردادهای یکپارچه نفتی ایران[1] (IPC) طراحی شده است که به نوعی ترکیبی از قراردادهای بیع‌متقابل و مشارکت در تولید است و شباهت زیادی با قراردادهای خدمات فنی[2] عراق دارد. در ادامه خصوصیات هریک از این دو قرارداد تبیین می‌شود.

۱-۱. قراردادهای بیع‌متقابل

قراردادهای بیع‌متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی خرید خدمت هستند که پیمانکار طرف قرارداد، عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه را در قبال دریافت حق‌الزحمه‌ای معین انجام می‌دهد.[3] از ابتدا تاکنون با توجه به تغییراتی که در قراردادهای بیع‌متقابل 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 به‌صورت ثابت بوده و برای کارهای اکتشافی و یا توسعه میادین به‌کار رفته است.

ـ در همه این قراردادها، مبلغ قرارداد از سقف مشخصی برخوردار بوده است و هزینه‌های پیمانکار بایستی حداکثر معادل سقف و یا کمتر از آن باشد. این مسئله باعث انعطاف‌پذیری پایین قرارداد از یک‌سو و کاهش تعامل پیوسته میان پیمانکار و کارفرما در جریان تعیین هزینه‌های سالانه ازسوی‌دیگر می‌شود و ارتقای توانمندی‌های مدیریتی را با اختلال مواجه می‌سازد.

ـ همچنین در این قراردادها طرح جامع توسعه میدان توسط شرکت پیمانکار تهیه می‌شد و شرکت ملی نفت بدون مشارکت در تهیه این طرح، تنها آن را تصویب می‌کرد.

- **نسل دوم:** قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین که طبق آن، پیمانکار اکتشافی حق دارد

1. Iran Integrated Petroleum Contract (IPC)
2. Technical Service Contract (TSC)

۳. طاهری‌فرد، ۱۳۸۷.

در صورت اکتشاف میدان هیدروکربوری و تجاری بودن آن، مستقیماً و بدون قرارداد جدید با سقف مشخص و ثابت، عملیات توسعه را به‌عهده گیرد.

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

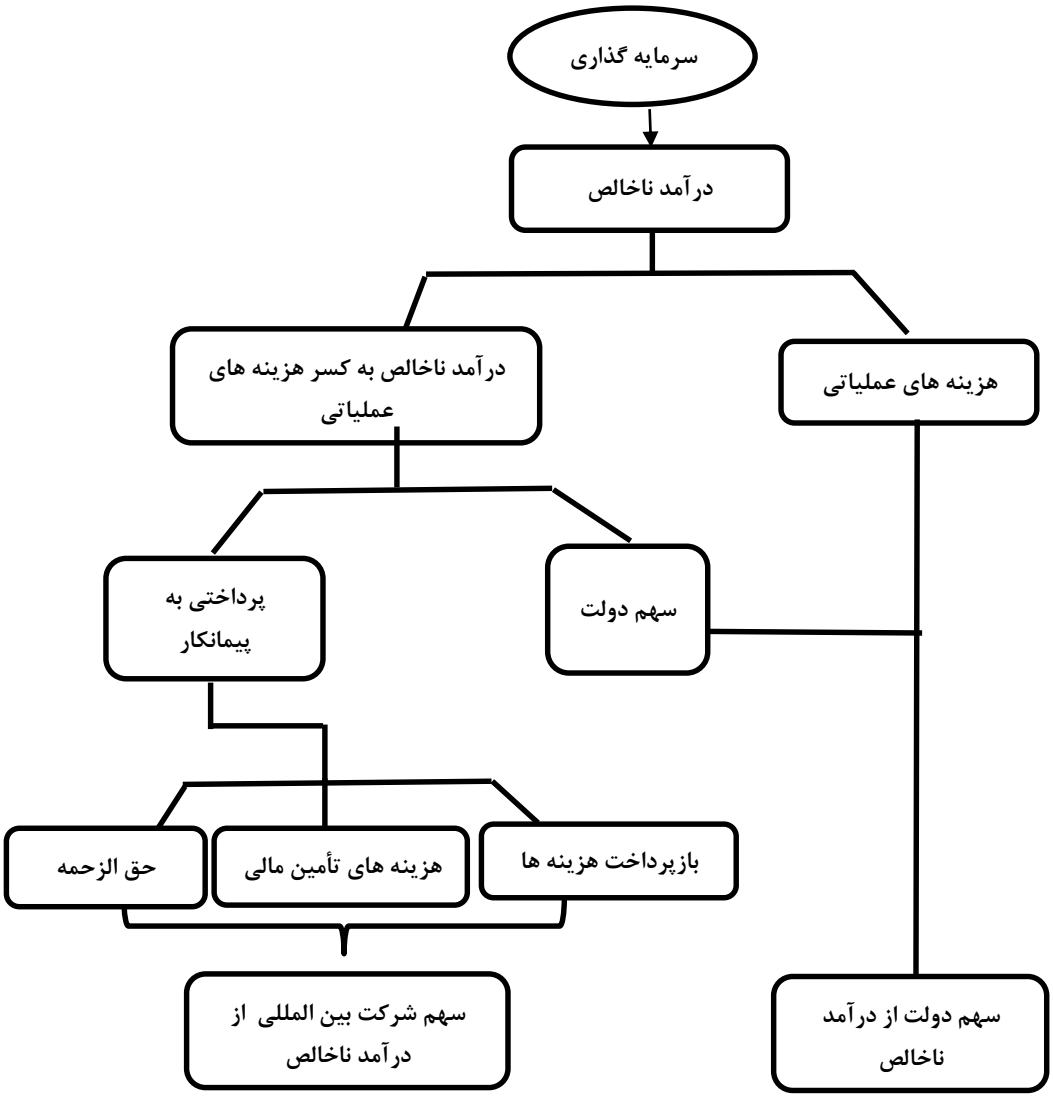
ـ هرچند در این نوع از قراردادها نسبت به نسل اول انعطاف بیشتری برای تعیین مبلغ قرارداد وجود دارد، لیکن بعد از مشخص شدن هزینه‌های سرمایه‌ای بعد از انجام مناقصات و صدور سفارش خرید تجهیزات (تقریباً ۱۸ ماه پس از امضای قرارداد)، سقف تعیین شده ثابت بوده و طی اقساط مساوی در دوره مربوطه به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

در قراردادهای بیع‌متقابل نرخ بازده داخلی شرکت پیمانکار نفتی با توافق طرفین در قالب مذاکرات مشخص می‌شود که معمولاً میزان آن بین ۱۲ الی ۱۵ درصد است. این نرخ بازدهی براساس میزان سرمایه‌گذاری توافق شده و برنامه تولید تعهد شده توسط پیمانکار و تحت تأثیر مقادیر اقساط هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های بانکی تعیین می‌شود. با توجه به اینکه بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری در اقساط ثابت و در دوره بازپرداخت توافق شده انجام می‌شود، براساس آن هزینه‌های بانکی نیز بر پایه نرخ بهره مشخص، قابل محاسبه خواهد بود. تنها قلم پرداخت به پیمانکار که می‌تواند در تطبیق با گزینه‌های دوره بازپرداخت و نرخ بازدهی داخلی پیمانکار تعیین شود، پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار است. بنابراین میزان حق‌الزحمه‌ای که می‌تواند نرخ بازدهی توافق شده پیمانکار را حاصل کند، بایستی محاسبه و در برنامه مالی پیمانکار درج شود. بنابراین مقدار حق‌الزحمه‌ای که ارزش خالص مجموع دریافتی‌ها و پرداختی‌های پیمانکار در دوره قرارداد را با توجه به نرخ بازدهی داخلی توافق شده برای پیمانکار معادل صفر قرار می‌دهد، همان میزان حق‌الزحمه مورد نظر است که پس از محاسبه در جدول بازپرداخت‌ها منظور می‌شود و چون در این شیوه مقدار حق‌الزحمه کل پیمانکار محاسبه می‌شود لذا پس از محاسبه این رقم می‌بایستی آن را به اقساط مساوی در طول دوره بازپرداخت تبدیل و در جدول بازپرداخت‌های سالانه قرارداد.[۱]

ساختار کلی رژیم مالی این قرارداد در نمودار ۱ نشان داده شده است.

۱. حاجي ميرزايي، ۱۳۹۵.

نمودار ۱. ساختار مالی قراردادهای بیع‌متقابل



به‌رغم تلاش‌های حقوقی صورت گرفته برای موظف کردن پیمانکار به رعایت موازین تولید صیانتی و تأمین اهداف مد نظر دولت در قرارداد، عملکرد واقعی قراردادهای اجرا شده نشان از این واقعیت دارد که صرف تکلیف حقوقی پیمانکار بدون تعبیه موارد انگیزشی در رژیم مالی قرارداد، کارآمدی لازم را در این زمینه ندارد.

بررسی عملکرد قراردادهای بیع‌متقابل حاکی از آن است که به‌طور کلی در نسل اول قراردادهای توسعه بیع‌متقابل، ۱۶ پروژه بالادستی به پیمانکاران مختلف همچون توتال، شل، اِنی و سایر شرکت‌های خارجی و داخلی واگذار شد که هدف آن دستیابی به افزایش تولید یک میلیون بشکه در روز بود. اما در دوره مورد بررسی نتایج حاکی از آن است که متأسفانه در خوشبینانه‌ترین حالت، تنها ۵۸ درصد از سطح تولید مذکور محقق شده است و تنها تولید نفت میدان دارخوین و بلال به سطح برنامه رسیده‌اند. در مابقی پروژه‌ها، تولید تحقق‌یافته یا به سطح برنامه تعیین شده نرسیده است و یا پس از دوره آزمایشی

۲۱روزه، تولید به‌سرعت کاهش یافته است.[۱]

قراردادهای نفتی بیع‌متقابل نواقص بسیاری داشته و منافع ملی ما را تأمین نکرده است. معین بودن تعهدات طرف قرارداد قبل از شروع عملیات، کوتاه بودن مدت قرارداد بیع‌متقابل و تأثیر منفی آن در تولید صیانتی، فقدان انگیزه کافی برای پیمانکار به‌منظور کاهش هزینه و انتقال تکنولوژی، تحمل ریسک توسط کشور صاحب ذخایر، تولید غیرصیانتی از مخازن نفتی، دانش ناکافی طرف خارجی نسبت به مخازن ایران، عدم انعطاف قرارداد در مقابل اطلاعات به‌دست آمده از مخزن، ابهام در چگونگی تدوین برنامه جامع توسعه میدان[۲] اشکالاتی است که بر این قراردادها وارد است. ازاین‌رو بررسی این قراردادها از ابعاد اقتصادی جهت رفع یا کاهش این نواقص ضرورتی انکارناپذیر است.[۳]

در اینجا به‌منظور رعایت اختصار نقاط ضعف قراردادهای بیع‌متقابل به‌صورت فهرست‌وار بیان می‌شود:

الف) کوتاه بودن طول دوره قرارداد و طول دوره آزمایشی جهت تحویل پروژه،

ب) عدم توزیع مناسب ریسک‌های مختلف بین طرفین،

ج) عدم ایجاد انگیزه مستقیم و غیرمستقیم برای استفاده و انتقال تکنولوژی پیشرفته،

د) عدم تعامل مناسب بین کارفرما و پیمانکار در طول دوره اجرای قرارداد،

هـ) عدم حضور مستقیم و مشارکت شرکت ملی نفت در مدیریت، فاینانس و ریسک پروژه،

و) عدم انعطاف‌پذیری قرارداد نسبت به قیمت نفت و هزینه‌های مربوطه،

ز) مشخص نبودن امکانات و ظرفیت‌های داخلی موجود جهت استفاده در پروژه،

ح) نبود انگیزه کافی جهت صرفه‌جویی در هزینه‌های سرمایه‌ای و استفاده از ظرفیت‌های داخلی و در مقابل وجود ارتباط مستقیم میان پاداش پیمانکار و هزینه‌های سرمایه‌ای،

ط) عدم نظارت کافی کارفرما بر پروژه و تصویب طرح جامع توسعه میدان پیشنهادی ازسوی پیمانکار بدون بررسی وسیع میدان.

با توجه به نقاط ضعف فوق از یک‌سو و عدم جذابیت قراردادهای بیع‌متقابل از منظر پیمانکاران خارجی ازسوی‌دیگر، شرکت ملی نفت تصمیم به ارائه مدل جدیدی از قراردادهای بالادستی موسوم به IPC کرده است که در قسمت بعد معرفی می‌شود.

۲-۱. قراردادهای یکپارچه نفتی ایران (IPC)

رژیم مالی قراردادهای یکپارچه نفتی ایران موسوم به IPC که تشابه زیادی با قراردادهای خدمات فنی

---

۱. لازم به ذکر است از میان سه نسل قراردادهاي بیع‌متقابل، به‌جز قرارداد توسعه میدان یادآوران که از نوع نسل سوم است، تنها نسل اول قراردادهاي توسعه به مرحله اجرا درآمده است. قراردادهاي اکتشاف نسل اول و اکتشاف و توسعه نسل دوم هیچ‌کدام به موفقیت لازم نرسید. جزئیات مربوط به عملکرد قراردادهاي بیع متقابل در پیوست ۱ آمده است.

2. Master Development Plan (MDP)

۳. درخشان، ۱۳۸۵.

عراق (TSC) دارد به نوعی ترکیبی از قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای مشارکت در تولید است. به این معنا که همانند بیع‌متقابل هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل درآمد میدان بازپرداخت می‌شود و هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم طی دوره پنج الی هفت سال تقسیط می‌گردد. درواقع بخشی از عواید حاصل از نفت تولیدی در این قراردادها در قالب نفت هزینه[۱] و پاداش به شرکت خارجی تعلق می‌گیرد. وجه تشابه این قرارداد با قراردادهای مشارکت در تولید این است که اولاً حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری نیز ادامه پیدا می‌کند و ثانیاً با پرداخت دستمزد به‌صورت فی در هر بشکه/فوت مکعب و ارتباط پلکانی میان دستمزد و قیمت نفت و گاز به نوعی پیمانکار را در سود حاصل از عواید میدان شریک می‌کند.

مهمترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع‌متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است که این مسئله در مقایسه با قراردادهای بیع‌متقابل می‌تواند باعث ایجاد انگیزه کافی برای پیمانکار جهت حداکثر کردن تولید انباشتی از میدان و تولید صیانتی از میدان شود.

تفاوت مهم دیگر که در قراردادهای بیع‌متقابل مسئله‌ای مهم و عامل کاهش جذابیت قراردادهای مذکور می‌شود این است که به‌جای مشخص شدن و ثابت بودن هزینه‌های سرمایه‌ای در زمان انعقاد قرارداد، هزینه سرمایه‌ای اصطلاحاً سقف باز (Open Capex) است و ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای به‌دلیل تغییر رفتار مخزن در طول زمان و یا تغییر شرایط بازار از دوش پیمانکار برداشته شده است.

همچنین برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل که دستمزد پیمانکار به همراه هزینه‌ها در قالب اقساط مساوی طی پنج الی هفت سال بازپرداخت می‌شد، در قراردادهای IPC، دستمزد پیمانکار براساس میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت، عامل R، سطح تولید و نوع میدان شناور است. این مکانیسم باعث انعطاف‌پذیری کافی در قرارداد می‌شود و با توجه به پذیرش ریسک کاهش تولید توسط پیمانکار، انگیزه کافی جهت استفاده از روش‌ها و تکنولوژی‌های پیشرفته جهت حفظ سطح تولید در طول دوره قرارداد را برای پیمانکار ایجاد می‌کند. همچنین تعلق دستمزد بیشتر در صورت افزایش قیمت نفت تا حدودی جذابیت قرارداد را نسبت به سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری پیمانکار در دوره‌های با قیمت بالا، حفظ می‌کند.

لذا می‌توان به‌طور کلی ساختار قراردادهای IPC را نسبت به قراردادهای بیع‌متقابل، منعطف‌تر و دارای پویایی‌های بیشتری دانست.

۳-۱. رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی

برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل که پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری حضور نداشت، در قراردادهای IPC شرکت بهره‌بردار در همه فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد. رژیم مالی این قرارداد در

---

۱. Cost Petroleum

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؛ چرا که در این قرارداد نیز همانند قرارداد خدماتی بیع‌متقابل پرداخت مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد و همچون قرارداد مشارکت در تولید حتی پس از بازیافت تمام هزینه‌های عملیاتی پیمانکار وی همچنان از بخشی از عایدات میدان تا پایان مدت زمان قراردادی منتفع می‌شود.

همان‌طور که در نمودار ۲ مشاهده می‌شود، کلیه هزینه‌های عملیات نفتی از محل تولیدات قابل تخصیص (نفت هزینه) به شرکت پیمانکار مستهلک خواهند شد. همچنین علاوه‌بر هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار دستمزد معینی نیز به وی تعلق می‌گیرد که از محل درآمد میدان در کنار هزینه‌های مذکور پرداخت می‌شود. جزئیات هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار در ادامه تشریح شده است.

۱-۳-۱. نفت هزینه

هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی‌بر قرارداد نفتی ایران صورت می‌گیرد به چهار دسته ذیل تقسیم‌بندی می‌شود:

۱-۱-۳-۱. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم[1] (DCC)

هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف برنامه توسعه و دیگر اهداف عملیات (توسعه) ضروری‌اند؛ این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شود:

ـ هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به هدف تولید اولیه؛ میزان این هزینه‌ها برآورد شده و در قرارداد به‌عنوان تعهد متصدی عملیات نفتی برای هزینه‌کرد این مخارج و دستیابی به اهداف تولید اولیه درج خواهد شد؛ درواقع این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم ثابت و غیرقابل تغییر خواهد بود.

ـ هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی؛ براساس نتایج حاصل از عملیات ارزیابی و تولید اولیه و با در نظر گرفتن رفتار مخزن و طرح توسعه جامع میدان هزینه‌های لازم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی توسط طرفین هر ساله مورد بازنگری و تصویب قرار می‌گیرد. برنامه و بودجه سالانه را که باید کمیته مشترک توسعه[2] (JDC) و شرکت ملی نفت تأیید کنند معیار تأیید و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای خواهد بود و انحراف از بودجه سالانه نباید بیشتر از ۵ درصد باشد. درواقع این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هرساله طبق رفتار مخزن و شرایط بازار (نهاده‌ها) تعیین می‌شود.

۲-۱-۳-۱. هزینه‌های غیرمستقیم[3] (IDC)

هزینه‌های غیرمستقیم شامل کلیه هزینه‌هایی است که به‌وسیله پیمانکار برای انجام عملیات نفتی به

1. Direct Capital Cost (DCC)
2. Joint Development Co.
3. Indirect Capital Cost (IDC)

نهادها و ارگان‌های دولتی پرداخت شده‌اند همچون انواع مالیات، عوارض گمرکی و حق بیمه تأمین اجتماعی. این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق سازوکار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهند شد، صرفاً شامل «هزینه‌های قانونی ایران» می‌باشند.

۳-۱-۳-۱. هزینه‌های پول[1] (COM)

یکی دیگر از ردیف‌های هزینه‌ای قابل بازیافت در قرارداد جدید نفتی ایران، «هزینه پول» یا هزینه‌های تأمین منابع مالی برای پروژه است. در قرارداد بیع‌متقابل نیز این ردیف هزینه‌ای تحت عنوان «هزینه‌های بانکی» و به‌منظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش‌بینی شده است؛ برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل که به همه هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیرمستقیم انجام شده توسط پیمانکار بهره تعلق می‌گرفت، در این قرارداد تنها به هزینه‌های غیرمستقیم و تأخیر در بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر بهره تعلق می‌گیرد. نرخ محاسبه این هزینه‌ها از جمع نرخ بهره لایبور[2] به‌علاوه درصد مورد توافق حاصل می‌شود.

۴-۱-۳-۱. هزینه‌های عملیاتی (Opex)

هزینه‌های عملیاتی شامل تمام هزینه‌ها و مخارجی است که پیمانکار به‌منظور اجرای برنامه‌های توسعه و تولید و برنامه کاری و بودجه سالانه مصوب انجام می‌دهد به‌جز هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های بانکی.

۲-۳-۱. دستمزد

علاوه‌بر بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه بانکی منبع درآمد دیگر شرکت‌های پیمانکار دستمزدی است که میزان آن در قرارداد تعیین می‌شود. درواقع این مبلغ به‌عنوان دستمزد ارائه خدماتی است که شرکت نفتی پیمانکار ارائه کرده است. این خدمات اعم از مهندسی، تأمین کالا و ساخت ارائه شده، تأمین مالی و انتقال تکنولوژی مورد توافق در پروژه مورد نظر است. برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل که دستمزد پیمانکار از ابتدا به‌صورت مقداری ثابت[3] تعیین می‌شود، در قراردادهای IPC پرداخت دستمزد براساس میزان تولید محقق شده از میدان و به‌صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌شود. در مدل اولیه عوامل مختلفی ازجمله فاکتور R به‌عنوان عامل تعدیل دستمزد ارائه شده بود لیکن در آخرین ویرایش قرارداد ازجمله در قرارداد فاز ۱۱ عملاً فقط تغییرات قیمت گاز طبیعی بر دستمزد تأثیر دارد.

۳-۳-۱. بازیافت هزینه‌ها و دستمزد

درخصوص نحوه بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش‌بینی شده است که این مطالبات از محل عایدات میدان و در قالب «نفت هزینه» مستهلک خواهند شد. منظور از نفت هزینه عبارت است

---

1. Cost of Money (COM)

۲. LIBOR: نرخ بهره پیشنهادي بین‌بانکي لندن.

۳. معمولاً حدود نیمی از هزینه سرمایه‌ای به‌عنوان دستمزد تعیین می‌شود.

از: «بخشی از تولیدات تخصیص یافته به‌منظور بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های تعهد و پرداخت شده اکتشاف، توسعه، تولید، هزینه‌های پول و حق‌الزحمه توسعه و بهره‌برداری (از میدان) بوسیله متصدی اکتشاف، توسعه و تولید میدان، برحسب مورد». شایان ذکر است که میزان نفت هزینه در هر دوره از ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان تجاوز نخواهد کرد و حداکثر معادل ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان خواهد بود.

بدین‌ترتیب هزینه‌های سرمایه‌ای که تا هنگام شروع تولید اولیه (یا نهایی از میدان در مورد میادین در حال تولید[1]) صورت گرفته حداکثر ظرف پنج الی هفت سال از زمان انجام هزینه باید پرداخت شود، لیکن آغاز بازپرداخت این هزینه‌ها بعد از شروع تولید اولیه و از محل تولیدات میدان خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ایی که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده است، نیز ظرف پنج الی هفت سال از تاریخ هزینه‌کرد تسویه می‌شوند.[2] هزینه‌های پول یا بانکی نیز برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، از تاریخ هزینه‌کرد لغایت سال بازیافت منظور شده و در دوره بازیافت مستهلک می‌شوند. همچنین هزینه‌های غیرمستقیم قبل از شروع تولید اولیه ظرف پنج الی هفت سال از زمان هزینه‌کرد و شروع پرداخت آن از تاریخ تولید اولیه خواهد بود. هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه نیز ظرف پنج الی هفت سال از تاریخ هزینه‌کرد این مخارج تسویه خواهند شد.[3]

در نمودار ۲ ساختار کلی رژیم مالی این قرارداد و وجوه تمایز آن با قراردادهای بیع‌متقابل نمایش داده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، دو تفاوت اصلی در ساختار رژیم مالی این دو قرارداد، نبود سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای IPC[4] و تغییر در نحوه پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار است، به‌گونه‌ای که برخلاف تعیین کل دستمزد پیمانکار در ابتدای قرارداد به صورت ثابت و تقسیط آن در طول دوره بازپرداخت در قرارداد بیع‌متقابل، در قراردادهای IPC دستمزد براساس فی در هر بشکه (یا هزار فوت مکعب گاز) تولیدی پرداخت می‌شود و بخشی از ریسک افت تولید از میدان به پیمانکار منتقل خواهد شد. هرچند در قرارداد بیع‌متقابل ادعا می‌شد افت تولید میدان باعث به تأخیر افتادن بازپرداخت مطالبات پیمانکار می‌شود (به‌دلیل سقف ۶۰ درصدی تعیین شده درخصوص بازپرداخت مطالبات از محل عایدی میدان)، لیکن به‌دلیل 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.

---

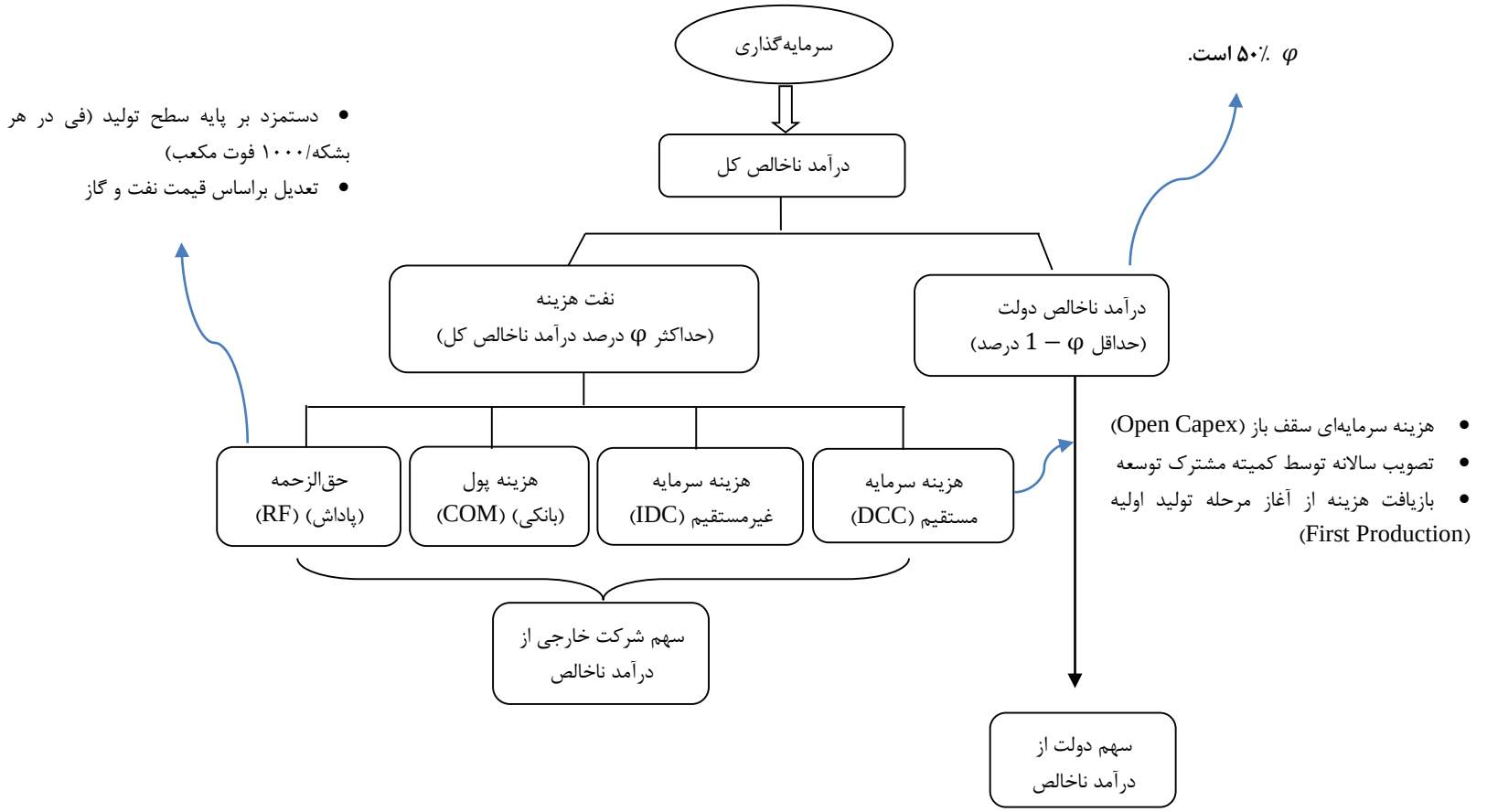
1. Brown Fields

۲. شایان ذکر است، برای مخارج سرمایه‌ای مستقیمی که در سال‌های پایانی قرارداد شرکت خارجی انجام می‌داد، در صورتی که نفت هزینه به اندازه کافی نباشد که بتواند بازیافت این هزینه‌ها را پوشش دهد، شرکت ملی نفت ایران متعهد خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه انجام شده را در فرایند قابل قبول طرفین مسترد کند. بنابراین می‌توان گفت عملاً سقفی برای انجام هزینه سرمایه‌ای مستقیم وجود ندارد.

۳. حسینی، ۱۳۹۳، ص ۶۷.

٤. برخلاف قرارداد بیع‌متقابل که حداکثر ۱۸ ماه پس از انعقاد قرارداد سقف بازپرداخت براي کل دوره قرارداد مشخص مي‌شد و در صورت عبور هزینه‌هاي صورت گرفته توسط پیمانکار از این سقف، هزینه‌هاي اضافي بازپرداخت نمي‌شد.

نمودار ۲. مقایسه ساختار کلی رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و IPC



۲. تبیین دقیق رژیم مالی قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی

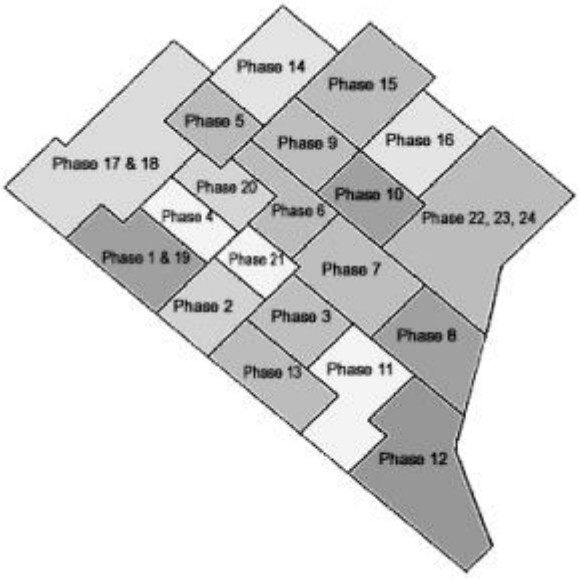
۱-۲. تاریخچه توسعه پارس جنوبی با تاکید بر فاز ۱۱

۱-۱-۲. ارزیابی کلی فازهای اجرا شده

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 کرد و در خرداد سال ۱۳۷۷ شرکت نفت و گاز پارس ـ شرکت مجری توسعه میدان پارس جنوبی ـ تأسیس و جایگزین شرکت متن شد.

بنابر آخرین اطلاعات، مساحت میدان پارس جنوبی در بخش ایران آن ۳۷۰۰ کیلومتر مربع با حجم ذخایر ۱۴ تریلیون متر مکعب گاز به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات، معادل ۸ درصد ذخایر گازی جهان و ۴۰ درصد ذخایر ایران است.

شکل ۱. چینش بلوک‌های مختلف در بخش ایرانی میدان پارس جنوبی



در جدول ۱ مشخصات فازهای توسعه‌یافته این میدان نشان داده شده است.

جدول ۱. مشخصات فازهای توسعه‌یافته (میلیون دلار)

فاز	پیمانکار	نوع قرارداد	هزینه سرمایه‌ای		هزینه بانکی		دستمزد		مدت قرارداد	
			مصوب	تحقق یافته	مصوب	تحقق یافته	مصوب	تحقق یافته	مصوب	تحقق یافته
فاز ۱	پتروپارس	بیع‌متقابل	۷۳۰	۷۸۰	۸۰	۸۰	۱۳۰	۱۳۰	۴۶ ماه	۶۰ ماه
فاز ۲و۳	توتال	بیع‌متقابل	۲۰۱۲	۱۹۷۵	۸۰۷	۴۹۶	۱۴۰۰	۱۴۲۲	۷۲ ماه	۸۲ ماه
فاز ۴و۵	اِنی/پتروپارس	بیع‌متقابل	۱۹۲۸	۲۴۶۱	۹۲۵	۵۰۰	۱۰۷۴	۱۰۷۴	۷۲ ماه	۸۲ ماه
فاز ۶و۷و۸	پتروپارس	بیع‌متقابل	۱۹۶۴		۶۱۶		۹۰۷		۶۶ ماه	۹۹ ماه به‌رغم فقدان واحد شیرین‌سازی
فاز ۹ و ۱۰	IOEC/OIEC/LG (۱)	فاینانس خودگردان	۱۵۹۸ (۲)	۴۱۴۹ (۳)			۰		۵۲ ماه	۱۱۴ ماه(۴)
فاز ۱۲	پتروپارس	بیع‌متقابل	۳۴۵۰	۷۳۰۰ (۵)	۱۵۹۳		۲۲۲۳		۶۶ ماه	۱۲۵ ماه(۶)
فاز ۱۵ و ۱۶	کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های آریا نفت شهاب، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی، صف، ایزوایکو و حفاری داناکیش(۷)	فاینانس خودگردان	۲۰۹۶	۶۰۰۰ (۸)			۰		۵۲ ماه	۱۰۸ ماه(۹)
فاز ۱۷ و ۱۸	سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، شرکت ملی حفاری ایران، مهندسی و ساختمان صنایع نفت و صدرا	مهندسی، کالا و اجرا (EPC)	۲۵۰۰	۶۳۰۰ (۱۰)					۵۲ ماه	۱۳۰ ماه(۱۱)
فاز ۱۹	پتروپارس و مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی	مهندسی، کالا و اجرا (EPC)	۵۶۸۸						۴۰ ماه(۱۲)	۸۲ ماه(۱۳)
فاز ۲۰ و ۲۱	مهندسی و ساختمان صنایع نفت	مهندسی، کالا و اجرا (EPC)	۵۲۰۰						۴۰ ماه(۱۴)	۸۲ ماه

۱. 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 اجرایی طرح آغاز شد.

۲. مرکز پژوهش‌های مجلس (۱۳۸۸)، مهندس سیدصادق کاشانی، توسعه میادین نفت و گاز.

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

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

5. www.isna.ir/news/93112916344.

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

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

۸. خبرگزاری ایلنا، کد خبر: ۲۹۷۶۵۴.

۹. تاریخ عقد قرارداد دی ماه ۱۳۸۵ بوده و پالایشگاه ششم در دی ۱۳۹۴ افتتاح رسمی شده است. لیکن ظرفیت واحد بازیافت اتان این پالایشگاه در سال ۱۳۹۶ تکمیل شده است (http://www.spgc.ir/fa/newsagency/433/).

10. www.isna.ir/news/94110603279

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

۱۲. با در نظر گرفتن تولید زودهنگام ۳۵ ماه.

۱۳. قرارداد نهایی در خرداد ۱۳۸۹ امضاء شده است. تولید زودهنگام در فروردین ۱۳۹۵ و افتتاح رسمی در فروردین ۱۳۹۶ صورت گرفته است. (www.nioc.ir)

۱۴. مناقصه در خرداد ۱۳۸۸ برگزار و مدت قرارداد ۵۲ ماه تعیین شد. لیکن قرارداد ازسوی شرکت ملی نفت تنفیذ نشده و در خرداد ۱۳۸۹ با زمان کمتر و مبلغ کمتر در قالب طرح‌های ۳۵ ماهه امضاء شد.

۲-۱-۲. 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. محل در نظر گرفته شده برای پالایشگاه فاز ۱۱ نیز ازجمله فازهایی است که در شهرستان کنگان واقع شده و بین پالایشگاه فاز ۱۹ و محل طرح پالایشگاه سیراف قرار دارد.

شکل ۲ موقعیت جغرافیایی فاز ۱۱ پارس جنوبی را نشان می‌دهد.

شکل ۲. موقعیت جغرافیایی فاز ۱۱ پارس جنوبی

اواخر دهه هفتاد شرکت ملی نفت ایران و شرکت توتال فرانسه برای توسعه بخش بالادستی فاز ۱۱ پارس جنوبی و ساخت یک کارخانه حدود ۱۰ میلیون تنی تولید LNG به توافق رسیدند و تفاهمنامه‌ای بین دوطرف به امضاء رسید. پس از امضای این تفاهمنامه، شرکت پتروناس مالزی هم برای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی اعلام آمادگی کرد و با توافقی سه‌جانبه شرکت ملی نفت ایران ۵۰ درصد، شرکت توتال فرانسه ۴۰ درصد و پتروناس مالزی ۱۰ درصد از سهام، توسعه بخش بالادستی و پایین‌دستی را به‌عهده گرفتند.

اما عقد این تفاهمنامه و انجام مطالعات مهندسی همزمان با افزایش حساسیت‌های بین‌المللی نسبت به فعالیت‌های صلح‌آمیز هسته‌ای ایران بود و طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۷ شرکت نفتی توتال به بهانه افزایش قیمت جهانی فولاد و در پی آن بالا رفتن هزینه‌های پروژه، در اجرای عملیات توسعه‌ای فاز ۱۱ تعلل کرد و با مخالفت شرکت ملی نفت با پیشنهاد افزایش هزینه اجرای پروژه در نهایت توتال از فاز ۱۱ پارس جنوبی خارج شد.

پس از خروج توتال، در سال ۱۳۸۸ مذاکراتی بین شرکت نفت و شرکت CNPC چین آغاز و درنهایت قراردادی با ارزش حدود ۵ میلیارد دلار بین این دو شرکت امضاء شد، اما چینی‌ها نیز در این پروژه کاری از پیش نبردند و سرانجام در پاییز ۱۳۹۱ اقدام به ترک پارس جنوبی کردند. پس از خروج چینی‌ها از این پروژه، مذاکراتی بین شرکت نفت و شرکت‌های داخلی مانند پترو ایران، تأسیسات دریایی و پترو پارس انجام شد تا اینکه شهریورماه ۱۳۹۱ عملیات توسعه فاز ۱۱ به شرکت پتروپارس واگذار شد، اما چندی پس از این اقدام، با توجه به اولویت‌بندی صورت گرفته در زمینه توسعه فازهای پارس جنوبی و با توجه به محدودیت مالی موجود، پترو پارس از این پروژه خارج شد. در نهایت چندی پیش سه شرکت به صورت کنسرسیوم به رهبری توتال پا در میدان فاز ۱۱ گذاشته‌اند.

این فاز که در بخش‌های مرزی مخزن پارس جنوبی قرار دارد، امروز به لحاظ فشار مخزن از وضعیت مطلوبی برخوردار نیست. درواقع بخش‌هایی از مخزن که در سمت قطر قرار گرفته 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 اوسط دهه ۸۰ و فازهای ۱۲ و ۱۵ و ۱۶ نیز در چند سال اخیر به تولید رسیده است. بنابراین شاید بتوان گفت فاز ۱۱ پرریسک‌ترین فاز توسعه پارس جنوبی است که باید با آخرین فناوری‌های روز دنیا به توسعه می‌رسید؛ در غیر این صورت باید شاهد افت فشار و در نتیجه بلااستفاده ماندن سکوهای آن در دریا باشیم. حضور شرکت توتال در این فاز را می‌توان برای ایران مغتنم شمرد تا با بومی‌سازی فناوری ساخت سکوهای تقویت فشار، مسئله افت فشار میدان پارس جنوبی که احتمالاً طی دهه آتی بسیار مشکل‌ساز خواهد بود تا حدودی مرتفع شود.

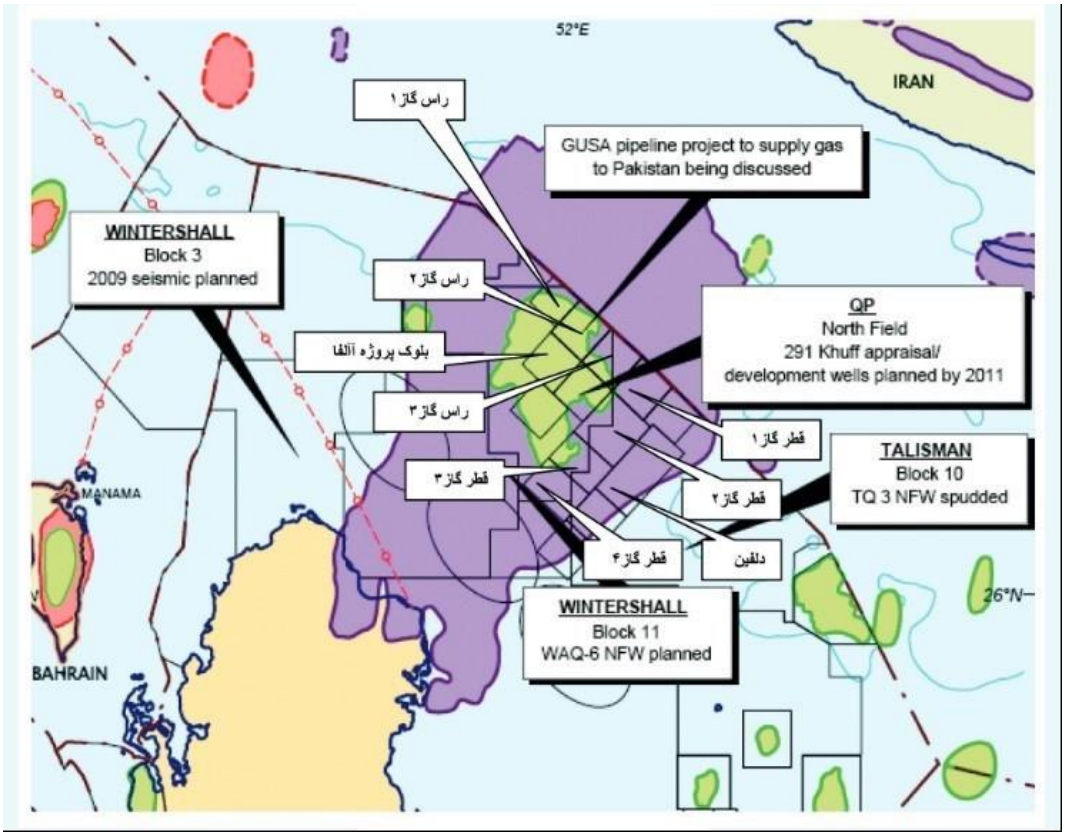
۳-۱-۲. بررسی توسعه و تولید فازهای طرف قطری

بخش قطری میدان مشترک پارس جنوبی با نام «گنبد شمالی» شناخته می‌شود. قطر همه نیاز داخلی و صادراتی گاز خود را از «گنبد شمالی» تأمین می‌کند. طبق برآوردهای صورت گرفته میزان ذخایر

گازی بخش قطری این میدان مشترک، ۳۶ تریلیون مترمکعب است که IEA میزان قابل استحصال گاز در بخش قطری را حدود ۲۶ تریلیون مترمکعب تخمین زده است.

موقعیت مهمترین پروژه‌های قطر در میدان «گنبد شمالی» در شکل ۳ قابل مشاهده است.

شکل ۳. موقعیت مهمترین پروژه‌های قطر در میدان «گنبد شمالی»



قسمت عمیق‌تر مخزن گازی پارس جنوبی که بین دو کشور مشترک است، در بخش قطری قرار دارد و ساختار این مخزن نشان می‌دهد که شیب آن به‌سمت قطر است و هرچه قطر برداشت بیشتری داشته باشد، سیر حرکت منابع گازی و میعانات به‌سمت قطر بیشتر می‌شود.

قطر توسعه «گنبد شمالی» را از سال ۱۹۹۱ آغاز کرده اما ایران توسعه «پارس جنوبی» را از سال ۲۰۰۱ آغاز کرده است که در شروع به کار ۱۰ سال از قطر عقب مانده است. در فاصله سال‌های ۱۹۹۱ تا ۲۰۰۱، قطر حدود ۲۱۰ میلیارد مترمکعب گاز از این میدان استخراج کرد که به ارزش آن زمان، حدود ۶۰ میلیارد دلار برای قطر درآمد به‌دنبال داشته است.

وضعیت کلی پروژه‌های گازی قطر در جدول ۲ بیان شده است.

جدول ۲. وضعیت کلی پروژه‌های گازی قطر در میدان گازی پارس جنوبی

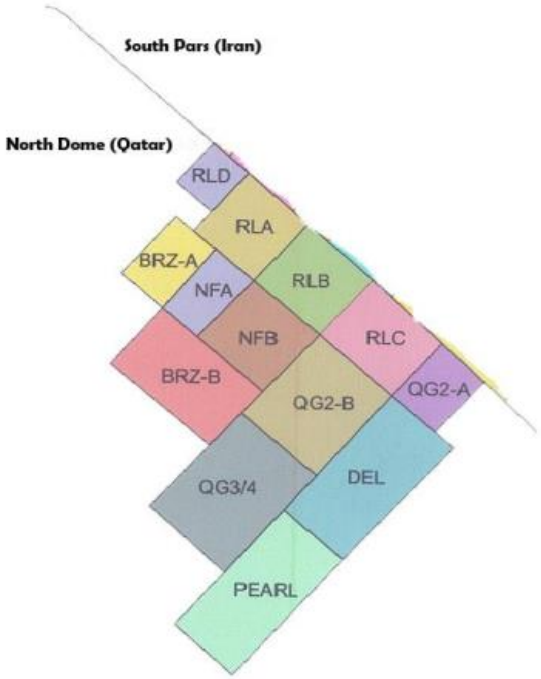
طرح‌ها	نام پروژه		ظرفیت اسمی تولید گاز	ظرفیت تولید سالانه گاز/LNG		تاریخ شروع EPC	سال شروع بهره‌برداری (برنامه‌ریزی شده)	هزینه سرمایه‌ای	تعداد چاه
		ردیف	میلیون متر مکعب در روز	میلیارد متر مکعب	میلیون تن			میلیارد دلار	
طرح‌های LNG	قطرگاز ۱	۱و۲و۳	۴۵	۱۲/۹	۹/۳		۱۹۹۶		۲۰
	قطرگاز ۲	۴	۸۲	۱۰/۶	۷/۸	۲۰۰۴	ف۲ ۲۰۰۸ (ف۱ ۲۰۰۸)	۱۲	۳۰
		۵		۱۰/۶	۷/۸		ف۳ ۲۰۰۹ (۲۰۰۸)		
	قطرگاز ۳	۶	۴۰	۱۰/۶	۷/۸	۲۰۰۵	۲۰۱۰ (۲۰۰۹)		۳۳
	قطرگاز ۴	۷	۴۰	۱۰/۶	۷/۸	۲۰۰۵	۲۰۱۱ (۲۰۱۰)		
	رأس‌گاز ۱	۱ و ۲	۳۱	۹	۶/۶	۱۹۹۳	۱۹۹۹		۱۵
	رأس‌گاز ۲	۳	۲۳	۶/۴	۴/۷	۲۰۰۱	۲۰۰۴		۷
		۴	۳۴	۶/۴	۴/۷	۲۰۰۲	۲۰۰۵		۹
		۵	۳۴	۶/۴	۴/۷	۲۰۰۴	۲۰۰۶		۹
	رأس‌گاز ۳	۶	۴۰	۱۰/۶	۷/۸	۲۰۰۵	۲۰۰۹		۱۴
		۷	۴۰	۱۰/۶	۷/۸	۲۰۰۵	۲۰۱۰ (۲۰۰۹)		۱۴
تولید گاز	آلفا		۲۳	۲۱			۱۹۹۱		۱۶
	الخلیج ۱		۲۴	۲۱		۲۰۰۳	۲۰۰۵	۱/۱	-
	الخلیج ۲		۴۰	۳۵		۲۰۰۶	۲۰۱۰	۳	۱۸
	بارزان		۴۸	۴۰		۲۰۰۷	۲۰۱۵	۱۰/۴	-
	دلفین		۷۰	۵۷		۲۰۰۴	۲۰۰۷	۷ (+۳/۵)	۲۴

Sources: http://www.qatargas.com/english/operations/offshore
https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/al-khaleej/
https://www.albawaba.com/business/al-khaleej-gas-phase-1-launched-qatar
https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/barzan-gas-project-ras-laffan-qatar/

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، قطر پروژه‌های متعددی در میدان گنبد شمالی تعریف کرده و در سال ۲۰۱۴ با ۱۶ فاز تولیدی ظرفیت برداشت گاز از بخش قطری میدان مشترک پارس جنوبی به میزان

۶۸۰ میلیون مترمکعب در روز بوده است[1] و ایران نیز در پایان سال ۱۳۹۵ برداشت ۳۷۹ میلیون مترمکعبی در روز از میدان گازی پارس جنوبی داشته است.

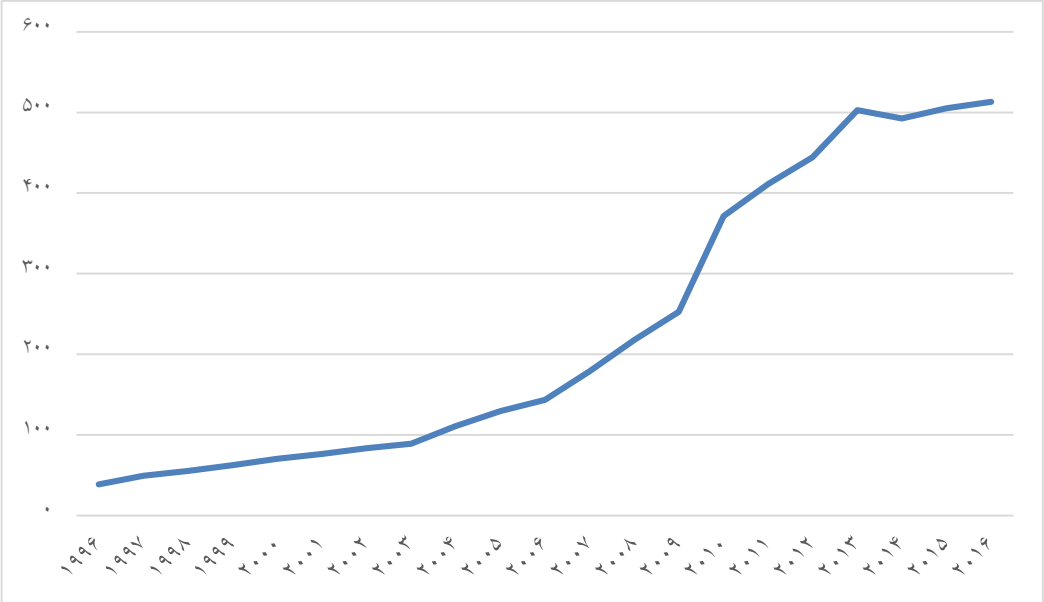
شکل ۴. چینش بلوک‌های مختلف در میدان گنبد شمالی (قطر)



درواقع تولید این کشور از ۳۸/۵ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۹۹۶ بعد از تکمیل توسعه این میدان در سال ۲۰۱۴، به ۵۱۳ میلیون مترمکعب در روز در سال ۲۰۱۶ رسیده است. در نمودار ۳ روند تولید گاز از میدان «گنبد شمالی» قطر نشان داده شده است.

۱. همچنین گاز سبک تولیدی قطر از این میدان بنابر آخرین اطلاعات موجود در سالنامه آماری BP برابر با ۴۹۶ میلیون متر مکعب در روز در سال ۲۰۱۶ بوده است. درحالی‌که گاز سبک تولیدی ایران از میدان پارس جنوبی براساس اطلاعات دریافتی از شرکت ملی گاز در سال ۱۳۹۵ برابر با ۳۳۴ میلیون متر مکعب در روز بوده است. بر این اساس می‌توان گفت در سال ۱۳۹۵ تولید گاز سبک از بخش قطری میدان پارس جنوبی تقریباً ۱/۵ برابر تولید در بخش ایران بوده است. همچنین گاز دریافتی پالایشگاه‌های پارس جنوبی از سکوهای نصب شده در این سال مجموعاً ۳۷۹ میلیون متر مکعب در روز بوده است.

نمودار ۳. روند تولید قطر از میدان گنبد شمالی (میلیون مترمکعب در روز)

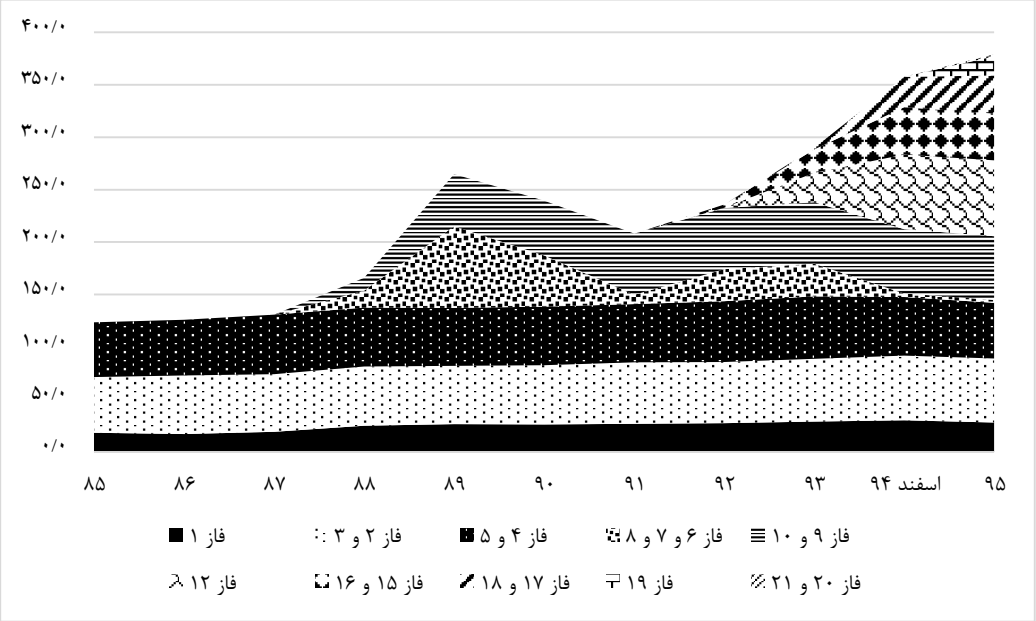


مأخذ: سالنامه آماری BP.

۴-۱-۲. روند تولید گاز از میدان پارس جنوبی توسط ایران

همان‌طور که در نمودار ۴ مشاهده می‌شود، گاز تولیدی از میدان گازی پارس جنوبی از ۱۲۴ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۵ به روزانه ۳۷۹ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۹۵ رسیده است. یکی از نکات قابل توجه، ثبات تولید در فازهای اولیه (فاز ۱، ۲، ۳، ۴ و ۵) است 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 است. این مسئله حاکی از دو نکته حائز اهمیت است: 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 پالایشگاه‌هاست. درواقع می‌توان گفت سرمایه کلانی که طی ۱۰ سال جهت توسعه فازهای سه‌گانه مذکور و ساخت پالایشگاه چهارم صرف شد، در حال حاضر بلااستفاده باقی مانده که بسیار محل تأمل است.

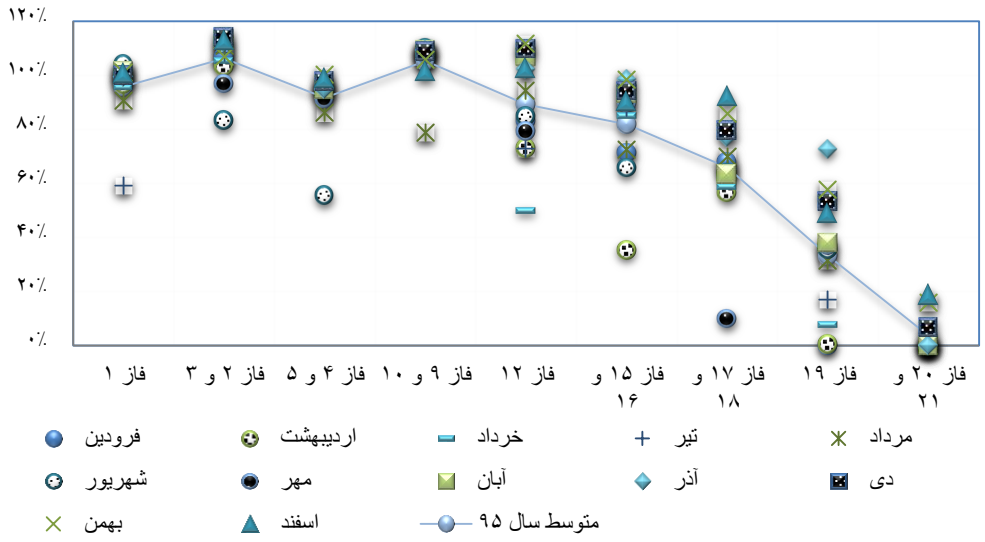
نمودار ۴. گاز دریافتی پالایشگاه‌های پارس جنوبی



مأخذ: وزارت نیرو، معاونت امور برق و انرژی ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۵، گزارش‌های سالانه شرکت ملی گاز.

نسبت ظرفیت به‌کارگیری از پالایشگاه‌های پارس جنوبی در نمودار ۵ نمایش داده شده است. این نسبت در مورد پالایشگاه‌های اولیه (پنج پالایشگاه اول) بالا بوده و در مورد پنج پالایشگاه دیگر (که عمدتاً در دوره تحریم به بهره‌برداری رسیده‌اند) پایین‌تر است.

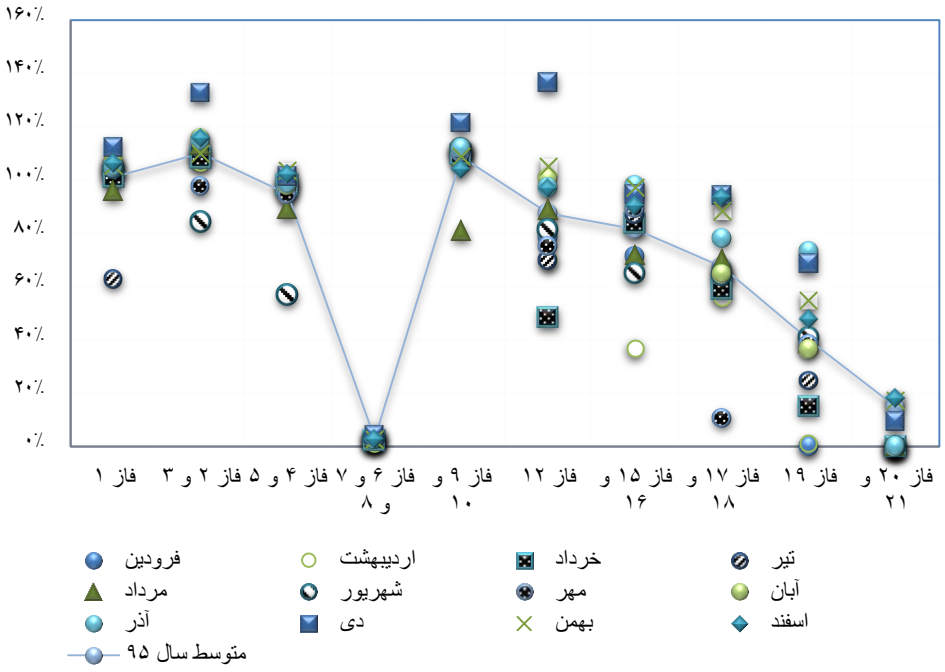
نمودار ۵. نسبت گاز تولیدی به ظرفیت اسمی پالایشگاه‌های پارس جنوبی در سال ۱۳۹۵



مأخذ: گزارش شرکت ملی گاز.

همچنین درخصوص نسبت گاز دریافتی پالایشگاه‌های پارس جنوبی به ظرفیت اسمی همان‌طور که در نمودار ۶ مشاهده می‌شود، وضعیت مشابهی وجود دارد. ضمن اینکه نسبت گاز دریافتی پالایشگاه چهارم (فاز ۶، ۷ و ۸) به ظرفیت اسمی به‌طور قابل توجهی پایین است (متوسط ۳ درصد در سال ۱۳۹۵) و گاز استخراجی از سکوهای فازهای مذکور به سایر پالایشگاه‌های پارس جنوبی (فازهای ۱، ۲، ۳، ۹، ۱۰، ۱۲، ۱۵، ۱۶، ۱۷ و ۱۸) و فجر جم و بیدبلند ارسال شده است.

نمودار ۶. نسبت گاز دریافتی به ظرفیت اسمی پالایشگاه‌های پارس جنوبی در سال ۱۳۹۵



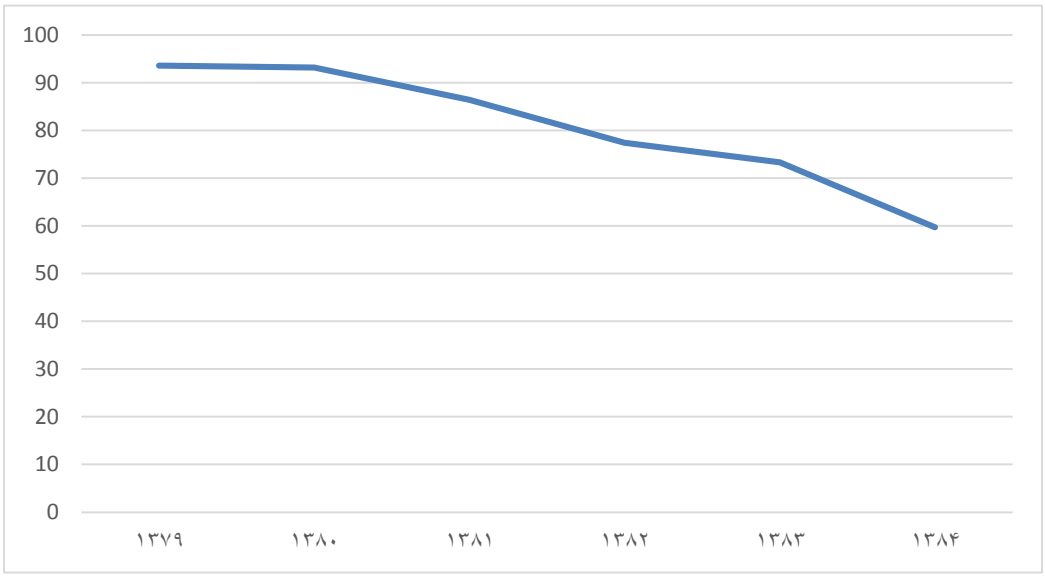
مأخذ: شرکت ملی گاز، گزارش ماهانه.

۲-۲. تحلیل جایگاه توتال در قراردادهای بیع‌متقابل

همان‌طور که اشاره شد، توتال اولین شرکتی است که در سال ۱۳۷۴ توسعه میادین سیری A و E را در قالب قراردادهای بیع‌متقابل به‌عهده گرفت. هدف از آن قرارداد، افزایش تولید نفت این میادین به ۱۲۰ هزار بشکه در روز بود که هیچگاه محقق نشد. روند تولید این میدان بعد از اجرای قرارداد مذکور توسط توتال در نمودار ۷ نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تولید این میدان هیچ‌گاه از ۹۴ هزار بشکه در روز فراتر نرفت و از سال دوم به بعد نیز با افت قابل توجهی روبرو شد.

نمودار ۷. روند تولید میدان سیری A و E

(هزار بشکه در روز)



مأخذ: اطلاعات اخذ شده از نهادهای مطلع.

در حال حاضر تولید این میدان روزانه حدود ۶۰ هزار بشکه است. برخی از چاه‌هایی که این شرکت به نام حفاری کرده در حال حاضر به‌شدت افت تولید داشته و یا متوقف شده است. این مسئله بیانگر این موضوع است که صرف استفاده از شرکت‌های مطرح بین‌المللی برای توسعه میادین نفت و گاز کشور و بدون در نظر گرفتن مکانیسم‌های انگیزشی در رژیم مالی قرارداد، نتیجه مطلوب و بهینه‌ای را به دنبال نخواهد داشت. درواقع کوتاه‌مدت بودن دوره قرارداد و عدم ارتباط مستقیم میان سطح تولید از میدان و پاداش پیمانکار، انگیزه کافی جهت تولید صیانتی توسط پیمانکار و ایجاد تعهد برای وی جهت حفظ سطح تولید بعد از تحویل پروژه را ایجاد نمی‌کند.

کارنامه شرکت توتال اما در توسعه پارس جنوبی متفاوت است. توسعه فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی در بخش بالادستی و احداث پالایشگاه گاز به‌طور مشارکتی با رهبری توتال انجام گرفت. این فاز در دوره طراحی و مهندسی و سپس تأمین تجهیزات و نهایتاً ساخت و راه‌اندازی ازجمله پروژه‌های موفق توتال ارزیابی می‌شود.

مشخصات قرارداد بیع‌متقابل توسعه فاز ۲ و ۳ در جدول ۳ بیان شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود شرکت توتال با هزینه سرمایه‌ای و هزینه بانکی کمتر نسبت به مقدار مصوب، این پروژه را اجرا کرده است. نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای پروژه اما در مقایسه با سایر قراردادهای بیع‌متقابل (که بین ۴۶ تا ۵۶ درصد) بوده است در این قرارداد حدود ۷۰ درصد بوده و با توجه به افزایش نسبی دستمزد محقق شده، درنهایت برابر با ۷۲ درصد بوده است.

جدول ۳. مشخصات قرارداد توسعه فاز ۲ و ۳ (ارقام به میلیون دلار)

هزینه سرمایه‌ای		هزینه بانکی		دستمزد		جمع هزینه		نسبت دستمزد به هزینه سرمایه	
مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب	تحقق‌یافته	مصوب (درصد)	تحقق‌یافته (درصد)
۲۰۱۲	۱۹۷۵	۸۰۷	۴۹۶	۱۴۰۰	۱۴۲۲	۴۲۱۹	۳۸۹۳	۶۹/۶	۷۲

مأخذ: مرکز پژوهش‌های مجلس، کاشانی، توسعه میادین نفت و گاز.

همچنین این شرکت در زمان مقرر پروژه را تحویل داده و در حال حاضر تولید از این فاز پس از گذشت حدود ۱۵ سال در شرایط خوبی به سر می‌برد و تولید آن همچنان پایدار است. نکته مهم اینکه نقشه‌ها و محاسبات فنی و مهندسی این پروژه به‌صورت کامل در سایر پروژه‌ها در دوران تحریم استفاده شد. به‌عبارت‌دیگر توسعه سایر فازها براساس طراحی‌های مهندسی توتال انجام شد، هرچند شرکت توتال رسماً در اقتصاد ایران حضوری نداشت.

۳-۲. 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 شد. کل سرمایه‌گذاری این پروژه حدود ۵ میلیارد دلار برآورد می‌شود که مشخصاً ۲/۲۲۸ میلیارد دلار مربوط به فاز اول و ۲/۶۵۱ میلیارد دلار مربوط به فاز دوم (فشارافزایی) است. 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.

این واگذاری در قالب قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC صورت گرفته است. طبق اطلاعات به‌دست آمده پارامترهای اصلی این قرارداد به‌شرح زیر است.

نرخ دستمزد پایه در نظر گرفته شده در این قرارداد ۵۶/۲۲ سنت بر هزار فوت مکعب[1] است که براساس 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 درصد و در قیمت‌های پایین‌تر ۷۵ درصد خواهد بود. سایر پارامترهای رژیم مالی نیز در جدول ۴ مشخص شده است.

۱. به اضافه ٤/٢٣ سنت در هزار فوت مکعب، دستمزد تخصصی.

جدول ۴. پارامترهای قرارداد نفتی ایران (IPC)

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

مأخذ: اطلاعات اخذ شده از نهادهای مطلع.

به‌منظور شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد و ارزیابی اقتصادی مالی پروژه، پارامترهای اقتصادی پروژه نیز طبق جدول ۵ در نظر گرفته شده است.

جدول ۵. پارامترهای اقتصادی پروژه

پارامتر 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	درصد
نرخ تنزیل	۱۰	درصد

مأخذ: فروض مدل.

زمان‌بندی در نظر گرفته شده درخصوص طول دوره قرارداد به تفکیک دوره توسعه و تولید به همراه مفروضات پروفایل تولید در جدول ۶ آمده است.

جدول ۶. زمان‌بندی پروژه و پارامترهای پروفایل تولید

طول دوره قرارداد (سال)	۲۰
دوره اکتشاف (سال)	-
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 (درصد)	۸٪

* PLATEAU

مجموعه هزینه‌های این پروژه نیز در طول دوره قرارداد به‌شرح جدول ۷ برآورد می‌شود. با توجه به آمار مندرج در جدول، کل هزینه‌های این پروژه ۳۷۸۷/۶ میلیون دلار خواهد بود که با توجه به میزان تولید تجمعی صورت گرفته در پایان دوره قرارداد، معادل ۱/۳۵ سنت بر مترمکعب است.

جدول ۷. ساختار هزینه پروژه

ساختار هزینه	میلیون دلار	دلار بر هزار فوت مکعب	سنت بر متر مکعب
هزینه سرمایه‌ای	۲,۲۲۸/۰۰	۰/۲۱	۰/۷۳
هزینه عملیاتی	۱,۳۳۶/۸۰	۰/۱۲	۰/۴۴
هزینه غیرمستقیم	۲۲۲/۸	۰/۰۲	۰/۰۷
مجموع	۳۷۸۷/۶	۰/۳۸	۱/۳۵

۳. ارزیابی اقتصادی و مالی پروژه فاز ۱۱

۳-۱. درآمد پیمانکار (مشارکت)

۳-۱-۱. پاداش

درآمد پیمانکار در قرارداد IPC به‌طور کلی از دو بخش تشکیل شده است، بازپرداخت هزینه‌های انجام شده و دستمزد. ازآنجاکه دستمزد پیمانکار به‌صورت فی در هر مترمکعب تعیین شده است، مهمترین عامل تأثیرگذار بر مقدار دستمزد، میزان تولید و پروفایل تولید در طول دوره قرارداد است. همچنین همان‌طور که 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 درصد درآمد میدان و در قیمت‌های پایین‌تر، ۷۵ درصد درآمد میدان) فراتر رود. لذا علاوه‌بر میزان تولید، قیمت گاز، مایعات و میعانات گازی میدان نیز بر درآمد پیمانکار تأثیرگذار است.

۲-۱-۳. قیمت گاز غنی

با توجه به وجود ظرفیت خالی در سایر پالایشگاه‌های پارس جنوبی، گاز تولید شده از فاز ۱۱ تحویل پالایشگاه‌های مذکور می‌شود و برخلاف سایر فازهای پارس جنوبی، این فاز فاقد پالایشگاه است. گاز تولیدی به‌صورت گاز غنی است که علاوه‌بر متان دارای ترکیبات سنگین‌تر مایعات و میعانات گازی است که در دیگر پالایشگاه‌های پارس جنوبی جداسازی می‌شود.

طبق اطلاعات به‌دست آمده از قرارداد منعقد شده، قیمت در نظر گرفته شده برای گاز غنی تولیدی از فاز ۱۱ پارس جنوبی براساس فرمول ذیل محاسبه خواهد شد:

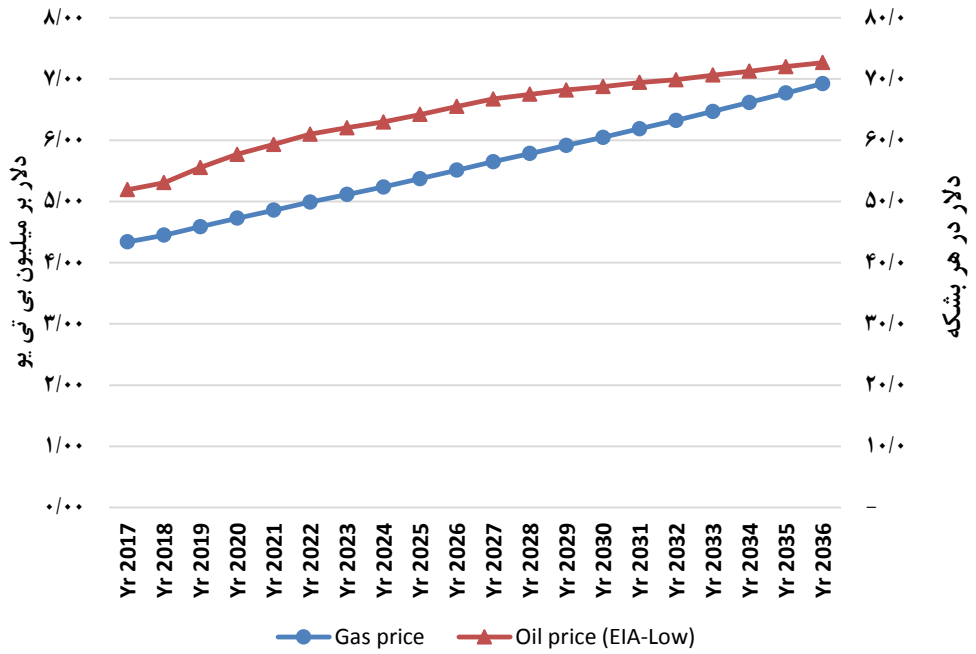
$$P_{gas} = \begin{cases} 2\,\$/MMbtu \;\; ; & if\ P_{oil} < 30\$/bbl \\ 3 + 0/02P_{oil} \;\; ; & if\ 30\$ \le P_{oil} < 50\$ \\ 3/3 + 0/02P_{oil}\,; & if\ P_{oil} \ge 50\$ \end{cases}$$

P_{gas}: قیمت گاز
P_{oil}: قیمت نفت
MMbtu: میلیون پی تی یو
bbl: بشکه نفت
$: دلار

لذا در مدل طراحی شده در این گزارش، به‌منظور پیش‌بینی روند قیمت گاز در سال‌های آتی برمبنای قیمت نفت، از پیش‌بینی اداره اطلاعات انرژی آمریکا درخصوص قیمت نفت در سال‌های آتی استفاده شده است.

بر این اساس قیمت نفت پیش‌بینی شده (در سناریوی پایین) و قیمت گاز طبیعی محاسبه شده با توجه به فرمول بالا در دوره قرارداد به‌صورت نمودار ۸ خواهد بود. قیمت گاز غنی در سال آغاز بازپرداخت حدود ۴/۳ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۱۵/۳ سنت بر متر مکعب) خواهد بود و تا سال انتهای قرارداد به ۶/۹ دلار/میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۲۴/۵ سنت بر متر مکعب) خواهد رسید. بر این اساس متوسط قیمت گاز غنی در دوره ۲۰ ساله قرارداد برابر با ۵/۵۹ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۱۹/۷۶ سنت بر مترمکعب) در نظر گرفته شده است.

نمودار ۸. قیمت گاز غنی و نفت براساس پیش‌بینی قیمت نفت EIA



مأخذ: اداره اطلاعات انرژی آمریکا، EIA.

نکته قابل توجه این است که مبنای قیمتگذاری فوق چندان منطقی به‌نظر نمی‌رسد، چرا که قیمت گاز در منطقه خلیج فارس بسیار پایین‌تر از این میزان بوده و قیمت گاز غنی تحویلی به مجتمع‌های پتروشیمی نیز زیر ۹ سنت بر مترمکعب است. البته طبق محاسبات صورت گرفته، درصورتی‌که 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 کمتر از 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 شود. همچنین با توجه به فرمول قیمتگذاری فوق‌الذکر، قیمت گاز غنی حتی با افت بسیار شدید قیمت نفت، کمتر از ۲ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۷/۱ سنت بر مترمکعب) نخواهد بود. به بیان دیگر قیمتگذاری گاز غنی در قرارداد به گونه‌ای فرموله شده است، 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 فروش میعانات گازی، در صورت افت شدید قیمت نفت و به‌تبع 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 کند. در جدول ۸ نقاط سربه‌سر قرارداد آمده است.

جدول ۸. نقاط سر به سر قرارداد

	*NPV>0	مطالبات معوق	مطالبات معوق در سال ۲۰ ام
متوسط قیمت گاز (سنت بر مترمکعب)	۲/۵۹	۱/۲۰	۴/۶۰
دستمزد پایه (سنت بر هزار فوت مکعب)	۲۰/۵۱	۰۰/۰۰	۰/۰۰
افزایش هزینه	٪-۱۸/۳	٪-۱۰/۸	٪۴۸۱/۵
سایر هزینه‌ها	٪۲۷۳/۰	٪۳۰۴۷/۶	٪۱۰۳۱/۶

مأخذ: نتایج تحقیق.

* NET Present Value (NPV) ارزش فعلی خالص پروژه.

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 است 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 خلیج فارس زیر ۱ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو (معادل ۳/۵ سنت بر مترمکعب) قیمت دارد با قیمت بالای ۱۵ سنت بر مترمکعب به بالا در این قرارداد قیمتگذاری شده و در بهترین شرایط با قیمت زیر ۱۰ سنت به پتروشیمی‌های داخل به فروش می‌رسد.

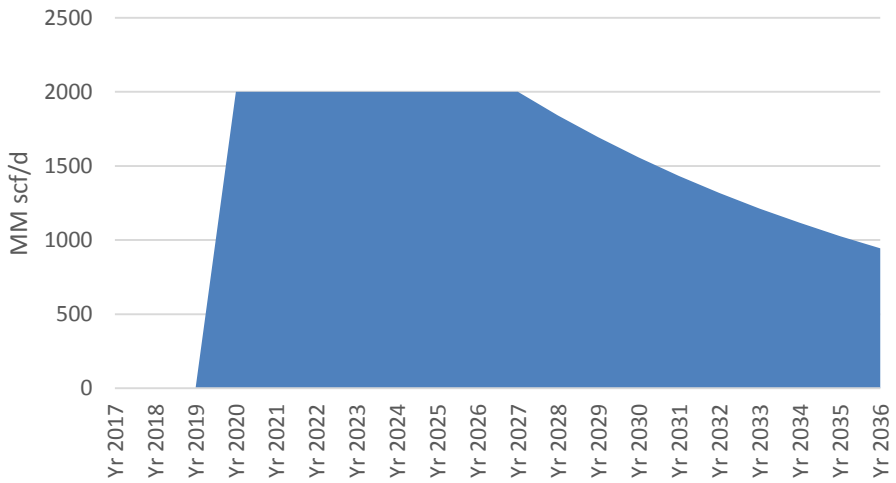
این مسئله باعث می‌شود اولاً دریافتی پیمانکار در مقایسه با دریافتی دولت به‌صورت کاذب بسیار کم محاسبه شود و ثانیاً هیچگاه سقف ۵۰ درصد (و در برخی مواقع ۷۵ درصد) در عمل محدودیتی برای بازپرداخت مطالبات پیمانکار ایجاد نکند و این مؤلفه قرارداد که کارکرد خود را در راستای کنترل جریان نقدی پیمانکار و حفظ درآمد حداقل ۵۰ درصدی برای دولت، از دست بدهد.

۳-۱-۳. پروفایل تولید گاز

پروفایل تولید گاز از فاز ۱۱ پارس جنوبی طبق نمودار ۹ فرض شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود براساس اطلاعات به‌دست آمده از طرح توسعه میدان مذکور، تولید در سال چهارم به پلتو خواهد رسید و حدود هشت سال در پلتو باقی خواهد ماند. بعد از دوره پلتو نیز فرض شده است نرخ کاهش تولید سالانه ۸ درصد باشد. بر این اساس مجموع کل تولید صورت گرفته در ۲۰ سال دوره قرارداد برابر با ۹/۹

تریلیون فوت مکعب خواهد بود. لازم به توضیح است همان‌طور که قبلاً توضیح داده شد فاز دوم این قرارداد (نصب سکوی ۲۰ هزار تنی جهت حفظ سطح تولید) مد نظر قرار نگرفته است، چرا که با توجه به عدم انجام مطالعات مربوطه اجرای آن در هاله‌ای از ابهام قرار دارد.

نمودار ۹. پروفایل تولید مفروض در مدل شبیه‌سازی



مأخذ: فروض مدل.

۴-۱-۳. هزینه‌های پیمانکار

طبق اطلاعات به‌دست آمده هزینه‌های مختلف این پروژه به‌صورت جدول ۹ در نظر گرفته شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود 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 ۹. هزینه‌های پیمانکار

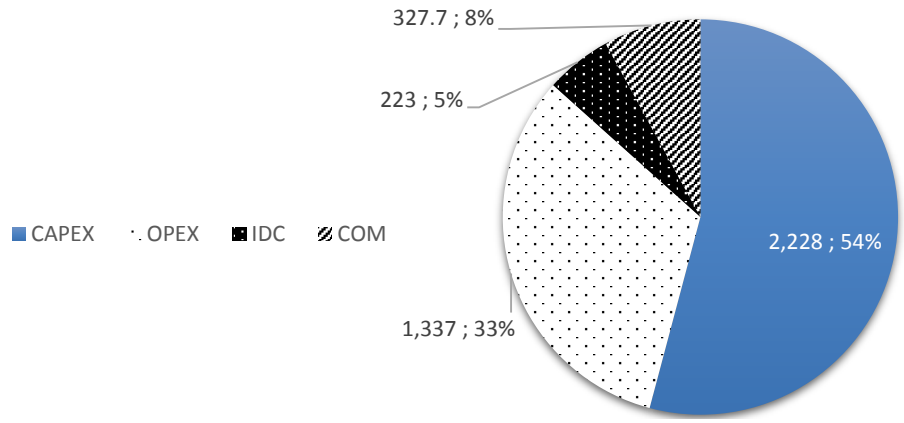
عنوان	توضیحات	میلیون دلار	دلار بر هزار فوت مکعب
هزینه سرمایه‌ای فاز ۱		۲,۲۲۸	۰/۲
هزینه بهره‌برداری	سالانه ۴٪ هزینه سرمایه‌ای	۱,۳۳۷	۰/۱
هزینه غیرمستقیم	۱۰٪ هزینه سرمایه‌ای	۲۲۳	۰/۰
مجموع		۳,۷۸۸	۰/۴

مأخذ: همان.

شایان ذکر است علاوه‌بر هزینه‌های عملیاتی فوق، پیمانکار طرح متحمل هزینه‌های مالی نیز خواهد بود 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 لایبور به اضافه ۰/۵ درصد و سقف

آن ۲ درصد در نظر گرفته شده است. با فرض برابر بودن نرخ هزینه پول برابر با ۲ درصد 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 ۱۰ کل هزینه عملیاتی و مالی پروژه را نشان می‌دهد.

نمودار ۱۰. کل هزینه عملیاتی و مالی پروژه (ارقام به میلیون دلار)

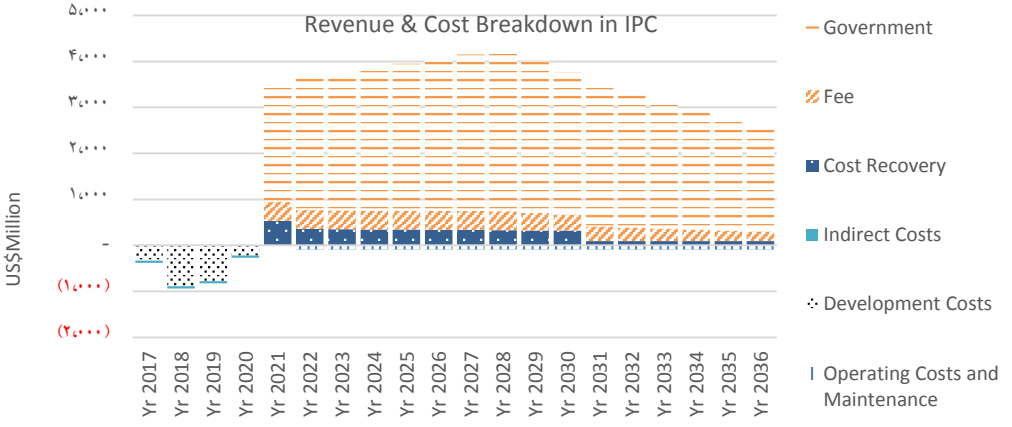


مأخذ: نتایج تحقیق.

۲-۳. جریان نقدی پروژه

طبق نتایج به‌دست آمده، جریان نقدی پروژه طی ۲۰ سال دوره قرارداد به‌صورت نمودار ۱۱ خواهد بود. همان‌طور که ملاحظه می‌شود 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 همان‌طور که مشاهده می‌شود بخشی از درآمد حاصل از میدان به دولت تعلق گرفته و مابقی به‌عنوان بازیافت هزینه‌ها و دستمزد به پیمانکار تعلق خواهد گرفت.

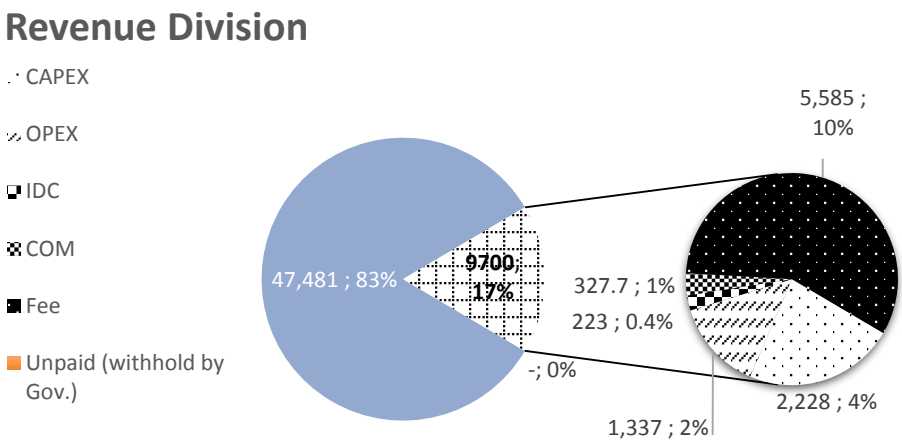
نمودار ۱۱. جریان نقدی پروژه



مأخذ: همان.

همچنین در مجموع تسهیم درآمد ناخالص میدان در طول دوره قرارداد به‌صورت نمودار ۱۲ خواهد بود. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، 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 (معادل۵/۶ میلیارد دلار) به‌عنوان دستمزد به پیمانکار اختصاص پیدا کرده است.

نمودار ۱۲. تخصیص درآمدهای پروژه (ارقام به میلیون دلار)



مأخذ: همان.

۳-۳. برآورد شاخص‌های مالی

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

جدول ۱۰. سودآوری پروژه (میلیون دلار)

	IRR (درصد)	خالص جریان نقدی	دریافتی (درصد)	خالص جریان نقدی تنزیل شده	دریافتی تنزیل شده (درصد)
بازدهی پروژه	۶۱	۴۸,۴۲۲		۱۵,۷۶۵	
بازدهی پیمانکار خارجی	۱۸/۹	۴,۶۰۸	۱۰	۹۹۶	۶
بازدهی دولت	-	۴۲,۷۳۲	۸۸	۱۴,۵۳۵	۹۲
بازدهی پیمانکار داخلی	۱۸/۹	۱,۰۸۱	۲	۲۳۴	۱
دوره بازگشت سرمایه پیمانکار	۳,۲				

مأخذ: فروض مدل.

دوره بازگشت سرمایه نیز ۳/۲ سال (بعد از بهره‌برداری) محاسبه شده است. همچنین برخی از شاخص‌های مالی همچون شاخص سودآوری، ارزش فعلی خالص تولید هر فوت مکعب و اهرم عملیاتی در جدول ۱۱ نشان داده شده است.

جدول ۱۱. شاخص‌های اقتصادی قرارداد برای پیمانکار خارجی

شاخص‌های اقتصادی	
ارزش فعلی پیمانکار خارجی (میلیون دلار)	۴,۶۰۸
نرخ بازده داخلی (درصد)	۱۸/۹
نرخ سودآوری PR[1]	۱/۵
ارزش فعلی (در هر فوت مکعب) دلار	۰/۱۰
اهرم عملیاتی[2] (درصد)	۶

مأخذ: همان.

۱-۳-۳. تحلیل حساسیت

۱-۱-۳-۳. نرخ بازدهی براساس قیمت گاز

ازآنجاکه 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. تحلیل حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت (که

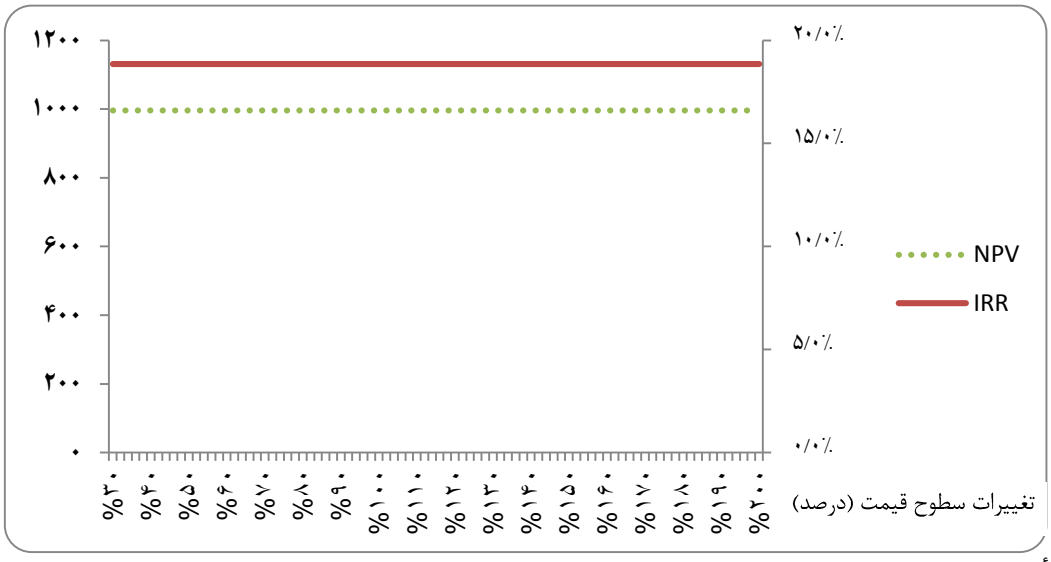
۱. نرخ سودآوری (Profitability Rate) برابر است با نسبت مجموع ارزش فعلی خالص پروژه و هزینه سرمایه‌ای پروژه نسبت به ارزش فعلی خالص هزینه سرمایه‌ای پروژه. درواقع این شاخص سود هر یک دلار سرمایه‌گذاری صورت گرفته شده را اندازه‌گیری کرده و جهت مقایسه پروژه‌های مختلف مورد استفاده شرکت‌های نفتی قرار می‌گیرد (توردو، ۲۰۰۷: ۱۹).

۲. اهرم عملیاتی برابر است با نسبت ارزش فعلی کل هزینه‌های پروژه به ارزش فعلی کل درآمدهای آن‌که هرچه این میزان بالاتر باشد، ریسک کاهش سودآوری پروژه در قیمت‌های پایین بالاتر است.

تعیین‌کننده قیمت گاز تولیدی در این قرارداد است) در نمودار ۱۳ نشان داده شده است. محور افقی نمودار تغییرات سطوح قیمت در کل دوره قرارداد در بازه ۳۰ درصد تا ۲۰۰ درصد سطوح در نظر گرفته شده فعلی را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، تغییرات قیمت نفت و به‌دنبال آن قیمت گاز به‌دلیل بالا بودن قیمت از یک‌سو و عدم کاهش قیمت گاز از کف قیمتی تعیین شده (۲ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو) ازسوی‌دیگر، هیچ تأثیری بر میزان سودآوری پیمانکار ندارد.

درواقع همان‌طور که 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.

نمودار ۱۳. تحلیل حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات قیمت نفت (ارقام به میلیون دلار)



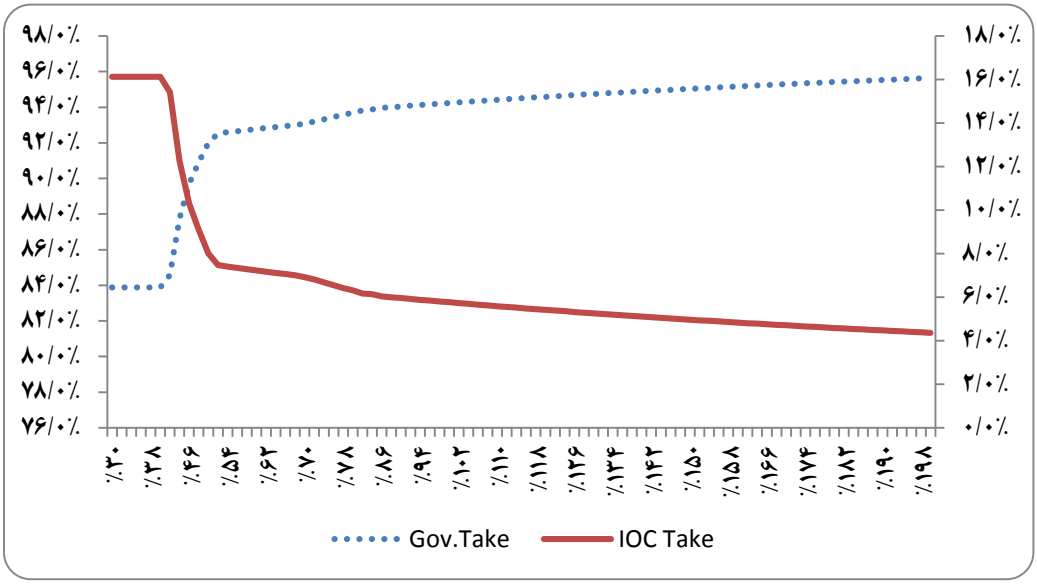
مأخذ: نتایج مدل.

NPV: ارزش خالص فعلی

IRR: نرخ بازده داخلی

همچنین همان‌طور که در نمودار ۱۴ نیز مشاهده می‌شود ازآنجاکه 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. درواقع درصورتی‌که قیمت نفت به کمتر از ۵۰ درصد سطوح فعلی تقلیل یابد دریافتی پیمانکار به‌شدت افزایش می‌یابد.

نمودار ۱۴. تحلیل حساسیت دریافتی طرفین نسبت به تغییرات قیمت

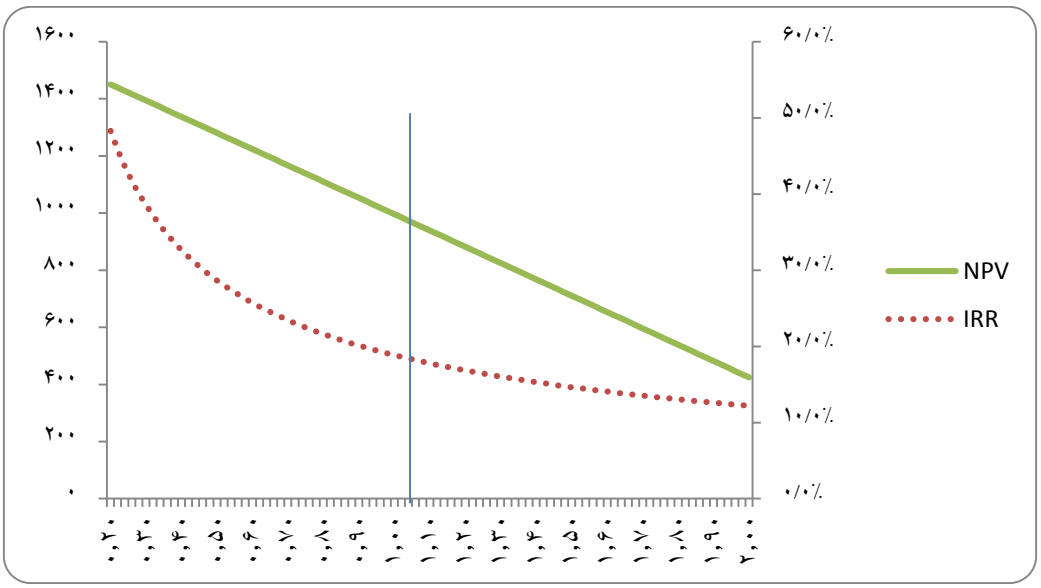


مأخذ: همان.

۲-۱-۳-۳. نرخ بازدهی براساس هزینه‌های سرمایه‌ای

همان‌طور که در نمودار ۱۵ مشاهده می‌شود، 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 نمی‌شود.

نمودار ۱۵. تحلیل حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات هزینه سرمایه‌ای



مأخذ: همان.

۳-۱-۳-۳. نرخ بازدهی براساس نرخ پاداش

طبق نمودار ۱۶ افزایش نرخ دستمزد پیمانکار تأثیر مستقیم بر سودآوری پیمانکار دارد. البته بدیهی است نرخ‌های بسیار بالا به‌دلیل محدودیت سقف بازپرداخت (۵۰ درصد) نبایستی تأثیری بر سودآوری پیمانکار داشته باشد. اما همان‌طور که در نمودار ذیل ملاحظه می‌شود 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 به‌دلیل بالا بودن کاذب سقف بازپرداخت، محدودیتی در بازپرداخت مطالبات پیمانکار به‌وجود نیامده و نرخ بازده داخلی وی افزایش یافته و در مقابل دریافتی دولت کاهش خواهد یافت.

نمودار ۱۶. تحلیل حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به تغییرات دستمزد پایه

مأخذ: همان.

۳-۴. مقایسه شاخص‌های قراردادی فاز ۱۱ پارس جنوبی با فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی

در جدول ۱۲ مهمترین تفاوت‌های موجود در چارچوب قرارداد فاز ۱۱ و فاز ۲ و ۳ که در هر دو قرارداد شرکت توتال رهبری کنسرسیوم مجری پروژه را برعهده داشته مشخص شده است. هزینه سرمایه‌ای توسعه فاز ۲ و ۳ در قرارداد بیع‌متقابل منعقد شده در مهرماه سال ۱۳۷۶ برابر با ۲۰۱۲ میلیون دلار بوده که از این میان، ۱۰۸۴ میلیون دلار به هزینه احداث پالایشگاه مربوط 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 فشارافزایی ۲۰ هزار تنی است) در قرارداد منعقد شده در سال ۱۳۹۶ برابر با ۲,۲۲۸

میلیون دلار در نظر گرفته شده است.[۱]

جدول ۱۲. چارچوب قراردادهای توسعه فاز ۲ و۳ و فاز ۱۱

شرح	فاز ۲ و ۳	فاز ۱۱
نوع قرارداد	بیع‌متقابل	IPC
طول دوره قرارداد (سال)	۶	۲۰
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 (میلیون دلار)	۲۰۱۲	۲۲۲۸
هزینه بانکی (میلیون دلار)	۸۰۷	۳۲۸
دستمزد (میلیون دلار)	۱۴۰۰	۶۷۶۱
نسبت هزینه بانکی به هزینه سرمایه‌ای (درصد)	۴۰۱/۱	۱۴/۷
نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای (درصد)	۶۹/۶	۳۰۳/۵
نسبت دستمزد سالانه به هزینه سرمایه‌ای (درصد)	۱۱/۶	۱۵/۲
بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای (سال)	۵–۷	۱۰

یکی دیگر از تفاوت‌های مهم دوره بازپرداخت هزینه سرمایه‌ای در بیع‌متقابل پنج الی هفت سال بوده است 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 است 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 افزایش یافته است. البته یکی از دلایل افزایش نسبت مذکور حضور بلندمدت پیمانکار در دوره ۲۰ ساله قرارداد است. لذا برای مقایسه بهتر نسبت دستمزد سالانه 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 باز هم 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 می‌شود. درحالی‌که در قرارداد IPC دستمزد پیمانکار تابعی از سطح تولید از میدان است و در صورت افت تولید متناسب با آن کاهش خواهد یافت.

---

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.

جمع‌بندی و ارائه پیشنهادها

به‌طور کلی به‌رغم وجود توان فنی مهندسی کافی در داخل، تجربه سال‌های گذشته حاکی از آن است که صنعت نفت و گاز کشور از یک‌سو با ضعف مدیریت پروژه‌های بزرگ مواجه است و ازسوی‌دیگر در تأمین برخی تجهیزات کلیدی[۱] و تأمین مالی کلان به‌دلیل 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 آن بوده است.

لذا به‌نظر می‌رسد استفاده از شرکت‌های خارجی صاحب دانش و مدیریت در قالب قراردادهای IPC و مشابه آن یکی از راه‌های پیش روی شرکت ملی نفت در توسعه میادین بالادستی کشور است، که از یک‌سو پیمانکار را در ریسک تأخیر پروژه شریک کرده و ازسوی دیگر برخلاف قراردادهای فاینانس، امکان استفاده از تولید داخل را در ساخت و اجرای پروژه فراهم می‌آورد.

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 گزارش به این موضوع با دقت بیشتری پرداخته شده است. مهمترین ابهامات ناظر بر این قرارداد در چارچوب مدل شبیه‌سازی مالی به‌شرح زیر است:

۱. نحوه قیمتگذاری گاز

حسب نتایج این مطالعه در قرارداد مورد بررسی به‌دلیل قیمتگذاری نسبتاً بالای گاز تولیدی از یک‌سو سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار عملاً کارایی نداشته و ازسوی‌دیگر به‌رغم نرخ بازدهی ۱۸/۹ درصدی پیمانکار، دریافتی وی تنها ۹ درصد از درآمد خالص میدان نشان داده می‌شود.

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 نفت‌خام (که به‌دلیل حمل‌ونقل آسان از بازار جهانی و درنتیجه مکانیسم قیمتگذاری مشخصی برخوردار است)، به صورت منطقه‌ای قیمتگذاری می‌شود 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 این قرارداد شرایط پیچیده‌تر است چون گاز تحویلی کنسرسیوم فاز ۱۱ به‌صورت گاز غنی است که شامل گاز سبک، مایعات گازی و میعانات گازی می‌شود. تعیین قیمت این گاز به‌مراتب دشوارتر است.

---

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 آمریکایی است (www.mehrnews.com/news/986928).

تعیین قیمت بالای گاز غنی به‌صورت کاذب روند تسویه حساب با شرکت خارجی را تسریع می‌کند. متأسفانه همان‌طور که 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 نشد.

براساس مدل طراحی شده 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 شده است.

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

مهمترین پیامدهای این مسئله عبارتند از:

ـ دریافتی پیمانکار در مقایسه با دریافتی دولت به‌صورت کاذب بسیار کم محاسبه شود،

ـ هیچگاه سقف ۵۰ درصد (و در برخی مواقع ۷۵ درصد) 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.

ـ 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 بیش‌برآورد هزینه‌ها[2] در وی تقویت می‌شود.

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

1. Gold-plating
2. Over-invoice

۲. مسئله ریالی بودن درآمد حاصل از فروش داخلی گاز

در شرایط فعلی استخراج و تبدیل گاز به ال ان جی برای طرفین قرارداد ممکن و مقرون‌به‌صرفه نخواهد بود. درنتیجه تنها گزینه پیش‌رو، فروش داخلی گاز طبیعی است. درآمد دولت از فروش داخلی گاز به‌طور متوسط ۳ سنت بر مترمکعب است، 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. علاوه‌بر 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 است. 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. علاوه‌بر این اگر درآمدهای ارزی میدان پاسخگوی پرداخت مطالبات نباشد باید به سراغ میادین نفتی رفت. با توجه به عدم کاهش قیمت گاز به زیر ۷/۱ سنت حتی در صورت سقوط قیمت نفت به زیر ۱۰ دلار، براساس نتایج به‌دست آمده از مدل شبیه‌سازی طراحی شده در این پژوهش، طبق قرارداد نباید هیچ مطالبه‌ای از پیمانکار در سال ۲۰ ام، معوق باقی بماند، درحالی‌که بدیهی است با قیمت‌های 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 به‌دلیل قیمت‌گذاری کاذب و ریالی بودن درآمد فروش گاز در داخل، عملاً (به‌خصوص در صورت کاهش شدید قیمت نفت) دولت بایستی از محل درآمد ارزی سایر میادین، مطالبات پیمانکار را بازپرداخت کند 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 قابل پیش‌بینی نیاز داخلی به مصرف گاز به‌راحتی از طریق فازهای موجود پارس جنوبی تأمین خواهد شد و حتی تولید از برخی فازهای پارس جنوبی در فصول بهار و تابستان به‌دلیل نبود مصرف چندان داخلی باید متوقف شود. به‌عبارت‌دیگر در شرایط فعلی عملاً درخصوص درآمد میدان ابهامات جدی وجود دارد و محل مصرف گاز تولیدی با این هزینه روشن نیست.

۴. حسابداری پرداخت اقساط هزینه‌ای و درآمدی

در قراردادهای بیع‌متقابل به‌دلیل ماهیت ثابت قرارداد، مبلغ اقساط از ابتدا مشخص می‌شد و به‌طور ثابت

در هر دوره انجام می‌گرفت اما در قراردادهای جدید مقدار اقساط تابعی از تولید است و لذا در هر دوره تغییر می‌کند علاوه‌بر اینکه محاسبات باید براساس سایر فاکتورهای قرارداد نیز به‌روز شود. محاسبات پرداخت مربوط به اقلام سرمایه‌ای و هزینه بانکی ازجمله مواردی است که محاسبه اقساط را دشوار می‌کند. متأسفانه ظاهراً مدل مالی مشخصی در این خصوص وجود ندارد و عملاً پرداخت‌ها براساس 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 که غیرممکن است. لذا به‌نظر می‌رسد سهم طرف ایرانی کاهش شدیدی داشته باشد و عملاً به پیمانکار شرکت توتال تقلیل جایگاه دهد.

۶. پروفایل تولید

در این مورد نیز متأسفانه روشن نیست که پروفایل تولید بر چه اساسی تعیین شده است و مسیر کاهش تولید که براساس آن 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 شود. 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 به‌نظر می‌رسد هیچگاه سکوی تقویت فشار نصب نشود. چون بازپرداخت آن از محل عواید میدان بسیار دشوار به‌نظر می‌رسد.

درنهایت 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 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 به‌منظور فشارافزایی هیچگاه عملیاتی نخواهد شد.

---

1. Suction

با توجه به موارد فوق‌الذکر پیشنهادهای ذیل جهت بهبود قراردادهای آتی ارائه می‌شود:

۱. قیمتگذاری واقعی گاز تولیدی براساس مؤلفه‌های بازار منطقه (خلیج فارس) و کاهش کف قیمت (عرض از مبدأ در فرمول قیمت) متناسب با قیمت نفت،

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[1] و نه نقدی،

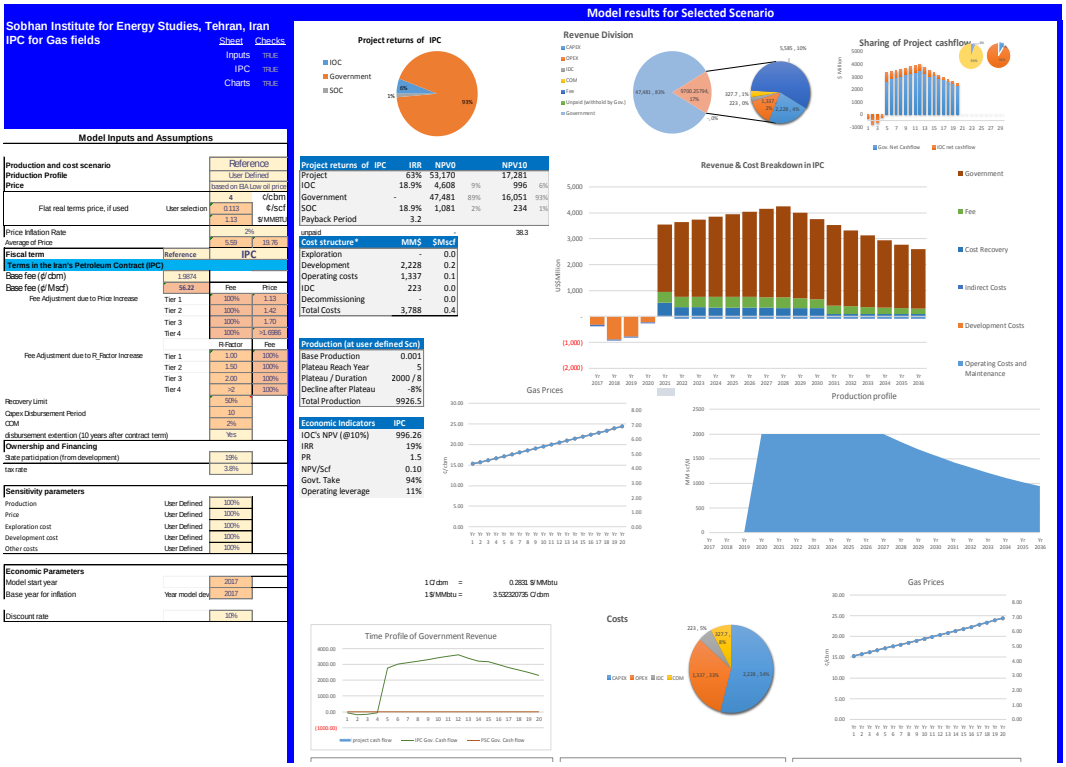
۳. تعهد پیمانکار در بازاریابی و فروش بخشی از گاز تولیدی (به‌صورت ال‌ان‌جی و یا صادرات از طریق خط لوله به کشورهای همسایه)،

۴. تعدیل دستمزد پیمانکار متناظر با قیمت و عامل R (جهت کنترل درآمد بادآورده و فزاینده 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.

پیوست ۱. نمایی از مدل شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد



1. in kind

شناسنامه گزارش:	مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی	شماره مسلسل: ۱۶۰۰۵

عنوان گزارش: شبیه‌سازی مالی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین‌کنندگان: حامد صاحب‌هنر، علی طاهری‌فرد

همکار: مهدخت متین

مدیر مطالعه: فریدون اسعدی

ناظران علمی: حسین افشین، مهدی فقیهی

ویراستار تخصصی: ـــــــ

ویراستار ادبی: ـــــــ

واژه‌های کلیدی:

۱. IPC

۲. قرارداد بیع‌متقابل

۳. پارس جنوبی

۴. فاز ۱۱

۵. قطر

۶. گنبد شمالی

۷. گاز طبیعی

تاریخ انتشار: ۱۳۹۷/۵/۳۰