فصل‌نامهٔ مطالعات اقتصاد انرژی/ سال ششم / شماره ۲۲/ پاییز ۱۳۸۸/ صفحات ۱۶۵- ۱۱۹

بررسی اثر نوسان قیمت نفت خام بر دریافتی طرفین قراردادهای نفتی (یک مطالعه موردی)

سید غلام حسین حسن‌تاش

عضو هیأت علمی موسسه مطالعات بین المللی انرژی f.hassantash@gmail.com

ثمین صبحی

کارشناس پژوهش آموزشکده سما دانشگاه آزاد اسلامی واحد خوراسگان saminsobhi@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۸۸/۶/۹ تاریخ پذیرش: ۸۸/۹/۲۵

چکیده

طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۸، قیمت‌های جهانی نفت افزایش شدیدی را تجربه کرد، به‌طوری‌که از ۶ دلار و ۲۷ سنت، به بیش از ۱۴۰ دلار به ازای هر بشکه رسید.

بالا رفتن قیمت‌های جهانی نفت ابعاد جدیدی از تفاوت‌ها بین انواع قراردادهای نفتی و به‌ویژه دو نوع قرارداد مشارکت در تولید و خدماتی بیع متقابل را برجسته کرد. تاکنون به بررسی و مقایسه‌ی قراردادهای نفتی از جنبه‌ی نحوه تقسیم منافع بین دولت میزبان و شرکت پیمانکار، پرداخته شده است، اما این مقاله که حاصل یک تحقیق در این زمینه است، قصد دارد به مبحثی بپردازد که شاید تاکنون کم‌تر به آن توجه شده است و منجر به پاسخگویی به این سئوال می‌شود که دولت‌های میزبان و شرکت‌های نفتی بین‌المللی در روندهای مختلف قیمت نفت و بر مبنای پیش‌بینی‌ای که از قیمت‌های آتی نفت دارند، کدام گزینه قراردادی را ترجیح می‌دهند؟ و آیا پیش‌بینی‌ها از قیمت‌های جهانی نفت، تأثیری در انتخاب گزینه‌ای قراردادی دارد یا خیر؟

در این مقاله ضمن مقایسه‌ی تطبیقی انواع قراردادهای توسعه بالادستی در صنعت نفت، خصوصا به تفاوت دونوع قرارداد مشارکت در تولید و خدماتی، به‌ویژه از منظر نحوه تسهیم دریافتی‌ها میان شرکت‌های بین‌المللی نفتی و دولت‌های میزبان، پرداخته شده است و نحوه تاثیرگذاری روندهای مختلف قیمت‌های نفت بر میزان این دریافتی‌ها مورد بررسی قرار گرفته است.

طبقه‌بندی JEL : Q41, L24, K12

کلید واژه: قراردادهای نفتی، مشارکت در تولید، بیع متقابل، قیمت نفت، بخش بالادستی.

Archive of SID

www.SID.ir

۱- مقدمه

ساختار و نحوه‌ی عقد قراردادهای توسعه‌ی میادین نفتی همواره یکی از عمده‌ترین مسائل صنعت نفت به‌ویژه برای دولت‌های میزبان و شرکت‌های نفتی بین‌المللی بوده است. دولت‌های میزبان طی سالیان متمادی در تلاش برای تعدیل گزینه‌های قراردادی خود به نحوی که منافعشان را بیش از پیش تأمین کند، بوده‌اند. طی این سال‌ها، گزینه‌های قراردادی از سیستم‌های امتیازی به قراردادهای مشارکتی و قراردادهای خدماتی تغییر کرده‌اند.

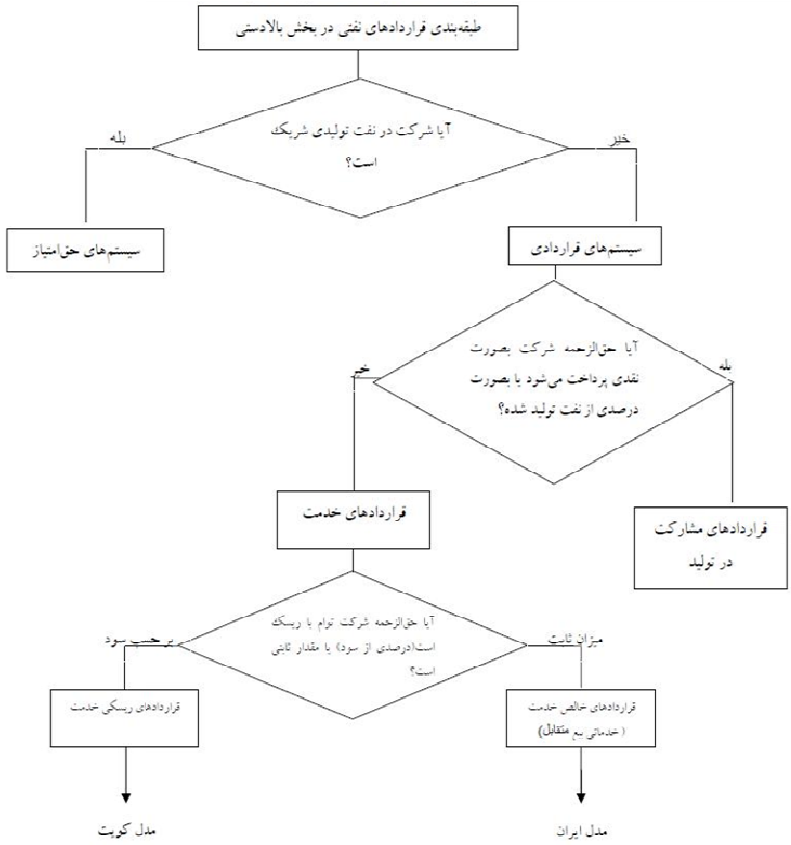
در این مقاله سعی می‌شود ضمن معرفی اجمالی انواع قراردادها و شیوه‌های تأمین مالی در بخش بالادستی صنایع نفت وگاز، مقایسه‌ای بین مدل رایج در ایران که قرارداد خدماتی بیع‌متقابل است، قراردادهای مشارکت در تولید انجام شود، به گونه‌ای که به‌ویژه تفاوت‌های مالی این قراردادها در شرایط نوسانات قیمت نفت مشخص و به تأثیر این نوسانات بر دریافتی‌های طرفین در چارچوب این دو قرارداد پرداخته شود.

قراردادهایی که دولت‌های میزبان در زمینه‌ی نفت و گاز در بخش بالادستی منعقد می‌کنند، عمدتا به دو دستهٔ کلی سیستم‌های امتیازی و سیستم‌های قراردادی تقسیم می‌شوند. در نمودار (۱) چارچوب کلی تقسیم‌بندی الگوهای قراردادی ارائه شده، که به تفکیک به توضیح هر یک پرداخته می‌شود.[1]

1- International Exploration Economics, Risk &Contract Analysis By Daniel Johnston, Pen well Books.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار ۱- تقسیم بندی الگوهای قراردادی

۲- انواع سیستم‌های قراردادی

۱-۱- سیستم‌های امتیازی [1] یا بهرهٔ مالکانه و مالیات [2]

اولین نوع قراردادهای منعقد شده در زمینه‌ی نفت و گاز در دنیا، گزینه‌ی امتیازی بوده است [3]. طبق این قرارداد دولت میزبان (HGC) [4] مالکیت مخزن را به یک شرکت

1 - Concession Contracts.
2 - Royalty & Tax.
۳- رجوع کنید به کتاب: کالبد شکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت (قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل)، گروه نویسندگان، انتشارات کویر، تهران ۱۳۷۹.
4 - Host Government Country.

Archive
www.SID.ir

نفتی بین‌المللی واگذار و در قبال آن تا پایان دوره قرارداد، بهره‌ی مالکانه (حق مالکانـه) و هم‌چنین درصدی از درآمد خالص را به‌عنوان مالیات دریافت می‌کند. بر طبق این نـوع قرارداد، در صورتی‌که عملیات اکتشاف مؤفقیت‌آمیز باشد، طول قرارداد معادل طول عمر میدان، یعنی بین ۲۵ تا ۴۰ سال و در غیراین‌صورت ۵ تا ۶ سال در نظر گرفته می‌شـود. طی سال‌های ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰، در پی ملی شـدن صـنایع نفـت، در بـیش‌تـر کشـورهای نفت‌خیز جهان این نوع قرارداد دستخوش تحولات عمده‌ای شد. در حال حاضر این نـوع قرارداد در ۱۲۰ کشور جهان از جمله انگلستان، دانمـارک، هلنـد، آمریکـا و غیـره مـورد استفاده قرار می‌گیرد، که البته با انواع اولیه‌ی آن تفاوت‌هائی داشته و انعطاف بیش‌تـری پیدا کرده‌اند، به‌طوری‌که منافع کشور میزبان را به نحوی بهتر از قبل تأمین می‌کنند.

۲-۲- سیستم‌های قراردادی

۲-۲-۱- قراردادهای مشارکتی _ قراردادهای مشارکت در تولید

این نوع قراردادها عمدتاً پس از ملی شدن‌ها رواج یافت. دراین نوع قراردادهـا مالـک منبع، دولت است و مدیریت عملیات را معمولاً شرکت ملی نفت با مشارکت پیمانکار، بـا عنوان کمیته‌ی مدیریت مشترک JMC[1] برعهده دارد، به‌طوری‌که نفت و گاز تولید شـده بین دولت و شرکت سرمایه‌گذار تقسیم می‌شود.

در این نوع قراردادها شرکت برای دولت فعالیت کـرده و در سـود و زیـان حاصـل از تغییرات قیمت نفت، هزینه‌ها و هم‌چنین ریسک موجود سهیم است. پیمانکار، متعهد به پرداخت مالیات و در برخی اوقات بهـره‌ی مالکانـه اسـت. دراین نـوع قراردادهـا تأمـین هزینه‌ی اکتشاف بر عهده‌ی شرکت است، در صـورت عـدم مؤفقیـت، تمـامی هزینـه‌هـا برعهده‌ی اوست و در صورت مؤفقیت، ادامه‌ی فعالیت با سرمایه‌گـذاری مشـترک انجـام می‌شود. مدیریت فنی، اجرایی و اداری با پیمانکار بوده، ولـی بهـره‌بـرداری بـا مـدیریت مشترک انجام می‌پذیرد. بازاریابی در این قرارداد معمولاً توسط پیمانکار انجام مـی‌شـود، چرا که ممکن است برخی کشورها بازار کافی برای فروش نفت خود نداشته باشند.

در حال حاضر در قاره‌ی آفریقا (کشورهای الجزایـر، آنگـولا، کـامرون، مصـر، گـابن، لیبی، بنین، برونـدی، گینـه، اکـوادور، اتیـوپی، غنـا، کنیـا، موریتـانی، سـودان، تانزانیـا،

1 - Joint Management Committee.

Archive of SID

www.SID.ir

موزامبیک، توگو، زئیر، نیجریه و زامبیا)، قاره‌ی اروپا (آلبانی، ترکیه، لهستان و یوگسلاوی)، منطقه‌ی خاور دور (چین، هند، اندونزی، مالزی، بنگلادش، میانمار، نپال، تیمور، سریلانکا و ویتنام)، در منطقه خاورمیانه (بحرین، عمان، قطر، سوریه، یمن و اردن) و در آمریکای جنوبی (السالوادور، گوآتمالا، هندوراس، جامائیکا، پاناما، پورتوریکو، ونزوئلا، برزیل، آرژانتین و اوروگوئه)، قراردادهای مشارکت در تولید منعقد می‌شود.

البته با توجه ساختار مخازن هیدروکربوری، میزان هزینه‌های تولید نفت وگاز [1] در این کشورها بالاتر از کشورهای عضو اوپک نظیر کویت، امارات، عراق، عربستان و ایران است و در کشورهایی که هزینه‌های تولید نفت پایین‌تر است تمایل کم‌تری نسبت به این گزینه‌ی قراردادی وجود دارد. هم‌چنین سهم پیمانکار و سقف بازیافت هزینه در انواع قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهای مختلف، متفاوت است.

سقف بازیافت هزینه که معمولاً با درصد مشخص می‌شود، مقداری است که نشان می‌دهد حداکثر چه میزانی از تولیدات میدان در سال به بازیافت هزینه‌های پیمانکار اختصاص می‌یابد، مثلاً ابوظبی که از آن به‌عنوان شرایط کشورهای عضو اوپک یاد می‌شود، تا سقف ۱۰۰٪ تولیدات میدان می‌تواند به بازیافت هزینه‌های پیمانکار تعلق گیرد[2]. این میزان در قراردادهای بیع متقابل ایران ۶۰٪ می‌باشد و در صورتی‌که این مقدار قادر به پوشش قسط سالانه‌ی پیمانکار نباشد، مابقی مبلغ به قسط سال بعد اضافه می‌شود. البته در ایران پوشش هزینه‌های پیمانکار عملاً با بخشی بسیار کوچک‌تر از این سقف پرداخت می‌شود که تقریباً ۱۰ الی ۱۵ درصد تولیدات سالانه‌ی میدان است.

میزان سهم شرکت سرمایه‌گذار از نفت‌خام میدان، با توجه به ناحیه‌ی فعالیت و هزینه‌های تولید از ۹٪ تا ۶۰٪ متفاوت است[3] و فقط با دیدن این اعداد نباید نتیجه گرفت که قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهایی که سهم پیمانکار در آن‌ها ۹٪ است، منافع کشور میزبان را بیش از قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهایی نظیر اسپانیا که سهم پیمانکار در آن‌ها ۶۰٪ است، تأمین می‌کند، چرا که این امر بستگی

1- Recovery Cost.
2- International Petroleum Fiscal System & Production Sharing Contracts By Daniel Johnston PenWellBooks.
3- International Petroleum Fiscal System & Production Sharing Contracts By Daniel Johnston PenWellBooks.

Archive of SID

www.SID.ir

مستقیم به هزینه‌های تولید دارد و با توجه به بالا و پایین بودن هزینه‌های تولید در مناطق مختلف جغرافیایی متفاوت است.

در این پژوهش میزان سهم پیمانکار برای مقایسه‌ی دو نوع قرارداد در قراردادهای مشارکت در تولید ۹٪ در نظر گرفته شده چرا که این مقدار بیش‌ترین مطابقت را با شرایط کشورهای عضو اوپک که هزینه‌های تولید در آن بسیار پایین داراست.

۲-۲-۲- قراردادهای خدماتی

این نوع قراردادها نیز عمدتاً از دهۀ ۱۹۶۰ رایج شده است. طی این قراردادها مالکیت منبع در اختیار دولت بوده و پیمانکار فقط هزینه‌ها و حق‌الزحمه‌ی خود را به‌صورت نقدی دریافت می‌کند. این نوع قراردادها به دو دسته‌ی عمده‌ی قراردادهای خدماتی خالص[1] و قراردادهای خدماتی همراه با ریسک[2] تقسیم می‌شوند:

الف- قراردادهای خدماتی خالص

در این نوع قراردادها پیمانکار، همه‌ی سرمایه و تجهیزات لازم جهت اکتشاف و توسعه‌ی منبع را فراهم کرده و همه‌ی عملیات را نیز بر عهده می‌گیرد. در صورت مؤفقیت‌آمیز بودن عملیات اکتشاف، دولت هزینه‌های پیمانکار را به همراه پاداشی که به‌صورت نقد هنگام انعقاد قرارداد مشخص شده است از محل فروش نفت و گاز تعیین شده با در نظر گرفتن سقف بازپرداخت سالانه پرداخت می‌کند، ولی پیمانکار ملزم به پرداخت مالیات است. البته در برخی موارد ممکن است برای تشویق، امتیازاتی نظیر خرید مقداری از تولید و . . . نیز در نظر گرفته شود.

از جمله کشورهایی که قراردادهای خدماتی خالص منعقد می‌کنند می‌توان به آرژانتین، برزیل، شیلی، اکوادور و پرو اشاره کرد.

ب - قراردادهای خدماتی همراه با ریسک

این نوع قراردادها زمانی که احتمال ریسک عملیاتی وجود داشته باشد، مورد استفاده قرار می‌گیرند، لذا عمده کاربرد آن‌ها در زمینه‌ی فعالیت‌های اکتشافی است. پیمانکار، همه‌ی هزینه‌های اکتشافی و توسعه‌ی مخازن را تقبل کرده و در صورت

1- Pure Service Contract.
2- Risk Service Contracts.

Archive of SID

www.SID.ir

موفقیت‌آمیز بودن عملیات اکتشاف، کشور میزبان کلیه هزینه‌ها را به‌علاوه‌ی حق‌الزحمه از محل درآمدهای آتی پروژه پرداخت می‌کند.

این نوع قرارداد خدماتی متداول‌تر از قراردادهای خدماتی خالص بوده و تشابه زیادی با قراردادهای مشارکت در تولید دارد. زیرا در این نوع قرارداد، بخشی از درآمدها یا سود آتی پروژه در مقایسه با بخشی از تولیدات (در قراردادهای مشارکت در تولید) به پیمانکار پرداخت می‌شود. از جمله کشورهایی که چنین قراردادهایی منعقد می‌کنند می‌توان از فیلیپین، کنگو، مصر، اکوادور، کویت و ایران نام برد.

قراردادهای خدماتی بیع متقابل ایران

قرارداد بیع متقابل که در دسته‌ی قراردادهای خدماتی همراه با ریسک قرار دارد، یکی از شیوه‌های تجارت متقابل[1] و نوعی قرارداد بلندمدت پایاپای است که به موجب آن یک شرکت خارجی با منابع مالی و نیروی انسانی خود اقدام به تأسیس بنگاهی کرده و در عین حال متعهد می‌شود که هزینه‌های انجام شده و سود خود را از محل خرید کالای تولیدی این بنگاه دریافت کند، بنابراین سیستم بیع‌متقابل عملا متشکل از دو قرارداد است که قرارداد اول، مربوط به فروش تجهیزات، استفاده از نیروی انسانی و نظایر آن برای تحقق اهداف مندرج در قرارداد و قرارداد دوم مربوط به چگونگی بازپراخت هزینه‌های سرمایه‌ای. شامل خرید تجهیزات، هزینه‌ی مربوط به نیروی انسانی، سود و نظایر آن می‌باشد. در قرارداد دوم فروشنده متعهد می‌شود که این هزینه‌ها، حق‌الزحمه و سود خود را به‌صورت برداشت تولیدات دریافت کند.

ریسک‌های موجود در قراردادهای خدماتی بیع متقابل

۱ – ریسک کاهش تولید: نرسیدن به سقف تولید ذکر شده در قرارداد که پیمانکار را مشمول جریمه می‌کند.

۲ – ریسک افزایش هزینه‌ها: در حالتی‌که هزینه‌های توسعه‌ی میدان بیش از سقف ذکر شده در قرارداد باشد، دولت میزبان هزینه‌های مازاد را پوشش نمی‌دهد، لذا این امر ممکن است پیمانکار را تشویق به بالاتر نشان دادن هزینه‌های توسعه‌ی میدان برای

1- Counter Trade.

Archive of SID

www.SID.ir

پوشش این ریسک در هنگام عقد قرارداد کند و علاوه بر آن احتمال عدم تمایل پیمانکار به استفاده از فناوری بالاتر را به دلیل هزینه بر بودن افزایش دهد.

۳ – ریسک کاهش شدید قیمت نفت: کاهش قیمت نفت مدت زمان بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای را برای پیمانکاران طولانی‌تر می‌کند. البته احتمال رخ دادن این حالت بسیار کم است، چرا که روند قیمت‌های جهانی نفت اغلب رو به افزایش بوده است و حتی در حالتی‌که قیمت نفت بسیار پایین بوده بازپرداخت اقساط هزینه‌های توسعه‌ی میدان با مبلغی بسیار پایین‌تر از سقف ذکر شده در قرارداد انجام شده است.

۴ – ریسک تأخیر: اگر تأخیری در برنامه‌ی زمان‌بندی رخ بدهد منجر به تأخیر در بازپرداخت پاداش به پیمانکار می‌شود که تأثیر مستقیم بر روی نرخ بازگشت سود خواهد داشت.

۵ – ریسک تضمین مالی: چرا که طبق مصوبات مجلس شورای اسلامی، بانک مرکزی مجاز به دادن هیچ‌گونه تضمینی جهت بازپرداخت تسهیلات خدماتی بیع‌متقابل استفاده شده نبوده و همه‌ی پرداخت‌ها از محل صدور تولیدات همان طرح‌ها و در صورت وجود پیش پرداخت، نیز از محل درآمدهای همان دستگاه انجام می‌گیرد.

۶ – ریسک‌های عملیاتی رایج در قراردادها (نظیر ریسک فورس ماژور): یکی دیگر از مسائلی که در مورد قراردادهای خدماتی بیع متقابل مطرح بوده و سبب کاهش جذابیت آن‌ها نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید می‌شود، این است که در قراردادهای مشارکت در تولید، پیمانکار می‌تواند سهم خود از تولیدات میدان را بدون انعقاد قرارداد، در دفاتر مالی خود به‌عنوان دارایی ثبت کند که از آن به‌عنوان R to P[1] یاد می‌شود و این بر ارزش سهام شرکت پیمانکار تأثیر می‌گذارد و در کنار منافع قرارداد منافع دیگری را نیز برای او به‌وجود می‌آورد.

منافع

یکی از تفاوت‌های مهم قرارداد خدماتی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید در نحوه‌ی دریافتی‌های دو طرف قرارداد است، که نکته‌ی مورد بحث در این مقاله می‌باشد. ممکن است این مسأله که در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل میزان دریافتی پیمانکار در ابتدای

1- Reserve to Production.

Archive of SID

www.SID.ir

عقد قرارداد در قالب ارقام مشخص قید می‌شود، در شرایطی که قیمت‌های جهانی نفت ممکن است رو به افزایش است، از دید پیمانکار یکی از نکات ضعف این نوع قراردادها باشد که این نکته در ظرف زمان، قابل بررسی است. علاوه بر این توجه به این مسأله که هزینه‌های توسعه‌ی میدان در مکان‌های مختلف جهان و حتی در مناطق مختلف درون یک کشور متفاوت است نیز ضروری است. در ادامه به مسأله‌ی منافع یا دریافتی‌های طرفین، با تفصیل بیش‌تری پرداخته شده است.

۳- دریافتی طرفین در قراردادها

۳-۱- در قرارداد مشارکت در تولید

۳-۱-۱ دریافتی دولت میزبان[1]

بهره‌ی مالکانه

زمانی که نفت تولید می‌شود، شرکت نفت خارجی از تولید ناخالص، بهرهٔ مالکانه و یا حق‌امتیازی به دولت پرداخت می‌کند. البته همهٔ قراردادهای مشارکت در تولید شامل پرداخت حق‌امتیاز یا بهرهٔ مالکانه نمی‌شود. بهرهٔ مالکانه و یا حق‌امتیاز در صورتی‌که نقداً پرداخت شود، یک جریان نقدینگی فوری برای دولت ایجاد می‌کند. اگر پرداخت بهرهٔ مالکانه به صورت غیرنقدی باشد، در حقیقت دولت بدون پرداخت هزینه، نفت‌خام مورد نیاز برای مصرف در بازارهای داخلی و یا صادرات را به دست می‌آورد. در صورتی که پرداخت‌ها نقدی باشد، تعیین ارزش محصول اهمیت پیدا می‌کند. اگر قیمت‌ها از قبل در قرارداد مشخص شده باشند، چنان‌چه در روز تحویل محصول قیمت بازاری کم‌تر از قیمت تعیین شده باشد، سود نصیب دولت می‌شود. اگر قیمت از پیش تعیین شده بیش‌تر از قیمت بازاری باشد، شرکت خارجی از آن نفع می‌برد. در هر حالت، دریافت بهرهٔ مالکانه یا حق‌امتیاز، یک حداقل جریان درآمدی را برای دولت صرف‌نظر از این که پروژه سودآور است یا نه، فراهم می‌کند. این به آن مفهوم است که هر چه سودآوری کم‌تر باشد، تأثیر منفی حق‌امتیاز روی شرکت نفت خارجی بیش‌تر خواهد بود. اگر حق امتیاز از درآمدهای مالیاتی کسر شود، کل درآمد دولت نسبت به حالتی که اصلاً مالیات

1- Daniel Johnston, International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts

Archive of SID

www.SID.ir

ندهد کاهش می‌یابد. بنابراین از دیدگاه پیمانکار بهتر است که حق‌امتیاز به عنوان یک هزینه در نظر گرفته شود.

سهم مالی دولت از نفت منفعتی

دراین رابطه باید دو دوره‌ی زمانی مختلف را در نظر گرفت:

قبل از بازیافت هزینه‌های اولیه: مابقی درآمد حاصل ازتولیدات میدان پس از کسر حق‌امتیاز و هزینه‌ها، نفت منفعتی نام دارد که بین شرکت ملی نفت و شرکت نفت خارجی بر حسب نرخ توافقی مثلاً ۱۰/۹۰، تقسیم می‌شود. اگر فرض شود که هیچ حق‌امتیازی پرداخت نمی‌شود و نفت هزینه‌ای ۵۰٪ از تولیدات است، نفت منفعتی، به تولیدات باقی مانده پس از کسر نفت هزینه‌ای اطلاق می‌شود (که در این مثال آنهم ۵۰٪ خواهد بود). بنابراین دولت ۹۰٪ از درآمد حاصل از تولیدات منفعتی را از آن خود می‌کند و سهم شرکت نفت خارجی، علاوه بر نفت هزینه‌ای۱۰٪ از درآمد حاصل از تولیدات منفعتی خواهد بود.

پس از بازیافت هزینه‌های اولیه: کل تولید نفت منفعتی بوده و بنابراین دولت ۹۰ ٪ از کل درآمد حاصل از تولیدات را از آن خود می‌کند و سهم شرکت نفت خارجی، ۱۰٪ از کل درآمد حاصل از تولیدات خواهد بود.

باید توجه داشت که در هر دو صورت فوق تقسیم نفت تولیدی بر اساس قرارداد (مثلاً و معمولاً ۵۰-۵۰) بوده ولی سهم مالی براساس قرارداد و اعمال مالیات‌های مختلف است.

مالیات و معافیت‌های مالیاتی

در قراردادهای مشارکت در تولید میزان مالیات بر اساس قوانین حاکم بر کشور میزبان وضع می‌شود. در مدل به‌کار گرفته شده هر چه‌قدر بار مالی بر روی پیمانکار کم‌تر باشد، انگیزه‌ی سرمایه‌گذاری بیش‌تر است. با افزایش سهم دولت سود پیمانکار در سرمایه‌گذاری مشترک کاهش می‌یابد. به طور کلی می‌توان ادعا کرد که اگر بهرهٔ مالکانه به عنوان منبع اصلی درآمد دولت در نظر گرفته شود، دولت مالیات بر درآمد سنگینی وضع نمی‌کند. با این وجود، در قراردادهای مشارکتی، میزان تولید بین طرفین تقسیم و پیمانکار مجبور به پرداخت مالیات بر درآمد می‌شود، البته ممکن است در موارد خاصی مالیات پرداخت نکند. در صورتی که شرکت نفت خارجی مالیات بر درآمد نپردازد، این مالیات در سهم دولت از نفت منفعتی لحاظ خواهد شد و به این ترتیب به‌صورت

Archive of SID

www.SID.ir

غیرمستقیم به دولت پرداخت شود. مالیات بردرآمد می‌تواند به صورت نقدی و یا غیرنقدی پرداخت گردد. در پرداخت نقدی ارزش قیمت نفت تولیدی اهمیت خاصی پیدا می‌کند. نحوه‌ی این قیمت‌گذاری در قرارداد مشخص می‌گردد. در برخی از قراردادهای مشارکت در تولید برای چند سال اول قرارداد که تولید انجام نمی‌گیرد، معافیت مالیاتی در نظر گرفته می‌شود، این انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذاری‌های بیش‌تر ایجاد می‌کند.

پاداش [1]

نوع دیگری از منبع درآمدی برای طرفین به شمار می‌آید. در قراردادهای مشارکت در تولید معمولاً پاداش، امضای قرارداد و تولید در نظر گرفته می‌شود و در برخی مواقع پاداش کشف هم پرداخت می‌شود. پاداش امضا، در واقع پرداختی است که یک بار در زمان امضای قرارداد انجام می‌شود. این پاداش صرف‌نظر از مؤفقیت و یا عدم مؤفقیت فعالیت‌های اکتشاف و تولید، توسط شرکت خارجی به کشور میزبان پرداخت می‌شود. پاداش اکتشاف بعضاً بعد از کشف تجاری توسط شرکت ملی نفت به شرکت قابل پرداخت می‌شود. گاهی پاداش تولید نیز در نظر گرفته می‌شود، که زمانی که تولید به یک سطوح معینی برسد قابل پرداخت خواهد بود.

لازم به ذکر است که این پاداش با پاداش پیمانکار [2] که طی قرارداد خدماتی بیع‌متقابل از دولت میزبان دریافت می‌کند، متفاوت است.

۳-۱-۲- دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی

در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید، دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی، شامل بازیافت هزینه‌ها و قسمتی از نفت منفعتی است.

بازیافت هزینه‌ها: پس از پرداخت حق‌مالکانه به دولت میزبان، در قدم بعدی شرکت عامل می‌تواند بخشی از هزینه‌هایش را به صورت درصدی از پیش تعیین شده از تولیدات که به"نفت هزینه‌ای" شهرت دارد، بازیافت کند. در بیش‌تر قراردادها سقف ۵۰٪ برای نفت هزینه‌ای در نظر گرفته می‌شود. ولی با توجه به قراردادهای خدماتی

1- Bonus.
2- Remunaration.

Archive of SID

www.SID.ir

بیع‌متقابل کشورمان که در آن سقف پوشش هزینه‌ها ۶۰٪ است، در این بررسی نیز برای انجام محاسبات، این میزان در نظر گرفته شده است. البته قراردادهایی هم وجود دارند که بازپرداخت هزینه‌ی عملیاتی در آن‌ها سقف و محدودیت خاصی ندارد. میزان هزینه‌ی عملیاتی بنا به ویژگی‌های میدان تغییر می‌کند. به عنوان مثال، سقف بالای نفت هزینه‌ای، بازگشت انتظاری سرمایه‌گذاری شرکت را تضمین می‌کند. اگر نفت هزینه‌ای به‌اندازه‌ای نباشد که هزینه‌های عملیاتی و استهلاک و سایر هزینه‌های احتمالی، و اعتبارات سرمایه‌ای و سود را در برگیرد، مابقی پرداخت‌ها به وعده‌ی بعد موکول می‌شود. هر چه محدودیت بازپرداخت هزینه‌ی عملیاتی بیش‌تر باشد، زمان بیش‌تری طول می‌کشد تا دولت به سهم خود دسترسی پیدا کند.

۳-۲- در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل

۳-۲-۱- دریافتی دولت میزبان

یکی از ابزارهای مقایسه در انواع قراردادها، محاسبه‌ی میزان سهم دولت است. سهم دولت در دو نوع قرارداد خدماتی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید متفاوت است در قرارداد مشارکت در تولید پیمانکار درصدی از نفت تولید شده از میدان را دریافت می‌دارد و افزایش یا کاهش قیمت نفت تأثیری در میزان دریافتی وی ندارد، در حالی‌که در قرارداد خدماتی بیع متقابل، دریافتی پیمانکار به هنگام عقد قرارداد در قالب اعداد پولی در متن قرارداد گنجانده می‌شود، یعنی طی این نوع قرارداد پیمانکار مقدار مشخصی پول دریافت می‌دارد، نه نفت. البته در موعد بازپرداخت برای وی این حق قائل می‌شود که میزان رقم پول دریافتی خود را بر اساس بهترین قیمت روز نفت به بشکه تبدیل کرده و دریافت دارد، که در این‌صورت افزایش قیمت نفت حجم نفت دریافتی وی را کاهش می‌دهد (و بالعکس). یک مقایسه بین قراردادهای خدماتی بیع متقابل و دیگر قراردادهای بین‌المللی (از جمله قراردادهای مشارکت در تولید) نشان می‌دهد که قرارداد خدماتی بیع‌متقابل نسبت به سایر شیوه‌های قراردادی سهم بیش‌تری را برای دولت در نظر می‌گیرد. سهم دولت با توجه به اندازه‌ی میدان متغیر است.

۳-۲-۲- دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی

در ایران، قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل از طریق یک پیمانکار منتخب بر مبنای حداقل نرخ بازگشت سرمایه‌ی پیشنهادی و پیشنهاد فنی قابل قبول در مقام مجری عملیات

Archive of SID

www.SID.ir

موضوع قرارداد، به اجرا در می‌آیند و معمولاً شیوه مورد استفاده برای اجرای این نوع قراردادها، شیوه‌ی کلید در دست[1] است.

بر این اساس، شرکت طرف قرارداد باید تمامی بخش‌های توسعه‌ای را تأمین مالی کند و در عوض حق‌الزحمه‌ی خود را از شرکت ملی نفت ایران به صورت مبلغ مشخصی که هنگام عقد قرارداد تعیین شده و در متن قرارداد قید می‌شود، دریافت و در نهایت بهره‌برداری از آن حوزه‌ی نفتی یا گازی را به شرکت ملی نفت ایران واگذار کند.

به طور کلی در قراردادهای خدماتی بیع متقابل در هر پروژه هزینه‌های زیر وجود دارد که پس از دستیابی به محصول، به پیمانکار بازپرداخت می‌شوند. هزینه‌های قابل پرداخت به پیمانکار به شرح زیرند:

هزینه‌های تأمین مالی اجرای پروژه یا هزینه‌های بانکی[2]

۱- هزینه‌های سرمایه‌ای[3]

۲- هزینه‌های غیرسرمایه‌ای[4]

۳- هزینه‌های عملیاتی[5]

باید توجه شود که هزینه‌های عملیاتی در قراردادهای خدماتی بیع متقابل تفاوت ماهیتی با قراردادهای مشارکت در تولید دارند، چراکه در این قراردادها، عملیات استخراج و تولید نفت بر عهده‌ی پیمانکار نیست که بخواهد هزینه‌های عملیاتی دریافتی کند، بلکه این هزینه‌ها بابت تأمین لوازم یدکی و غیره است که به‌صورت درصدی از Capex در نظر گرفته می‌شود و در واقع از جنس Capex است، با این تفاوت که هزینه‌های بانکی به آن تعلق نمی‌گیرد، چون بلافاصله پرداخت می‌شود و در جریان نقدینگی شرکت محاسبه نمی‌شود. پس در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل منظور از هزینه‌های عملیاتی هزینه‌های استخراج نفت نیست.

لازم به ذکر است که هزینه‌های سرمایه‌ای شامل مواردی مانند بهای خرید تجهیزات، ماشین‌آلات، کالای سرمایه‌ای، حق‌الزحمه پیمانکاران دست دوم، مدیریت و هزینه‌ی اداره مرکزی و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای شامل پرداخت مستقیم به سازمان‌های

1-Turn Key.
2- Bank Charge.
3- Capital Expenditure.
4- Non Capex.
5- Operating Expenditure.

Archive of SID

www.SID.ir

دولتی ایران از قبیل بیمهٔ تأمین‌اجتماعی، مالیات و هزینه‌های عملیاتی شامل هزینه‌های بهره‌برداری، قطعات یدکی می‌باشند. پیمانکار موظف است هر یک از هزینه‌های فوق را در قالب سر فصل‌های مورد قبول و بر اساس سیستم حسابداری مورد قبول کارفرما به وی ارائه نماید.

باز پرداخت هزینه‌ها، بعد از اتمام پروژه و دستیابی به محصول به وسیله تخصیص بخشی از محصول تولیدکه معمولاً تا حداکثر ۶۰٪ درآمد سالیانه مخزن است، انجام می‌گیرد و محاسبه آن بر اساس نرخ روز محصول تولیدی در طی یک بازه زمانی مشخص انجام خواهد شد. البته بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل کشور معمولاً با بخش بسیار کم‌تری از این سقف و حدود ۱۵٪ قابل بازپرداخت می‌باشد. همان‌طور که در قسمت‌های پیشین اشاره شد نرخ بهرهٔ سرمایه‌گذاری در این قرارداد، بر اساس نرخ رسمی بین بانکی لندن(لیبور) تعیین می‌شود.

بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه‌ها

پیمانکار تمام هزینه‌های تولید اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای را به علاوه‌ی هزینه‌ی بانکی (۷۵٪ + نرخ لیبور) دریافت خواهد کرد. هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای و بانکی پس از رسیدن به تولید، در اقساط مساوی ماهانه طی دوره‌ی قرارداد به پیمانکار پرداخت می‌شود و پس از رسیدن به تولید اولیه باید در زمان باقی‌مانده به پیمانکار پرداخت شود. باز پرداخت هزینه‌های عملیاتی به پیمانکار سه ماه پس از انجام آن و پس از تولید انجام می‌شود. پیمانکار علاوه بر این‌ها حق‌الزحمه و سود نیز دریافت می‌دارد که این مبلغ پس از تکمیل عملیات توسعه به صورت اقساط مساوی ماهانه به او پرداخت می‌شود. در صورت تصویب تغییر در فعالیت نیز این تغییرات در پرداخت‌ها منظور خواهد شد. در صورت اضافه شدن، تنها هزینه‌های اضافه شده پرداخت می‌شود و در حق‌الزحمه او تفاوتی ایجاد نمی‌شود و در صورت کاهش، حق‌الزحمه نیز تعدیل می‌گردد. در صورتی که پیمانکار عملیات توسعه را با هزینه‌ی کم‌تر از سقف معین شده انجام داده باشد، حق‌الزحمه و ریسک او تا ۱۰٪ کاهش هزینه، کم نمی‌شود، ولی از آن پس به‌طور متناسب کاهش می‌یابد.

شرکت ملی نفت ایران، ابتدا با استفاده از حق تقدم برداشت بدون توجه به این که نفت کافی و قیمت مناسب پرداخت اقساط وجود دارد یا خیر، می‌تواند حداقل ۴۰٪

Archive of SID

www.SID.ir

تولید میدان را برای خود برداشت کند و نفت باقی‌مانده را به عنوان منبع بازپرداخت در نظر بگیرد. در این صورت چند حالت ایجاد می‌شود:

حالت اول: چنان‌چه نفت باقی‌مانده، با بهترین قیمت روز، دقیقاً معادل قسط پیمانکار باشد، بازپرداخت آن به طور کامل انجام خواهد شد.

حالت دوم: اگر نفت باقی‌مانده، با بهترین قیمت روز، کم‌تر از قسط پیمانکار باشد باقی‌مانده به عنوان بدهی به پیمانکار در قسط بعدی منظور می‌شود.

حالت سوم: اگر نفت باقی‌مانده، با بهترین قیمت روز، بیش از قسط پیمانکار باشد میزان اضافی به شرکت ملی نفت ایران تعلق خواهد گرفت.

از جمله مشخصات قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل، کوتاهی دوره‌ی زمانی آن‌هاست که با احتساب یک دوره‌ی معمولاً سه ساله برای انجام عملیات ساختمانی و احداث تأسیسات ، بین ۸ تا ۱۰ سال است، در حالی که دوره‌ی کامل عمر میادین واقع شده در خشکی، حداقل ۴۰ سال است، که به مراتب طولانی‌تر از دوره‌ی زمانی حضور پیمانکار در پروژه‌ی مربوطه است.

بعضی بر این باورند که در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل نرخ سود ثابت است، در حالی که این طور نیست. زیرا بازپرداخت کارمزد به پیمانکار ثابت بوده و به منظور حفظ نرخ ثابت سود تنظیم نمی‌شود، بلکه کلیه‌ی بازپرداخت‌ها بر اساس شرایط روز عقد قرارداد محاسبه و تثبیت می‌شوند، اما نرخ سودی که به پیمانکار تعلق می‌گیرد ثابت نیست، ولی سقف دارد. لذا پاداش در هنگام امضای قرارداد تعیین می‌شود و فقط در صورتی که میزان کار و عملیات توافق شده در برنامه‌ی توسعه افزایش یا کاهش یابد، میزان پاداش مزبور نیز متناسب با آن به‌طور صعودی و یا نزولی تنظیم می‌شود. معمولاً پیمانکار می‌تواند به شرط رسیدن به حد تولید پیش‌بینی شده در قرارداد، انتظار دریافت کلیه‌ی هزینه‌ها و پاداش توافق شده را داشته باشد

پاداش پیمانکار

میزان پاداش پیمانکار در ابتدای عقد قرارداد در قالب مبالغ پولی مشخص در متن قرارداد قید می‌شود و براساس سقف هزینه‌های سرمایه‌ای بیانگر نرخ نهایی سود پیمانکار است. مسئولیت تأمین هزینه‌های سرمایه‌ای که بیش‌تر از سقف تعیین شده در برنامه‌ی توسعه‌ی طرح باشد، برعهدهٔ پیمانکار است و این هزینه‌ها باید مورد تأیید

Archive of SID

www.SID.ir

شرکت نفت و کمیته‌ی مدیریت مشترک قرارگیرند. این امرمانع از افزایش بی‌مورد هزینه‌ها توسط پیمانکار می‌شود، البته در مواردی هم انگیزه‌ی پیمانکار را برای تأمین بهترین فناوری روز به‌دلیل بالا بودن هزینه از بین می‌برد. مسئولیت تأخیر در برنامه‌ی زمانبندی شده به طور کامل متوجه پیمانکار است. لذا تأخیراتی که در پروژه پدید می‌آید، منجر به تأخیر در بازپرداخت پاداش می‌شود که آن نیز به‌طور مستقیم روی نرخ بازگشت سود تأثیر می‌گذارد.

در این نوع قرارداد افزایش قیمت‌های جهانی نفت نه تنها منفعتی برای پیمانکار ندارد، بلکه در مواردی موجب افزایش Capex می‌شود و از این طریق سبب زیان وی نیز افزایش می‌یابد، ولی کاهش قیمت نفت در صورتی‌که حاصل‌ضرب ۶۰ ٪ تولیدات میدان در قیمت روز نفت کم‌تر از قسط سالانه‌ی پیمانکار باشد، به ضرر پیمانکار می‌شود. عدم تولید کافی کاهش میزان درآمد پیمانکار را درپی دارد.

شرایط میدان نفتی، در میزان ریسک‌هایی که متوجه پیمانکار است تأثیر می‌گذارد، لذا انتخاب دقیق میدان نفتی به پیمانکار کمک می‌کند تا نسبت به ریسک‌های موجود آسیب‌پذیری کم‌تری داشته باشد.

شرکت‌های نفتی بین‌المللی در این نوع قراردادها اشکالاتی می‌بینند که از جهاتی منافع آن‌ها را تأمین نمی‌کنند. مشکل بزرگ مورد نظر شرکت‌های نفتی این است که در چارچوب قرارداد خدماتی بیع متقابل، ذخایر نفت و گازی که در اختیار پیمانکار قرار می‌گیرد، قابل ثبت در ردیف دارایی‌های آن شرکت و درج در ترازنامه‌ی آن نیست. ثانیاً شرکت‌های نفتی چنین استدلال می‌کنند که به واسطه‌ی ماهیت کوتاه مدت این قراردادها، شرکت‌ها نمی‌توانند از توسعه‌ی تدریجی میادین در بلندمدت به نفع خود بهره‌برداری کنند. افزون بر این، برخی شرکت‌ها اظهار داشته‌اند که برای کسب اطمینان از حضور در فعالیت‌های صنعت نفت ایران و بررسی همگی آثار اقتصادی آن، لازم است که در چند قرارداد کوتاه مدت پیاپی با ایران همکاری کنند.

Archive of SID

www.SID.ir

۴- روند قیمت‌های جهانی نفت

پس از شرح نحوه‌ی دریافتی‌ها در دو نوع قرارداد مورد بحث، به بررسی عوامل تأثیرگذار بر این پارامتر می‌پردازیم و نحوه و میزان اثرگذاری آن‌ها را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

پیش‌بینی روند قیمت‌های جهانی نفت یکی از مشکل‌ترین و هزینه‌برترین فعالیت‌هاست، که معلول عوامل تأثیرگذار بسیاری می‌باشد با بررسی سوابق این قیمت‌ها، به نظر می‌رسد که در این پیش‌بینی‌ها همواره تخمین قیمت‌های نفت پایین‌تر از مقادیر حقیقی بوده است.

شرکت‌های بین‌المللی‌ای که در ایران به توسعه‌ی میادین نفت و گاز تحت قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل پرداختند، عملاً بیش‌تر قراردادهای خود را در دهه‌ی ۹۰ منقعد کردند که قیمت نفت بین ۱۸ دلار تا ۲۴ دلار به ازای هر بشکه در نوسان بود و با توجه به پیش‌بینی‌های بسیاری از مراجع پیش‌بینی کننده و از جمله EIA[1] که بیش‌تر مورد توجه این بررسی بوده است و با توجه به شرایط موجود در آن سال‌ها، تخمینی از قیمت نفت ۱۴۰ دلاری در بشکه برای اوایل سال ۲۰۰۸ و سقوط آن به قیمت حدود ۴۰ دلار برای هر بشکه در اوایل سال ۲۰۰۹ وجود نداشت. قیمت‌های جهانی نفت از سال ۱۹۹۸ روند رو به افزایش شدیدی را تجربه کرده‌اند.

EIA، در سال ۱۹۹۵ در پیش‌بینی سالانه‌ی خود[2]، قیمت‌ها را برای سال‌های ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ بین ۱۸ تا ۲۵ دلار در بشکه پیش بینی کرده بود. طبق این پیش‌بینی‌ها قیمت هر بشکه نفت در سال ۲۰۰۸ می‌بایست ۲۲. ۹۴ دلار باشد، در حالی‌که این مقدار در سبد نفت خام اوپک به بالاتر از ۱۰۰ دلار رسید.

شبیه‌سازی برای بررسی تأثیر قیمت نفت

قرارداد خدماتی بیع‌متقابل مربوط به توسعه‌ی میادین E و A منطقهٔ نفتی سیری، در سال ۱۳۷۴ به مبلغ ۱/۲ میلیارد دلار (Capex =610mn, Opex = = 478mn 129mn and Other Costs) منعقد شد. برای بررسی تأثیر قیمت نفت بر دریافتی‌های طرفین قرارداد، از شبیه‌سازی این قرارداد در دو حالت بیع‌متقابل و مشارکت در تولید استفاده شده است. با توجه به قیمت هر بشکه نفت در آن سال که ۱۵ دلار بود و

1- Energy Information Administration.
2- International Energy Outlook.

Archive of SID

www.SID.ir

تخمین ادامه‌ی وضع موجود توسط شرکت‌های بین‌المللی نفتی فعال در ایران (احتمالا با توجه به پیش‌بینی‌های نهادهایی نظیر EIA و یا شاید حتی محافظه کارانه‌تر از آن)، میزان دریافتی پیمانکار پس از تبدیل قیمت قرارداد به مقدار بشکه از کل نفت میدان برابر با ۸۰ میلیون بشکه می‌رسید، ولی در سال ۱۳۸۰ که عملیات بهره‌برداری از میدان به شرکت ملی نفت ایران منتقل شد، قیمت نفت به ۲۸ دلار در بشکه رسیده بود، که میزان نفت دریافتی پیمانکار را کاهش می‌داد و با توجه به افزایش قیمت‌های نفت این میزان در هر سال کاهش بیش‌تری پیدا کرد. علاوه بر این همان‌گونه که اشاره شد، افزایش قیمت‌های جهانی نفت منجر به افزایش هزینه‌ها نیز می‌شود که تأثیر به‌سزایی در کاهش دریافتی پیمانکار دارد تا جایی‌که بسیاری از پیمانکاران ادعای زیان در پروژه‌ها را داشتند و قراردادهای خدماتی بیع متقابل منعقد شده برای آن‌ها دیگر جذابیتی نداشت.

۵- روند هزینه‌های سرمایه‌ای[1]

با توجه به سرمایه‌بر بودن صنعت نفت و بالا بودن هزینه‌های ثابت در این صنعت، تغییر در هزینه‌های سرمایه‌گذاری به ویژه در بخش بالادستی که شامل اکتشاف و توسعه می‌شود، تأثیر به‌سزایی در قابلیت و سرعت پاسخ‌گویی این صنعت به رشد بسیار بالای تقاضای جهانی نفت و گاز دارد.

صاحب‌نظران اقتصادی به این نوع از افزایش هزینه‌ها در اصطلاح "حباب مضاعف" می‌گویند. حباب مضاعف، زمانی است که هزینه‌ی سرمایه‌گذاری در صنعت نفت در اثر افزایش قیمت جهانی نفت افزایش یافته است اما خود این هزینه‌های افزایش یافته نیز موجب افزایش بیش‌تر قیمت نفت می‌گردد. دلیل به‌کارگیری این واژه این است که از یک منظر می‌توان کالاها و خدمات مورد نیاز برای رساندن یک اکتشاف اولیه به مرحله‌ی تولید را به دو گروه تقسیم کرد:

۱. گروه کالاها و خدمات عمومی که علاوه بر صنعت نفت مورد نیاز دیگر صنایع و بخش‌های اقتصادی نیز قرار می‌گیرند مانند تأمین فولاد و ژنراتورهای تولید برق به‌ویژه در مناطق دوردست.

1- Capex : Capital Expenditure.

Archive of SID

www.SID.ir

۲. گروه کالاها و خدمات اختصاصی که به طور ویژه در صنعت نفت مورد استفاده قرار می‌گیرند، مانند دکل‌های حفاری، سکوهای دریایی و نیروهای مجرب، که از توان مدیریت پروژه‌ها و اجرا و نصب این تجهیزات ویژه برخوردار باشند.

از آن‌جاکه افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری ناشی از افزایش قیمت نفت، می‌تواند از هر دو یا یکی از این منابع ناشی شود، به آن حباب مضاعف[1] گفته می‌شود. مطالعات انجام گرفته نشان می‌دهد که افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری ناشی از افزایش قیمت‌های جهانی نفت از هر دو بعد تأثیر پذیرفته است، اما آن‌چه سهم بیش‌تری در افزایش اخیر هزینه‌های سرمایه‌گذاری در بخش بالا دستی داشته، گروه کالاها و خدمات اختصاصی صنعت نفت بوده است که می‌توان ازکم بودن ظرفیت صنایع خدماتی نفت را از دلایل اصلی آن دانست.

همان‌طور که بررسی شد دریافتی‌های طرفین قرارداد در دو نوع قرارداد مشارکت در تولید و خدماتی بیع‌متقابل با هم متفاوت‌اند، به‌طوری‌که در اولی پیمانکار سهمی از نفت تولیدی میدان را دریافت می‌دارد، ولی در قرارداد دوم پیمانکار مبلغ مشخصی بابت دستمزد و پوشش هزینه‌های بانکی می‌گیرد. این مسأله سبب ایجاد تفاوت‌های ماهیتی در این دو مدل می‌شود، که بر تصمیم‌گیری پیمانکار در انتخاب گزینه‌ی قراردادی در شرایطی که انتظارات وی از روند قیمت‌های آتی نفت متفاوت است، تأثیرگذار است. علاوه بر این، افزایش قیمت‌های جهانی نفت سبب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای می‌شود، که به نوبه‌ی خود در کاهش دریافتی طرفین تأثیرگذار است. به‌نظر می‌رسد اثر این مسأله در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل شدیدتر است چراکه در این قراردادها پیمانکار بابت افزایش هزینه‌ها مبلغی دریافت نمی‌دارد، ولی در قراردادهای مشارکت در تولید افزایش هزینه‌ها عیناً به پیمانکار بازپرداخت شده و علاوه بر آن کاهش درآمد که ناشی از افزایش هزینه‌هاست. با افزایش دریافتی پیمانکار که ناشی از افزایش قیمت‌های جهانی نفت است جبران شده و حتی احتمالاً میزان دریافتی وی در اثر این افزایش قیمت‌ها بشدت افزایش می‌یابد.

مسأله‌ی پایین بودن قیمت‌های جهانی نفت به هنگام عقد قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل با ایران و مجموعه‌ای از سایر عوامل سبب شد که پیمانکاران با توجه به

1- Double Bubble.

Archive of SID

www.SID.ir

قیمت‌های نفت در آن دوران برای عقد قراردادهای خدماتی بیع متقابل تمایل نشان دهند، چرا که ورود به بازارهای ایران پس از مدّت‌ها که به‌دلیل وقوع انقلاب اسلامی در سال ۱۹۷۹ به روی آن‌ها بسته شده بود، برایشان جذاب می‌نمود، ولی به‌نظر می‌رسد که به مرور و با بالا رفتن قیمت‌های جهانی نفت که منجر به افزایش شدید هزینه‌های سرمایه‌ای شد، منافع پیمانکاران با توجه به ساختار این نوع قرارداد کاهش پیدا کرد، البته بررسی این نکته که پیمانکار چه مسأله‌ای را به‌عنوان مشکل حقیقی و چه مسأله‌ای را فقط برای چانه‌زنی مطرح می‌کند بسیار مهم است، چرا که قدرت کشور میزبان را برای مذاکرات و عقد قرارداد بالا می‌برد. به منظور انجام محاسباتی در زمینه‌ی میزان اثرگذاری نوسان قیمت‌ها بر دریافتی طرفین، مشخصات و شرایط اولین قرارداد خدماتی بیع متقابل کشور ایران برای توسعه‌ی میدان نفتی سیری " آ " و " ئی " که در سال ۱۹۹۵ منعقد شد، در نظر گرفته شده و محاسباتی بر روی مسائل مالی این قرارداد انجام شده است که می‌تواند تأثیر به‌سزایی بر درک این مسأله داشته باشد. البته این نکته‌ی بسیار مهم باید در نظر گرفته شود، که سعی شده است ارقام و شرایط در نظر گرفته شده، بسیار نزدیک به ارقام و شرایط میدان سیری باشد، ولی با توجه به کمبود اطلاعات، گاهی ممکن است برخی داده‌ها و شرایط متفاوت باشد. به منظور انجام این محاسبات. ابتدا مسائل مالی قرارداد توسعه‌ی این میدان با توجه به ارقام موجود که مربوط به زمان عقد قرار داد است، برای قرار داد خدماتی بیع متقابل محاسبه و سپس همین ارقام برای قرارداد مشارکت در تولید شبیه‌سازی شده است تا مشخص شود که اگر به جای قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت درتولید منعقد می‌شد، مسأله‌ی دریافتی‌ها به چه صورت در می‌آمد. در حالتی که هدف محاسبه، شرایط حاکم بر قرارداد در زمان عقد آن است، از قیمت‌های نفت مندرج در پیش‌بینی اداره‌ی اطلاعات انرژی آمریکا EIA استفاده شده است، که در حقیقت نشان دهنده‌ی ادامه‌ی روند موجود در آن زمان، یا به‌عبارتی شرایط ثبات قیمتی می‌باشد. در حالت دوم برای محاسبه‌ی تغییرات ایجاد شده در شرایط قرارداد، از قیمت‌های واقعی که سال‌ها عملاً اتفاق افتاده استفاده شده است و با توجه به این‌که در چنین حالتی قیمت‌های واقعی سال‌های آتی در دست نیست، لذا برای سال‌های پس از ۱۳۸۷ هر سال میزان ۷٪ به قیمت‌ها اضافه شده است. سپس در قدم دوم ارقام مالی توسعه‌ی این میدان نفتی با فرض افزایش سالانه‌ی قیمت‌های جهانی نفت برای دو حالت خدماتی بیع متقابل و

Archive of SID

www.SID.ir

مشارکت در تولید محاسبه شده است. در مرحله‌ی سوم و آخر نیز سناریوی قیمتی دیگری در نظر گرفته شده و فرض شده است که قیمت‌های جهانی نفت از سال ۱۳۷۴ شروع به کاهش می‌کردند تا این‌که در سال۱۴۰۱ به رقمی در حدود ۱۲ دلار به ازای هر بشکه برسند و بدین‌وسیله تأثیر کاهش قیمت‌های جهانی نفت نیز در مدل بررسی شده است. با انجام مقایسه‌ای بین این سه حالت می‌توان نتیجه گرفت که نوسانات قیمت نفت می‌تواند چه تأثیراتی بر دریافتی‌های طرفین قرارداد داشته باشد.

۶- طرح توسعه‌ی میادین نفتی سیری "آ" و "ئی"

این قرارداد به‌عنوان اولین قرارداد نفتی ایران به شیوه‌ی خدماتی بیع متقابل است که پس از انصراف شرکت نفتی "کونوکو"[۱] در تاریخ ۱۳۷۴/۴/۲۲، بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت فرانسوی توتال به امضا رسید.

مشخصات میدان

میدان سیری " ئی"، در ۲۰ کیلومتری جنوب شرقی جزیره‌ی سیری و میدان سیری " آ"، در فاصله‌ی ۵۰ کیلومتری جنوب غربی این جزیره قرار دارد. میدان سیری "ئی" شامل لایه‌ی آهکی میشریف است که ذخیره‌ی نفت در جای آن با پیش‌فرض‌های زمان عقد قرارداد بالغ بر ۱۱۰۰ میلیون بشکه و میزان نفت قابل استحصال آن حدود ۵۷۰ میلیون بشکه نفت، پیش‌بینی شده بود. در میدان سیری " آ" که افق اصلی آن لایه‌ی آهکی ایلام است نیز ذخیره‌ی نفت درجا در زمان عقد قرارداد ۱۵۰۰۰ میلیون بشکه نفت خام و ذخیره‌ی قابل استحصال آن حدود ۸۰ میلیون بشکه نفت خام پیش‌بینی شده بود.

اهداف تولیدی

هدف از اجرای طرح توسعه‌ی میادین نفتی سیری "آ" و "ئی"، تولید روزانه ۱۲۴۰۰۰ بشکه نفت در روز (به ترتیب ۱۰۰۰۰۰ و ۲۴۰۰۰ بشکه نفت خام در روز) در حداکثر تولید از این میادین بوده است. با توجه به کوچک بودن دو میدان و پایین بودن

۱- انصراف این شرکت نفتی آمریکایی، به‌دلیل تحریم اقتصادی دولت ایالات متحده بر علیه ایران بوده است.

Archive of SID

www.SID.ir

تولید آن‌ها و به‌منظور دستیابی به توجیه اقتصادی بهتر و صرفه‌جویی‌های مقیاس در احداث تأسیسات فرآوری، توسعه‌ی دو میدان به‌صورت هم‌زمان در دستور کار قرار گرفته بود.

عملیات اجرایی مندرج در متن قرارداد

مطالعات زمین‌شناسی و اکتشافی: اجرای عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی و حفر دو حلقه چاه توصیفی جهت جمع‌آوری اطلاعات و شناخت مخزن به منظور برنامه‌ریزی بهینه‌ی حفاری چاه‌های توسعه‌ای.

حفاری توسعه‌ای با بهره‌گیری از لرزه‌نگاری سه بعدی در میادین سیری "آ" و "ئی": برنامه‌ی حفاری توسعه‌ای میدان سیری "ئی" با ۳۱ حلقه چاه افقی (معادل ۱۵ حلقه چاه تزریقی و ۱۶ حلقه چاه تولیدی) از آذر ماه ۱۳۷۵ شروع شد. هم‌چنین حفاری توسعه‌ی میدان سیری "آ" نیز با ۱۱ حلقه چاه افقی از آبان ماه ۱۳۷۵ شروع شد. در این دو میدان از سه دستگاه دکل حفاری (یک دستگاه از نوع پایه‌دار و دو دستگاه از نوع دکل ثابت با بارج پشتیبانی) استفاده می‌شد.

طراحی مهندسی، ساخت و نصب تأسیسات دریایی برای هر دو میدان شامل تأسیسات دریایی میدان سیری "ئی ": شرح کار توسعه‌ی میدان سیری " ئی " طبق برنامه، شامل ساخت و نصب ۵ سکوی دریایی متشکل از ۳ سکوی حفر چاه، ۱ سکوی آتش و ۱ سکوی اصلی، بهره‌برداری جهت تولید و فرآورش روزانه ۱۰۰۰۰۰ بشکه نفت خام خالص و ۱۰۰ میلیون فوت مکعب گاز می‌باشد. نصب برخی تجهیزات جهت تزریق آب به میزان ۱۶۰۰۰۰ بشکه در روز نیز برنامه‌ریزی شد. علاوه بر آن به‌منظور انتقال نفت و گاز از این میدان، دو خط لوله‌ی زیر دریایی ۱۶ و ۱۸ اینچ از سکوی بهره‌برداری برای انتقال تولید میادین به جزیره‌ی سیری، احداث گردید. برای انتقال آب تزریقی از جزیره‌ی سیری به این میدان، یک خط لوله‌ی زیر دریایی ۱۶ اینچ به‌کار رفته است. برق مورد نیاز تأسیسات دریایی میدان از نیروگاه جدیدی که در جزیره‌ی سیری ساخته می‌شود و از طریق نصب کابل زیر دریایی به سکوی بهره‌برداری و حفاری، تأمین شد. (حدود ۶۰ کیلومتر)

تأسیسات دریایی میدان سیری " آ " : تأسیسات میدان نفتی سیری " آ " که به طور کامل در دریا ایجاد شده، شامل دو سکوی حفاری برای حفر ۱۱ حلقه چاه افقی

Archive of SID

www.SID.ir

تولیدی به‌منظور تولید روزانه ۲۴۰۰۰ بشکه نفت خام از این میدان است. نفت تولیدی از این میدان از طریق نصب یک خط لوله‌ی ۱۶ اینچ جدید به سکوی موجود بهره‌برداری نصر، منتقل و پس از اختلاط با نفت میادین " سی " و " دی " و نصرت از طریق خط لوله‌ی موجود به جزیره سیری جهت فرآورش در تأسیسات موجود در این جزیره‌ی انتقال می‌یابد. برق مورد نیاز این میدان از طریق نصب کابل زیر دریایی از سکوی بهره‌برداری میدان نصر تأمین می‌شود.

تأسیسات خشکی در جزیره‌ی سیری: شرح کار تأسیسات خشکی طرح شامل ساخت و نصب یک کارخانه‌ی جدید فرآورش به ظرفیت روزانه ۵۰۰۰۰ بشکه نفت و آماده سازی تأسیسات آن در جزیره‌ی سیری جهت فرآورش نفت خام ورودی از میادین سیری " ئی " و " آ " است. هم‌چنین ساخت و نصب تأسیسات تصفیه‌ی آب و پمپاژ و تقویت فشار آب تزریق به میدان سیری " ئی " به میزان ۱۶۰۰۰۰ بشکه در روز و احداث نیروگاه جدید به قدرت تقریبی ۵۲ مگاوات جهت تأمین برق تأسیسات خشکی و دریاست. علاوه بر آن ایجاد تأسیسات انتقال و تقویت فشار گاز جهت صدور روزانه ۹۰ الی ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در میادین سیری به خارج از کشور، در شرح کار تأسیسات خشکی است.

شناسنامه‌ی قرارداد

پیمانکار اصلی: شرکت توتال فرانسه تاریخ تنفیذ قرارداد: جولای ۱۹۹۵ مطابق با تیر ماه ۱۳۷۴

تاریخ بهره‌برداری: دی ماه ۱۳۷۶ تاریخ پایان طرح: شهریور ۱۳۷۹

سال‌های حداکثر تولید از میدان: ۸ سال طول عمر میدان: ۲۵ سال

مدت باز پرداخت و تاریخ آن: از آبان ۱۳۷۷ و به مدت ۵ سال

جدول ۱ - مبالغ تقریبی قرارداد سیری "آ" و "ئی"

نام میدان	هزینه‌های سرمایه‌ای	پاداش پیمانکار	هزینه‌های بانکی	هزینه‌های عملیاتی	جمع بازپرداخت
سیری " آ " و " ئی "	(ارقام بر حسب میلیون دلار می‌باشند)				
	۶۱۰/۲۵۶	۳۳۶	۱۴۲/۱۸۴	۱۲۹/۱۲	۱۲۱۷/۵۶

منبع: حسن بیکی(۱۳۸۱)

Archive of SID

www.SID.ir

سایر توضیحات

براساس قرارداد، پیمانکار مؤظف به استفاده از حداقل ۳۰٪ توان مورد نیاز طرح از منابع داخلی بوده است. از جمله ویژگی‌های این طرح در هنگام عقد قرارداد، قطعی بودن وجود نفت قابل استحصال در میادین مزبور بوده، لذا عملاً در آن زمان ریسک خاصی متوجه پیمانکار نبوده و طرح توسعه‌ی فوق‌الذکر کاملاً توجیه اقتصادی داشته است.

۷- انجام محاسبات مالی و ارائه‌ی مدل

برای انجام محاسبات مالی و نحوه‌ی دریافتی‌های طرفین در چارچوب این دو نوع قرارداد، فروضی ارائه شده است تا شرایط را اندکی ساده‌تر و قابل محاسبه‌تر کند. برخی از این فروض به‌طور مشترک برای هر دو نوع قرارداد خدماتی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید استفاده شده‌اند. و برخی نیز ویژه‌ی یک گزینه‌ی قراردادی است. در زیر فروض مشترک ارائه می‌شوند. به فروض خاص نیز در ابتدای انجام محاسبات هر نوع قرارداد، اشاره می‌شود.

۷-۱- فروض قابل استناد در هر دو نوع قرارداد

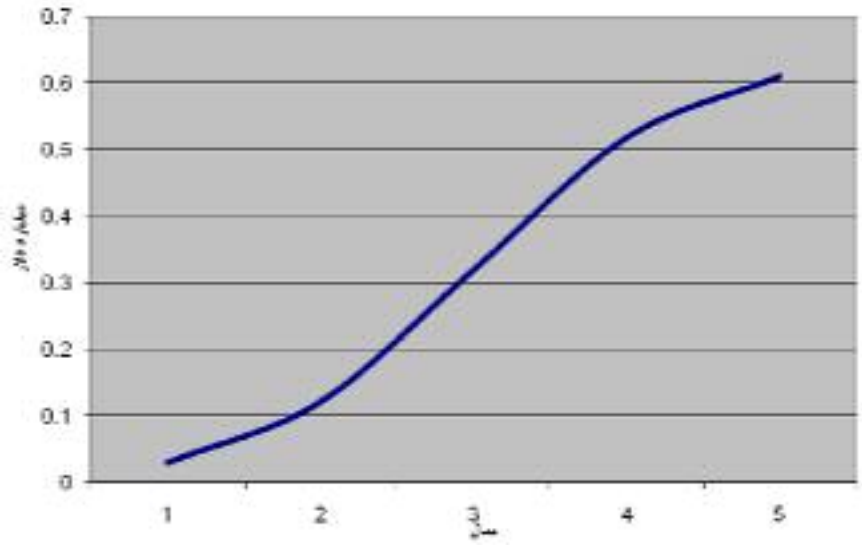
هر سال ۳۶۵ روز دارد، ولی به‌دلیل تفاوت روزهای سال با روزهای کاری، در محاسبات، ضریب کارایی عملکردی در نظر گرفته شده است که میزان روزهای کاری را نشان می‌دهد و با تغییر این ضریب در مدل می‌توان تعداد روزهای کاری را تغییر داد. در نمونه‌ی در دست بررسی این ضریب ۹۵٪ در نظر گرفته شده است.

پس از مشورت با متخصصان، این نتیجه حاصل شد که نحوه‌ی توزیع هزینه‌های سرمایه‌ای طی سال‌های ساخت به‌صورت S Curve بوده و در سال‌های اولیه و پایانی کم‌تر است، چرا که در سال‌های اولیه شرکت نفتی بین‌المللی اقدام به سفارش دادن اقلامی که دیر تحویل داده می‌شوند، می‌کند و بابت آن‌ها پیش پرداخت می‌پردازد. اما به مرور و در زمان تحویل این اقلام به پیمانکار این هزینه‌ها افزایش می‌یابد، تا این‌که در سال‌های پایانی این مقدار دوباره شروع به کاهش می‌کند، لذا در این تحقیق نحوه‌ی

Archive of SID

www.SID.ir

توزیع هزینه‌های سرمایه‌ای در مدل ارائه شده به ترتیب برای سال‌های اول تا پنجم، ۱۵، ۳۲. ۵، ۳۲. ۵، ۱۵ و ۵ درصد کل هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته شده است.



نمودار ۲- نحوه‌ی توزیع هزینه‌ها

میزان تولید سالانه، از ضرب تولید روزانه در روزهای کاری به‌دست آمده است. میزان تولید در سال‌های عملیات ساخت، نصب و توسعه صفر است و از سال دوم، تولید از میدان آغاز می‌شود و در سال پنجم به حداکثر میزان خود می‌رسد و تا ۸ سال در حداکثر میزان خود قرار دارد و سپس با نرخ ۴٪ شروع به کاهش می‌کند. سرانجام در سال بیست و هفتم از آغاز عملیات توسعه، تولید از میدان متوقف می‌شود. نرخ اُفت تولید میدان در این مدل ۴٪ در سال در نظر گرفته شده، که البته قابل تغییر است.

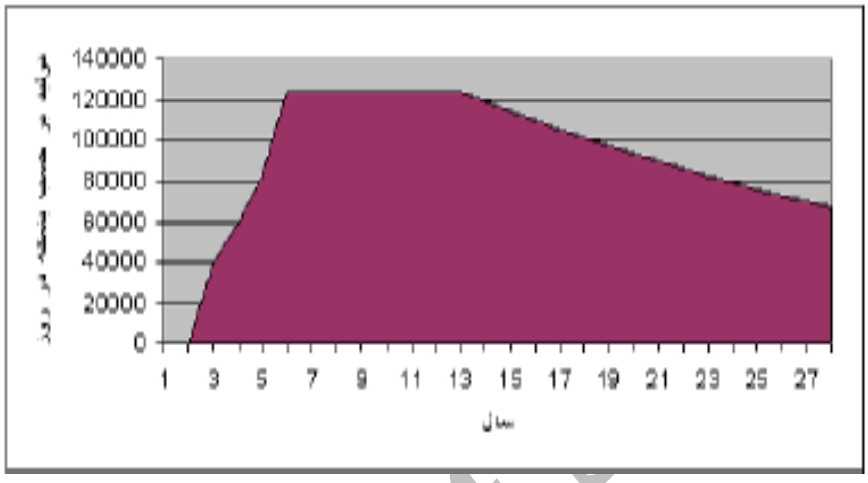
براساس مشورت با متخصصان هزینه‌های عملیاتی، ۵٪ قیمت نفت به ازای هر بشکه فرض می‌شود. البته این رقم در مدل قابل تغییر است.

در این مدل سه سناریوی قیمتی در نظر گرفته شده است که قبلا به آن اشاره شد.

نرخ تنزیل در این مدل ۱۰٪ در نظر گرفته شده که البته این نرخ هم بنابر خواست کاربر قابل تغییر است. نکته‌ی حائز اهمیت در مورد نرخ تنزیل این است که به‌دلیل بالاتر بودن ریسک قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد خدماتی بیع‌متقابل، باید

Archive

www.SID.ir



نمودار ۳- نحوه‌ی توزیع تولید میادین سیری A و E

نرخ تنزیل بالاتری برای محاسبات مربوط به آن در نظر گرفته شود. لذا در بررسی‌ها برای تحلیل حساسیت، ۳٪ به میزان نرخ تنزیل برای قرارداد مشارکت در تولید اضافه شده است.

هزینه‌های سرمایه‌ای طرح برای هر دو مدل در سناریوی اول ثابت بوده و میزان ۶۱۰/۲۵۶ میلیون دلار می‌باشد.

در شرایطی که سناریوی قیمتی حاکم روند قیمت‌های واقعی نفت است، با توجه به تأثیرگذاری افزایش قیمت نفت بر هزینه‌های سرمایه‌ای طبق محاسبات CERA[1] و OPEC، یک ضریب برای افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای لحاظ شده که براساس مشورت با متخصصان صنعت نفت این ضریب ۶۰٪ در نظر گرفته شده است. البته افزایش قیمت‌های جهانی نفت با یک وقفه‌ی زمانی منجر به افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای می‌شود، ولی در این تحقیق برای سهولت موضوع و با توجه به کوچک بودن این تأخیر زمانی، از لحاظ کردن آن در مدل صرف‌نظر شده است.

1- Cambridge Energy Research Association.

Archive of SID

www.SID.ir

۷-۲- محاسبات و فروض برای قرارداد مشارکت در تولید

۷-۲-۱- فروض قابل استناد در قرارداد مشارکت در تولید

در مدل قرارداد مشارکت در تولید، بر عکس خدماتی بیع‌متقابل، هزینه‌های بانکی و پاداش به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد، بلکه پس از کسر هزینه‌های سرمایه‌ای از محل نفت هزینه‌ای که میزان آن ۵۰٪ تولیدات میدان است، در آمد حاصل از فروش نفت بین پیمانکار و دولت تقسیم می‌شود و پیمانکار مؤظف است ۴۰٪ درآمد خود را به‌عنوان مالیات به دولت بپردازد، که در حقیقت سهم نهایی دولت به ۹۰٪ و سهم پیمانکار به ۱۰٪ می‌رسد.

در مدل فرض شده است که دولت میزبان مشارکتی در هزینه‌های سرمایه‌ای ندارد و مشارکت وی صفر است ولی این رقم قابل تغییر می‌باشد.

در این قسمت ابتدا نحوه‌ی دریافتی‌ها برای قرارداد مشارکت در تولید با فرض سناریوی قیمتی اول یعنی ادامه‌ی روند قیمت‌های جهانی نفت طبق پیش‌بینی‌های EIA در آن سال‌ها محاسبه و در ادامه جداول آن ارائه می‌شود. همان‌طور که مشاهده می‌شود، اگر روند جهانی قیمت‌ها طبق پیش‌بینی‌های EIA افزایش می‌یافت و تغییری در هزینه‌های سرمایه‌ای به‌وجود نمی‌آمد خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید با نرخ تنزیل ۱۰٪، میزان ۴۷۹,۰۹۱,۱۹۹/۷۴دلار می‌رسید. و نرخ بازدهی داخلی پیمانکار ۳۵٪ بود. حالت دوم حالتی است که از سناریوی قیمتی دوم یعنی قیمت‌های واقعی نفت استفاده شده است. در این حالت به‌دلیل افزایش شدید قیمت‌های جهانی نفت و با توجه به اثر آن بر روی هزینه‌های سرمایه‌ای، ضریب ۶۰٪ برای افزایش این هزینه‌ها در نظر گرفته و در محاسبات سری دوم لحاظ شد. در این حالت میزان خالص ارزش حال پروژه با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای پیمانکار، ۱,۰۱۸,۲۸۹,۴۶۱/۵۰ و نرخ بازدهی داخلی وی ۱۹٪ است. با توجه به نتایج به‌دست آمده، مشاهده می‌شود که در صورت استفاده از روند قیمت‌های واقعی نفت خالص، ارزش حال پروژه به‌شدت برای پیمانکار افزایش می‌یابد و منافع شدیدی ناشی از افزایش قیمت‌های نفت نصیب وی می‌شود. پس در شرایطی که پیمانکار انتظار دارد قیمت‌ها افزایش یابد، عقد قرارداد مشارکت در تولید منافع وی را حداکثر می‌کند. آخرین سناریوی قیمتی حالتی است که کاهش قیمت‌های جهانی نفت در نظر گرفته شده است. در این حالت خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار، ۲۸۷,۳۸۰,۸۱۴/۰۷ دلار و

Archive of SID

www.SID.ir

نرخ بازدهی داخلی وی ۲۸٪ است. با بررسی این حالت می‌بینیم که طبیعتاً کاهش قیمت‌های جهانی نفت منافع پیمانکار را در قرارداد مشارکت در تولید کاهش می‌دهد.

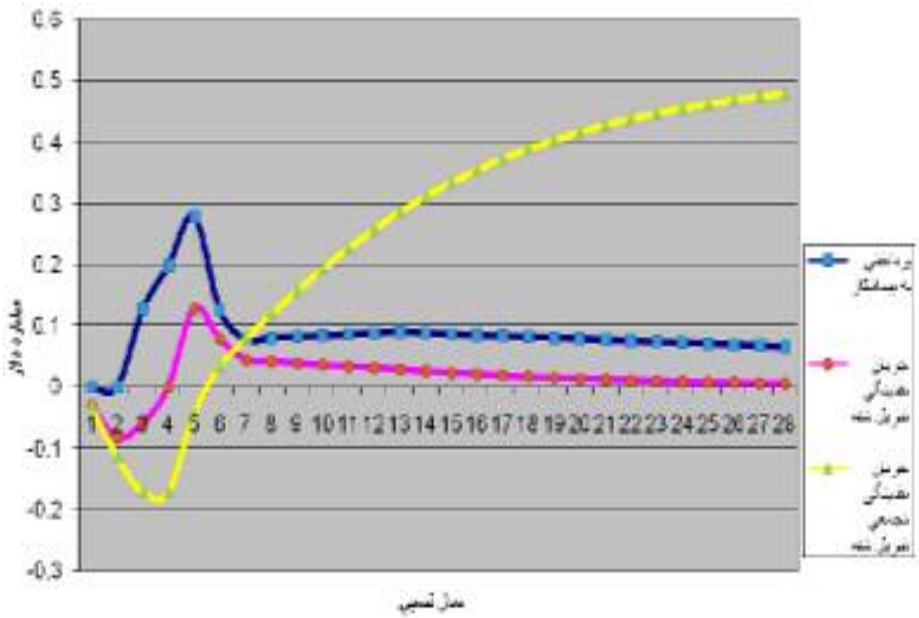
البته به‌دلیل پایین بود نرخ تنزیل ۱۰٪ برای قراردادهای مشارکت در تولید به‌دلیل ریسک بالاتری که نسبت به قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل دارند، یک‌بار دیگر تمام این محاسبات با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۳٪ برای قرارداد مشارکت در تولید انجام شده است که نتایج آن ارائه می‌شود. ریسک بیش‌تر قراردادهای مشارکت در تولید برای پیمانکاران به این لحاظ است که در قراردادهای خدماتی، پیمانکار در هرحال کل سرمایه‌گذاری خود را پس می‌گیرد، اما در قرارداد مشارکت در تولید بازگشت این سرمایه گذاری مستلزم تحقق اهداف تولید از میدان است. با در نظر گرفتن سناریوی قیمتی ۱ و نرخ تنزیل‌های فوق، خالص ارزش حال پروژه برای قرارداد مشارکت در تولید، ۳۳۵,۷۲۶,۱۶۲/۵۴ دلار و نرخ بازدهی داخلی وی ۳۵٪ است. مشاهده می‌شود افزایش نرخ تنزیل که به‌دلیل افزایش ریسک می‌باشد، خالص ارزش حال پروژه را برای پیمانکار در حالت عقد قرارداد مشارکت در تولید کاهش می‌دهد. با انجام این امر و مقایسه‌ی نتایج به‌دست آمده از این محاسبات با نتایج به‌دست آمده ازمحاسبات قرارداد خدماتی بیع‌متقابل در حالت سناریوی قیمتی ۱ و نرخ تنزیل ۱۰٪، که نتایج آن در قسمت قرارداد خدماتی بیع‌متقابل ارائه شده است، ملاحظه می‌شود که اختلاف بین ارزش حال پروژه برای دو نوع قرارداد کاهش می‌یابد، ولی هنوز هم منافع قرارداد مشارکت در تولید برای پیمانکار بیش‌تر است.

۷-۲-۲- *محاسبات برای سه سناریو در نرخ تنزیل ۱۰٪ در قرارداد مشارکت در تولید*

با دقت در نمودار زیر مشاهده می‌شود که با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪ در سناریوی قیمتی اول، خالص ارزش حال پروژه ۴۷۹,۰۹۱,۱۹۹/۷۴ دلار است. در سال‌های اول و دوم به‌دلیل این‌که هنوز تولید انجام نگرفته است، میزان پرداختی به پیمانکار که با منحنی آبی رنگ نشان داده شده، صفر می‌باشد، چراکه فقط هزینه می‌کند. از سال دوم تا هفتم که تولید آغاز شده است، چون پیمانکار در حال دریافت هزینه‌های سرمایه‌ای و اندکی نفت منفعتی است، منحنی پرداختی به پیمانکار با یک جهش، افزایش می‌یابد.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار ۴- جریان نقدینگی قرارداد مشارکت در تولید در سناریوی قیمتی اول با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای پیمانکار

از سال هشتم کل هزینه‌های پیمانکار، بازپرداخت شده و در نتیجه میزان دریافتی وی با شیب زیادی کاهش می‌یابد، چرا که پس از آن در حال دریافت درآمد خالص یا سود است. از سال هشتم تا دوازدهم که تولید میدان در حداکثر میزان خود است، دریافتی پیمانکار با شیب ملایمی افزایش پس از این سال به‌دلیل شروع اُفت تولید، میزان دریافتی پیمانکار نیز با شیب ملایمی شروع به کاهش می‌کند. جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده که در نمودار با خط زرد نشان داده شده است، میزان مجموع پرداخت به پیمانکار پس از کسر هزینه‌ها تا آن سال را نشان می‌دهد که با نرخ تنزیل ۱۰٪ تنزیل شده و در حقیقت ارزش حال کل درآمد خالص یا سود را در سال صفر نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل مشاهده می‌شود، این مقدار در سال ششم صفر است، یعنی پیمانکار کل هزینه‌های خود را به ارزش سال صفر در شش سال دریافت می‌دارد. البته این در صورتی است که کل دریافتی وی که بخشی از آن سود است، برای مستهلک کردن هزینه‌ها به‌کار می‌رود. از بعد از این سال تمام دریافتی پیمانکار سود

Archive of SID
www.SID.ir

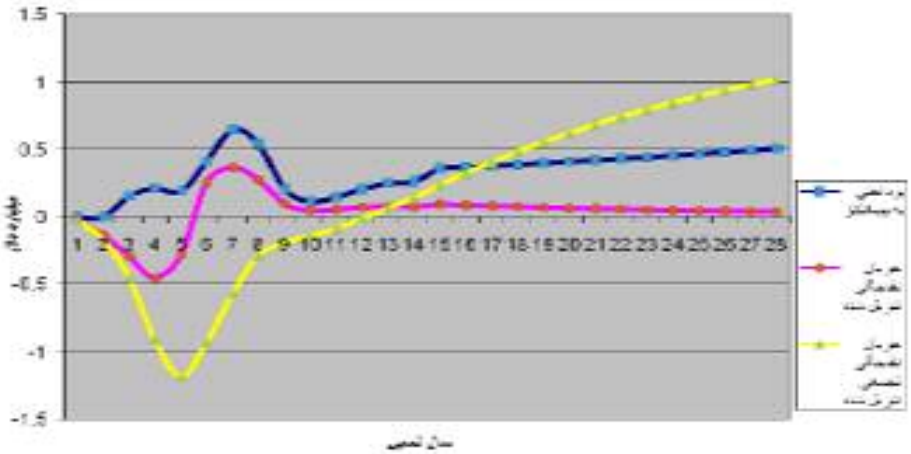
است. جریان نقدینگی تنزیل شده که با منحنی صورتی نمایش داده شده است، میزان درآمد خالص پیمانکار در هر سال را با ضریب ۱۰٪ تنزیل کرده و ارزش پول دریافتی در آن سال را به قیمت سال صفر نشان می‌دهد.

با توجه به شکل زیر، با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰٪ در سناریوی قیمتی دوم، یعنی در نظر گرفتن قیمت‌های واقعی نفت و پس از اعمال ضریب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، می‌خواهیم ببینیم چه اتفاقی برای دریافتی پیمانکار رخ می‌دهد. در این حالت خالص ارزش حال پروژه ۱۰۱,۸۲۸,۹۴۶/۵۰دلار است. در سال‌های اول و دوم به‌دلیل این‌که هنوز تولید انجام نگرفته‌است، پرداختی به پیمانکار که با منحنی آبی رنگ نشان داده شده، صفر است و پیمانکار در این دوسال فقط هزینه می‌کند و جریان نقدینگی تنزیل شده وی نیز منفی است. از سال دوم تا پنجم که پیمانکار هنوز در حال هزینه کردن است و هزینه‌های وی افزایش یافته، منحنی آبی رنگ با یک جهش افزایش می‌یابد. در این حالت به‌دلیل افزایش شدید هزینه‌ها که ناشی از ویژگی S Curve بودن جریان هزینه‌هاست، سهم بیش‌تری از نفت هزینه‌ای بابت پوشش هزینه‌ها به پیمانکار پرداخت می‌شود، چراکه میزان هزینه‌ها در دو سال اول نیز باید به‌شرط عدم تجاور از سقف میزان نفت هزینه‌ای پوشش داده شود. از سال پنجم تا هشتم، هنوز دولت میزبان در حال پرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای به پیمانکار است، ولی چون پیمانکار دیگر هزینه‌ای نمی‌کند و در حال دریافت هزینه‌های قبلی است، دریافتی وی دوباره با یک جهش افزایش می‌یابد. منحنی زرد رنگ که بیانگر هرینه‌های تجمعی تنزیل شده، در هر سال نشان می‌دهد که پیمانکار تا آن زمان با اعمال نرخ تنزیل ۱۰٪ چقدر پول به ارزش سال صفر دریافت کرده است. در این نمودار میزان هزینه‌ها نیز از درآمدها کسر شده و در حقیقت نمودار، میزان سود خالص تجمعی تا آن سال را نشان می‌دهد. نمودار صورتی رنگ نشانگر دریافتی خالص پیمانکار پس از کسر هزینه‌ها در هر سال به ارزش سال صفر با نرخ تنزیل ۱۰٪ است.

این محاسبات یک بار هم در نظر گرفتن سناریوی قیمتی سوم و کاهش قیمت‌های جهانی انجام شده است، که طی آن جریان نقدینگی تنزیل شده و جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده برای پیمانکار کاهش می‌یابد البته حتی در این حالت نیز قرارداد مشارکت در تولید نسبت به بیع‌متقابل برای پیمانکار برتری دارد.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار ۵- جریان نقدینگی قرارداد مشارکت در تولید در سناریوی قیمتی دوم با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای پیمانکار

محاسبات برای سه سناریو در نرخ تنزیل ۱۳٪ در قرارداد مشارکت در تولید

این محاسبات نیز انجام شد و نتایج حاصل از آن در سناریوی قیمتی اول مؤید این مطلب بود که منافع قرارداد مشارکت در تولید برای پیمانکار بیش‌تر از قرارداد خدماتی بیع متقابل است، چرا که در سناریوی قیمتی اول با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای قرارداد خدماتی بیع‌متقابل خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار ۷۵,۴۵۴,۸۱۶/۹۷ دلار است، که با خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید با نرخ تنزیل ۱۳٪ که میزان آن ۳۳۵,۷۲۶,۱۶۲/۵۴ دلار است تفاوت قابل ملاحظه‌ای دارد. ولی در واقع طی قرارداد مشارکت در تولید با بالا رفتن نرخ تنزیل که ناشی از افزایش ریسک است، خالص ارزش حال پیمانکار در مقایسه با حالتی که نرخ تنزیل ۱۰٪ بود، ۱۴۳,۳۶۵,۰۳۷/۲دلار کاهش یافته است.

در سناریوی قیمتی دوم، ضریب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای اعمال شده و نرخ تنزیل نیز به ۱۳٪ افزایش یافته است. . با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۳٪ در سناریوی قیمتی دوم، یعنی در نظر گرفتن قیمت‌های واقعی نفت خالص، ارزش حال پروژه برای پیمانکار ۵۰۶,۷۵۶,۳۲۵/۵۷ دلار می‌باشد.

Archive of SID

www.SID.ir

در محاسبات انجام شده برای سناریوی قیمتی سوم و نرخ تنزیل ۱۳٪، می‌ببینیم که خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار، ۱۹۶,۲۴۵,۶۵۰/۰۴دلار و نرخ بازدهی داخلی وی ۲۸٪ است. ملاحظه می‌شود که خالص ارزش حال پروژه در اثر کاهش قیمت‌های جهانی نفت برای پیمانکارکاهش یافته است.

۷-۳- فروض و محاسبات برای قرارداد خدماتی بیع متقابل

۷-۳-۱- فروض خاص قرارداد خدماتی بیع‌متقابل

میزان دستمزد و هزینه‌های بانکی پیمانکار در این قرارداد به ترتیب ۳۳۶ و ۱۴۲/۱۸۴ میلیون دلار است.

بدیهی است که در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های بانکی نیز افزایش می‌یابد، ولی این مازاد افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های بانکی، توسط دولت میزبان پوشش داده نمی‌شود. البته به‌منظور سهولت در محاسبات، افزایش هزینه‌های بانکی در مدل لحاظ نشده و فقط اثر افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای بر روی دریافتی پیمانکار بررسی شده است.

بازپرداخت هزینه‌ها به پیمانکار از زمان تحویل میدان به دولت میزبان، یعنی درواقع پایان عملیات توسعه، آغاز می‌شود. طول مدت دوره‌ی بازپرداخت ۵ سال در نظر گرفته شده است.

در این حالت طی دوره‌ی بازپرداخت، هر سال دریافتی پیمانکار از درآمد میدان کسر شده و مابقی درآمد به شرکت ملی نفت تعلق می‌گیرد. این مدل تفاوت‌هایی با مدل قرارداد مشارکت در تولید دارد، از جمله آن‌که در صورت افزایش قیمت‌های جهانی نفت، هزینه‌های سرمایه‌ای و تولید، دولت میزبان هیچ مبلغ اضافه‌ای بابت جبران این هزینه‌ها به پیمانکار نمی‌پردازد. در این بخش نیز ابتدا نحوه‌ی دریافتی‌ها برای پیمانکار در حالت سناریوی قیمتی اول و با فرض این‌که تغییری در هزینه‌های سرمایه‌ای به‌وجود نمی‌آید. محاسبه و جدول آن ارائه شده است. در گام دوم سناریوی قیمتی دو در نظر گرفته شده و به تبع انتخاب این گزینه ضریب افزیش Capex نیز لحاظ شده است، زیرا همان‌طور که در فصل سوم توضیح داده شد، افزایش قیمت‌های جهانی نفت منجر به افزایش شدید هزینه‌های سرمایه‌ای می‌شود، در مرحله‌ی آخر، سناریوی قیمتی سوم، یعنی

Archive of SID

www.SID.ir

کاهش قیمت‌های جهانی نفت در نظر گرفته شده و به بررسی اثرات این کاهش پرداخته شده است.

در محاسبات سناریوی قیمتی اول. خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار ۷۵,۴۵۴,۸۱۶/۹۷ دلار و نرخ بازدهی داخلی وی ۱۳٪ است. پس از تغییر قیمت‌های جهانی نفت و قبل از اعمال ضریب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای در مدل، ملاحظه می‌شود که خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار تغییر نمی‌کند، چرا که دریافتی وی مستقل از قیمت‌های جهانی نفت است و به‌صورت رقمی ثابت در زمان عقد قرارداد قید می‌شود، ولی پس از اعمال ضریب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای خالص، ارزش حال پروژه برای پیمانکار منفی شده و به میزان۱,۰۳۹,۷۳۶,۵۰۷/۹۹− می‌رسد. علاوه بر این، نرخ بازدهی داخلی پیمانکار نیز منفی می‌شود. این محاسبات نشان می‌دهد که در صورت افزایش قیمت‌های جهانی نفت که منجر به افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای می‌شود، خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار به شدت کاهش می‌یابد و حتی سبب زیان وی می‌شود، زیرا در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، دولت میزبان مبلغ مازاد هزینه‌ها را تقبل نمی‌کند. با توجه به نتایج به‌دست آمده، در صورتی‌که پیمانکار انتظار چنین افزایش قیمتی را داشت، هیچ‌گاه حاضر به عقدقرارداد خدماتی بیع‌متقابل نمی‌شد.

در مرحله‌ی آخر، سناریوی قیمتی سوم که کاهش قیمت‌های جهانی نفت می‌باشد، در مدل استفاده شده است. دراین حالت خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار تفاوتی ندارد، چرا که دریافتی وی مستقل از قیمت‌های نفت است. این تنها حالتی است که قرارداد بیع متقابل ممکن است نسبت به مشارکت در تولید، برتری پیدا کند. با مقایسه‌ی خالص ارزش حال پروژه در قرارداد مشارکت در تولید با نرخ تنزیل ۱۳٪، به‌دلیل ریسک بالاتر در این سناریوی قیمتی (NPV = ۱۹۶۲٤٥٦٥۰, ۰٤) با قرارداد خدماتی بیع متقابل با نرخ تنزیل ۷٪در همین سناریوی قیمتی (NPV=۱٥۹۹۰٤۸٥۲, ۱)، مشاهده می‌شود که هنوز هم خالص ارزش حال پروژه در قرارداد مشارکت در تولید اندکی بالاتر است. نکته‌ی بسیار مهمی که در این قسمت باید به آن توجه داشت، این است که بر اساس قوانین حاکم بر قراردادهای بیع متقابل ایران، بازپرداخت اقساط پیمانکار باید از محل درآمد حاصل از فروش تولیدات میدان در حد سقف ۶۰٪ این تولیدات انجام شود. در صورتی‌که اُفت قیمت‌های جهانی نفت به قدری

Archive of SID

www.SID.ir

شدید باشد که درآمدهای ناشی از فروش ۶۰٪ تولیدات منجر به پوشش قسط سالانهٔ پیمانکار نشود، هرچه قدر از قسط سالانه‌ی وی که باقی بماند به سال بعد منتقل می‌شود. البته با توجه به شرایط حاکم بر میادین نفتی ایران این قیمت‌ها باید به چیزی در حدود ۵ دلار به ازای هر بشکه اُفت کند تا چنین شرایطی حادث شود.

البته با مقایسه‌ی میزان خالص ارزش حال پروژه در سناریوی قیمتی اول برای قرارداد مشارکت در تولید و خدماتی بیع‌متقابل، مشاهده می‌کنیم که در همان زمان عقد قرارداد هم منافع قرارداد مشارکت در تولید برای پیمانکار بیش از قرارداد خدماتی بیع‌متقابل بوده است ولی احتمالاً شرایط حاکم بر آن دوره، پیمانکار را جذب این قرارداد می‌کرد، به‌ویژه این که در سال ۱۳۷۴ پس از حدود ۲۰، سال درهای کشور به روی سرمایه‌گذاری خارجی گشوده شد و فرصت‌های سرمایه‌گذاری برای این شرکت‌ها نیز محدود بود و شاید به روز کردن اطلاعات در مورد ایران و پیدا کردن جای پا نیز برای پیمانکار این جذابیت را داشت که از منافع مادی تا حدی صرف‌نظر کند.

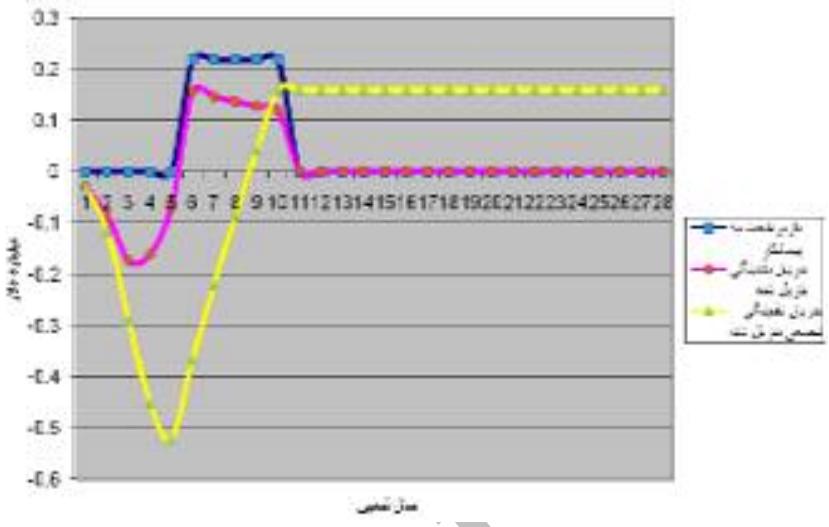
به‌نظر می‌رسد تلقی پیمانکاران عمدتاً این بوده است که دردوره‌ی بازپرداخت قرارداد، قیمت‌ها حداکثر بر مبنای پیش‌بینی‌های EIA یا نهادهایی نظیر آن افزایش جزئی خواهند داشت و متناسب با آن ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه نیز وجود ندارد، بنابراین متناسب با پایین بودن ریسک، حاضر به پذیرش منافع کم‌تر بوده‌اند.

۷-۳-۲- محاسبات برای سه سناریو در نرخ تنزیل ۱۰٪ در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل

در حالت فوق که سناریوی قیمتی ۱ با نرخ تنزیل ۱۰٪ انتخاب شده است، خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار، ۷۵,۴۵۴,۸۱۶/۹۷ دلار و نرخ بازدهی داخلی ۱۳٪ است. منحنی آبی رنگ، بازپرداخت به پیمانکار را نشان می‌دهد. این میزان تا سال پنجم صفر است، چرا که شروع بازپرداخت از زمان پایان عملیات توسعه و آغاز تولید با حداکثر ظرفیت می‌باشد. تا آن زمان منحنی صورتی رنگ که جریان نقدینگی تنزیل شده را نشان می‌دهد و حاصل تنزیل درآمدها، منهای هزینه‌ها با نرخ تنزیل ۱۰٪ است، منفی می‌باشد زیرا هنوز هیچ پرداختی به پیمانکار انجام نگرفته است. از سال پنجم تا یازدهم،

Archive of SID

www.SID.ir



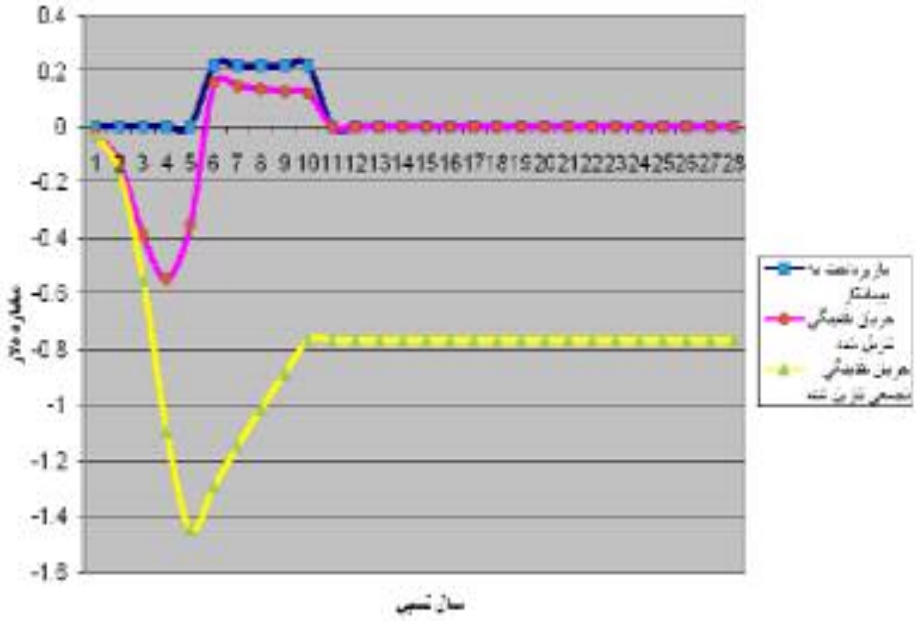
نمودار۶- جریان نقدینگی قرارداد خدماتی بیع‌متقابل در سناریوی قیمتی اول با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای پیمانکار

دولت میزبان در حال پرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، دستمزد و هزینه‌های بانکی به پیمانکار است. طی این سال‌ها جریان نقدینگی تنزیل شده‌ی پیمانکار مثبت بوده، ولی به‌دلیل مساوی بودن میزان اقساط، ارزش آن‌ها در سال‌های آخر پس از اعمال نرخ تنزیل کاهش می‌یابد. نمودار زرد رنگ نیز جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده را نشان می‌دهد، که بیانگر مجموع درآمد خالص یا سود پرداختی به پیمانکار تا آن سال است. همان‌طور که مشاهده می‌شود در صورت بروز سناریوی قیمتی ۱، پیمانکار منافعی از عقد قرارداد خدماتی بیع متقابل دارد که با توجه به شرایط ذکر شده که در آن دوران حاکم بود، وی را تشویق به عقد این قرارداد کرده است.

در حالت فوق سناریوی قیمتی ۲ با نرخ تنزیل ۱۰٪ انتخاب شده است. همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد، در این حالت که قیمت‌های واقعی نفت در نظر گرفته شده است، به‌دلیل مستقل بودن دریافتی‌های پیمانکار از قیمت نفت، در صورت عدم اعمال ضریب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار تغییری نمی‌کند.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار۷- جریان نقدینگی قرارداد خدماتی بیع‌متقابل در سناریوی قیمتی دوم با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای پیمانکار

ولی افزایش قیمت‌های نفت لاجرم هزینه‌های سرمایه‌ای را افزایش می‌دهد و این افزایش توسط دولت میزبان جبران نمی‌شود. خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار در این حالت، ۱,۰۳۹,۷۳۶,۵۰۷/۹۹- دلار و نرخ بازدهی داخلی نیز منفی است. منحنی آبی رنگ، بازپرداخت به پیمانکار را نشان می‌دهد که رفتار آن در حالت فوق توضیح داده شد. منحنی صورتی رنگ نیز جریان نقدینگی تنزیل شده را نشان می‌دهد که حاصل تنزیل درآمد منهای هزینه با نرخ ۱۰٪ است. این مقدار در سال یازدهم که بازپرداخت اقساط پیمانکار پایان می‌یابد، صفر می‌شود، زیرا پس از آن نه درآمدی هست و نه هزینه‌ای. منحنی زرد رنگ، میزان جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده را نشان می‌دهد که در حقیقت مجموع درآمدها منهای هزینه‌ها برای پیمانکار از سال صفر تا آن سال است. همان‌طور که مشاهده می‌شود این مقدار برای پیمانکار منفی است، که نشانگر زیان وی دراین قرارداد می‌باشد.

Archive of SID

www.SID.ir

این محاسبات در حالت سناریوی قیمتی سوم با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای قرارداد خدماتی بیع‌متقابل انجام شده است، همان‌طور که قبلاً نیز اشاره شد دراین حالت که کاهش قیمت‌های نفت در نظر گرفته شده است، به‌دلیل مستقل بودن دریافتی‌های پیمانکار از قیمت نفت خالص، ارزش حال پروژه برای وی تغییری نمی‌کند و در همان میزان ۷۴,۴۵۴,۸۱۶/۸۷، ثابت می‌ماند و نرخ بازدهی داخلی وی نیز همان ۱۰٪ است. در حقیقت میزان جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده، مجموع درآمدها منهای هزینه‌ها برای پیمانکار از سال صفر تا آن سال می‌باشد. این مقدار برای پیمانکار دراین حالت مثبت است، یعنی منافع مادی در این حالت عاید وی می‌شود.

محاسبات برای سه سناریو در نرخ تنزیل ۷٪ در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل

در این حالت سناریوی قیمتی اول انتخاب شده است، ولی به‌دلیل پایین بودن ریسک قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل، تمام محاسبات یک‌بار دیگر با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۷٪ انجام شده است. خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار ۱۵۹,۹۰۴,۸۵۲/۹۱و نرخ بازدهی داخلی وی ۱۰٪ است. در این حالت به‌دلیل پایین‌تر آمدن نرخ تنزیل، منافع پیمانکار افزایش یافته است، که نشان می‌دهد هر چه‌قدر ریسک این قراردادها کاهش می‌یابد، به‌دلیل کاهش نرخ تنزیل منافع آن نیز افزایش می‌یابد.

در این حالت نیز مجدداً با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۷٪ محاسبات برای سناریوی قیمتی دوم پس از اعمال ضریب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده است. این‌بار نیز خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار منفی است.

در سناریوی قیمتی سوم با نرخ تنزیل ۷ درصد مشاهده می‌شود که خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار به میزان ۱۵۹,۹۰۴,۸۵۲/۱دلار می‌رسد و نرخ بازدهی داخلی وی ۱۰٪ است. هم‌چنین که منافع ناشی از این حالت با منافع ناشی از حالتی که سناریوی قیمتی یک با نرخ تنزیل ۷٪برای پیمانکار اعمال شد، یکسان می‌باشد، زیرا منافع پیمانکار در این قرارداد همان‌طور که قبلاً بارها ذکر شد مستقل از قیمت‌های نفت است. برای انجام بررسی‌های بیش‌تر و درک عمیق‌تر موضوع، از تحلیل حساسیت بر روی ارزش حال خالص پروژه برای پیمانکار نسبت به متغیرهای قیمت، هزینه‌های سرمایه‌ای و نرخ تنزیل استفاده شده است، که گزارشات آن ذیلاً ارائه می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

۷-۴- تحلیل حساسیت خالص ارزش حال پیمانکار

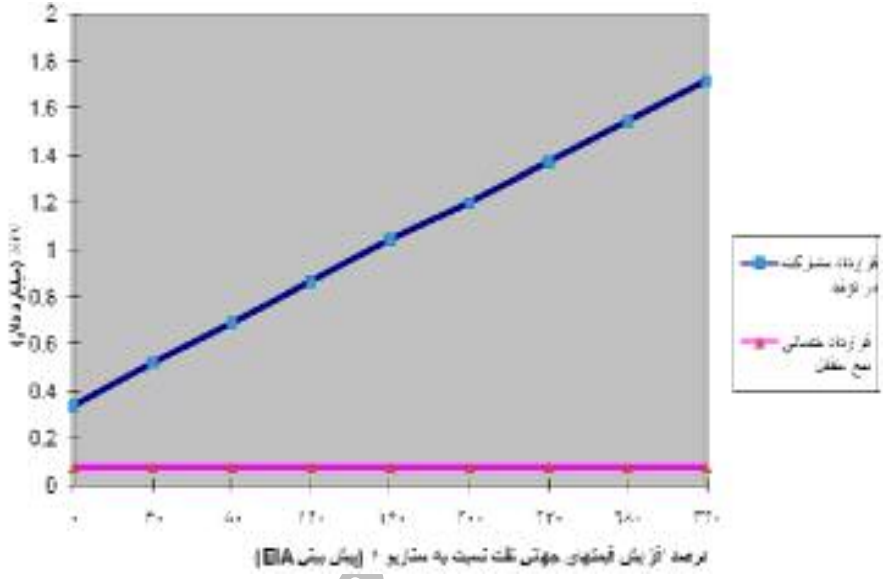
۷-۴-۱- تحلیل حساسیت خالص ارزش حال پیمانکار نسبت به افزایش قیمت‌های جهانی نفت و نرخ تنزیل

در این حالت براساس سناریوی قیمتی ۱ که پیش‌بینی‌های EIA در زمان عقد قرارداد می‌باشد، قیمت نفت به ترتیب ۵۰، ۴۰، ۳۰، ۲۰، ۱۰ درصد برای هر سال افزایش یافته است و در هر قیمت جدید، NPV پیمانکار در دو قرارداد خدماتی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید محاسبه شده است. در چنین حالتی سایر شرایط ثابت فرض شده است، یعنی هزینه‌های سرمایه‌ای و سایر متغیرها ثابت می‌مانند. نتیجه این بود که در صورت ثابت بودن سایر شرایط و تنها در صورت افزایش قیمت‌های جهانی نفت برمبنای روند پیش‌بینی شده توسط EIA، باز هم پیمانکار در تمامی سناریوهای قیمتی، قرارداد مشارکت در تولید را ترجیح می‌دهد و میزان اختلاف NPV پیمانکار نسبت به عقد قرارداد خدماتی بیع‌متقابل یا مشارکت در تولید در قیمت‌های پایین‌تر نفت بسیار کم‌تر است، اما در زمانی که قیمت‌های جهانی نفت به رقمی در حدود ۱۰۰ دلار رسیده طبیعی است که پیمانکار ادعا کند که قرارداد خدماتی بیع‌متقابل برای وی جذابیتی ندارد. به‌عبارت دیگر در هنگام عقد قرارداد، شاید این گزینه با در نظر گرفتن سایر مسائل جذابیت بیش‌تری برای وی به لحاظ اختلاف کم‌تر با قرارداد مشارکت در تولید داشته است. البته در زمان عقد قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل توسط شرکت‌های بین‌المللی نفتی با ایران، شرایط حاکم بسیار متفاوت با حال حاضر بود و دلایل دیگری هم برتصمیمات پیمانکاران تأثیرگذار بود که قبلاً توضیح داده شد. لذا ذکر این نکته که قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل کلاً فاقد جذابیت می‌باشند امری بی‌اساس به‌نظر می‌رسد، زیرا این ایراد با مرور زمان و افزایش شدید قیمت‌های نفت بر این قرارداد وارد شده است. پس نمی‌توان گفت خود قرارداد ایراد دارد، بلکه به هنگام عقد قرارداد باید به شرایط زمانی و پیش‌بینی از روند آتی قیمت‌های نفت دقت داشت. البته انجام چنین قیاسی که نرخ تنزیل هر دو قرارداد در آن ۱۰٪ باشد خالی از اشکال نیست به‌دلیل بالاتر بودن میزان ریسک در قرارداد مشارکت در تولید، نرخ تنزیل این قرارداد باید بالاتر در نظر گرفته شود، لذا برای حل این مشکل تصمیم گرفته شد، میزان NPV در سناریوهای مختلف قیمتی برای هر دو قرارداد با نرخ‌های تنزیل متفاوت محاسبه شود. نرخ تنزیل برای قرارداد، مشارکت در تولید به ترتیب ۱۵و ۱۰، ۱۳ درصد در نظر

Archive of SID

www.SID.ir

گرفته‌شده و برای قرارداد بیع‌متقابل به ترتیب ۷ و ۱۰ درصد شده است که نتـایج آن در قالب نمودارهای زیر ارائه می‌شود.



نمودار ۸- تحلیل حساسیت NPV پیمانکار نسبت به افزایش قیمت‌های جهانی نفت با نرخ تنزیل ۱۳٪ برای PSC و ۱۰٪ برای BB

برای اختصار فقط نمودار یک حالت ارائه شده است. با بررسی نتـایج بـه‌دسـت آمـده می‌بینیم که هر چه‌قدر نرخ تنزیل برای قرارداد مشارکت در تولید افزایش یافتـه و بـرای قرارداد خدماتی بیع‌متقابل کاهش یابد، اختلاف این دو قـرارداد در سـناریوهای قیمتـی مختلف کاهش می‌یابد و در صورت کاهش بیش‌تر، نـرخ تنزیـل بـرای قـرارداد خـدماتی بیع‌متقابل و افزایش نرخ تنزیل برای قرارداد خدماتی بیع‌متقابـل، ممکـن اسـت در یـک سناریوی قیمتی پایین این دو قراداد با هم تلاقی داشته باشند، یعنی در جایی پیمانکـار نسبت به انتخاب قرارداد مشارکت در تولید یا خدماتی بیع‌متقابل بی‌تفاوت می‌شـود. در قیمت‌های پایین‌تر از این نقطه قراردادخدماتی بیع‌متقابل برای پیمانکار جذاب‌تـر اسـت. این حالت ممکن است در صورت کاهش زیـاد سـهم پیمانکـار در قـرارداد مشـارکت در تولید نیز رخ دهد. البته با وجود این‌که در حالات فوق، سناریوهای متعددی بررسی شد،

Archive

www.SID.ir

هنوز نقطه‌ی تلاقی بین دو قرارداد به‌وجود نیامده است. نتایج به‌دست آمده، فرضیه‌ی جذاب‌تر بودن قراردادهای مشارکت در تولید را تقویت می‌کند.

۷-۴-۲- تحلیل حساسیت خالص ارزش پیمانکار نسبت به افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای

برای انجام این بررسی فرض شده است که در سناریوی قیمتی ۱ که برمبنای پیش‌بینی‌های EIA در زمان عقد قرارداد است، هزینه‌های سرمایه‌ای طی دفعات مختلف و هر بار به میزان متفاوتی برابر با ۱۰، ۲۰، ۳۰، ۴۰، ۵۰، ۶۰، ۷۰، ۸۰ درصد افزایش یابد و در هر بار افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، خالص ارزش حال پروژه برای پیمانکار در دو گزینه‌ی قراردادی مختلف محاسبه شده است. در این محاسبات سایر شرایط ثابت فرض شده است. نتیجه این بوده است که حساسیت NPV پیمانکار در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل نسبت به افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای شدیدتر و NPV وی با شیب بیش‌تری در حال کاهش است، درحالی‌که اثر این مسأله در قراردادهای مشارکت در تولید کم‌تر حس می‌شود. حتی در صورت ادامه‌ی روند قیمت‌های جهانی نفت طبق پیش‌بینی‌های EIA، در صورتی‌که هزینه‌های سرمایه‌ای در حدود ۶۵٪ افزایش یابد، خالص ارزش حال پروژه با نرخ تنزیل ۱۰٪ برای پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید صفر می‌شود. لذا نتیجه می‌گیریم در حالتی که پیمانکار انتظار دارد هزینه‌های سرمایه‌ای به‌شدت افزایش یابد، عقد گزینه‌ی قراردادی مشارکت در تولید را به‌دلیل منافع مالی بیش‌تر ترجیح می‌دهد. در حالتی که هزینه‌های سرمایه‌ای افزایش می‌یابد، در قرارداد خدماتی بیع‌متقابل به‌دلیل عدم پوشش هزینه‌های مازاد توسط دولت میزبان، پروژه برای پیمانکار به‌سرعت شروع به زیان دهی می‌کند.

۷- نتیجه گیری و پیشنهادات

یکی از مهم‌ترین چالش‌ها در بحث بهره‌برداری از منابع طبیعی به ویژه نفت و گاز، بحث تقسیم و تسهیم درآمد ناشی از بهره‌برداری منبع، بین دولت به عنوان مالک منبع و شرکت‌های سرمایه‌گذار است. این مسأله در مبحث طراحی و برقراری رژیم مالی یا نظام مالیاتی در بخش نفت و گاز مورد بررسی قرار می‌گیرد. دولت در نقش مالک منبع، به نمایندگی از آحاد ملت، اهداف و وظایف مشخصی را در این بخش دنبال می‌کند و

Archive of SID

www.SID.ir

شرکت‌های بهره‌بردار به عنوان یک واحد اقتصادی، صرف نظر از نوع مالکیت، با انجام فعالیت‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از منبع، به دنبال کسب سود اقتصادی هستند. از سوی دیگر ویژگی‌های خاص منابع نفت و گاز از جمله تجدیدناپذیری، محدودیت عرضه‌کنندگان، ناهمسانی هزینه‌های تولید از مخازن در مناطق مختلف و ریسک‌های فنی، سیاسی و تجاری، موجب پیچیدگی‌های زیادی جهت طراحی و برقراری یک نظام مالی و قراردادی مناسب در صنعت نفت می‌شود.

به هنگام عقد قرارداد برای توسعه‌ی میادین نفتی، باید به شرایط زمانی و انتظارات از روندهای آتی قیمت‌های جهانی نفت نیز توجه داشت، چراکه با توجه به بررسی حاضر، در زمانی که شرکت‌های بین‌المللی نفتی انتظار دارند روند قیمت‌های جهانی نفت افزایش یابد، تمایل به عقد قراردادهای مشارکت در تولید دارند و ممکن است قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل برای آن‌ها جذابیتی نداشته باشد و برعکس در زمانی که انتظار کاهش یا حفظ روند کنونی قیمت‌های جهانی نفت وجود دارد، به‌نظر می‌رسد که تمایل پیمانکار برای عقد قرارداد خدماتی بیع‌متقابل بیش‌تر است. در نهایت مجموعه‌ای از عوامل پیمانکار را مصمم به انتخاب یک گزینه‌ی قراردادی خاص می‌کند که توجه به تمام آن‌ها به موازات یکدیگر ضروری به‌نظر می‌رسد.

هزینه‌های اکتشاف و استخراج نفت در مکان‌های مختلف جغرافیایی با توجه به ویژگی‌های زمین‌شناسی این مکان‌ها متفاوت است، لذا به هنگام عقد قرارداد باید به این مسأله توجه کافی شود، چراکه شرایط مالی‌ای که برای قرارداد در نواحی با هزینه‌ی توسعه‌ی پایین برای پیمانکار جذاب است، ممکن است در نواحی با هزینه‌ی توسعه‌ی بالا پاسخ‌گو نباشد.

از دیگر مواردی که برای تنظیم قراردادهای اصولی و مناسب نفتی باید مدنظر قرار داد، افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری در صنعت نفت است. از مهم‌ترین تحولاتی که خود از آثار افزایش قیمت‌های نفت‌خام بوده، افزایش اخیر هزینه‌های سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی و پایین دستی به موازات افزایش قیمت‌های جهانی نفت است، که از آن در اصطلاح به‌عنوان "حباب مضاعف" یاد می‌شود.

دولت‌ها تأکید دارند که بیش‌ترین سهم رانت نفت به درآمد بخش عمومی اضافه شده و به نفع اجتماع به کار گرفته شود و برای این که بتوانند حداکثر میزان رانت ایجاد شده‌ی ناشی از درآمدهای حاصل از اکتشاف و تولید نفت و گاز را به خود اختصاص

Archive of SID

www.SID.ir

دهند، رژیم‌های مالی منابع هیدروکربوری را تدوین می‌کنند. یک رژیم مالی علاوه بر این که درآمد را بین کشور میزبان و شرکت‌های نفتی تقسیم می‌کند، باید نسبت به اندازه‌ی مخزن، ساختار و میزان هزینه و قیمت انعطاف‌پذیر باشد و با وجود تغییر در شرایط مختلف فنی مخزن و بازار نفت، بتواند درآمد دولت صاحب نفت و شرکت عملیاتی را حداکثر کند.

دولت‌ها در برقراری یک سیستم قراردادی مناسب اهداف بسیاری را دنبال می‌کنند، که مهم‌ترین آن‌ها عبارتست از: توسعه‌ی منابع و ذخائر نفتی؛ دسترسی بیش‌تر به فن‌آوری و دانش روز و انتقال آن به داخل کشور؛ بهبود مهارت‌های مدیریتی و توجه به کسب سود بیش‌تر از فعالیت‌های نفتی؛ جذب منابع مالی مورد نیاز برای توسعه‌ی بخش نفت و گاز؛ ایجاد ارتباط بلندمدت با بازار و شرکت‌های فعال در صنعت نفت و گاز جهانی.

بنابراین یک رژیم مالی مناسب باید ظرفیت آن را داشته باشد تا به عنوان ابزاری برای هدایت سرمایه‌گذاران و شرکت‌های عملیاتی به‌منظور حرکت در جهت تحقق اهداف دولت به کار گرفته شود.

یکی از اهداف مهم در برقراری رژیم‌های مالی در صنعت نفت، ایجاد درآمد برای دولت است. هم‌چنین یکی از مهم‌ترین مسائل در مورد درآمد دولت و شرکت‌های فعال در بخش نفت و گاز، وجود تعارض جدی بین آن‌ها در خصوص تقسیم ریسک و منافع می‌باشد. در شرایط وجود مقررات مالی شفاف ناظر بر شرکت‌های نفتی، هریک از طرفین قرارداد تلاش می‌کنند تا حداکثر منافع را نصیب خود کرده و حداقل ریسک را بپذیرند. با این وجود اگر رژیم مالی به درستی تنظیم شده باشد می‌توان شاهد بهبود تعامل دولت و شرکت‌های نفتی بود. بنابراین با تدوین مقررات مالی مشخص و عقد قراردادهای اصولی در زمینه‌ی ذخایر نفتی و ایجاد محیط با ثبات مالی، قیمت تمام شده‌ی این منابع و بر حسب حق‌الامتیاز، بهره‌ی مالکانه، مالیات و سایر اشکال پرداختی که سرمایه‌گذار مکلف به پرداخت آن به دولت طی دوره‌ی قرارداد است، برای همه‌ی سرمایه‌گذاران مشخص شده و فضای لازم جهت رقابت و افزایش کارایی در توسعه‌ی ذخایر نفتی فراهم می‌شود.

قرارداد، چارچوب و قالبی برای تقسیم ریسک‌ها و منافع ناشی از یک همکاری مشترک است. بنابراین نمی‌توان به طور مطلق یک نوعی از قرارداد را برتر از نوع دیگر

Archive of SID

www.SID.ir

دانست. این که چه نوع قراردادی برای چه شرایط و کدام میدان هیدروکوبوری می‌تواند مناسب باشد، به عوامل متعددی بستگی دارد. هر قراردادی دارای نقاط قوت وضعف خاص خود است و از جهاتی منافع یک طرف را بیش‌تر و یا کم‌تر تأمین خواهد کرد. هم‌چنین باید توجه داشت که شرکت‌های بین‌المللی نفتی و کشورهای میزبان با توجه به شرایط متفاوت، به شیوه‌های متفاوت عقد قرارداد علاقه نشان می‌دهند، اما این گرایش عمومی لزوماً به معنی این که شیوه‌ی انتخاب شده بهترین شیوه‌ی تأمین منافع طرفین باشد، نیست. علاوه بر این، قوانین داخلی هر کشور ممکن است روش‌های قابل استفاده برای تأمین مالی را محدود کند.

در ایران وجود محدودیت‌های قانونی و بودجه‌ای و محدودیت منابع داخلی، مسئولان را به‌سوی دو شکل تأمین مالی فاینانس و قراردادهای خدماتی بیع متقابل سوق داده است و قراردادهای مشارکت در تولید به واسطه‌ی محدودیت قوانین و احتمال مغایرت با قانون اساسی و منافع ملی، ممنوع اعلام شده است. هر چند که این نوع قراردادها بیش‌تر برای خارجیان جذاب هستند، زیرا به شرکت‌های خارجی این امکان را می‌دهند که بخشی از منابع میدان را به‌عنوان دارایی خود در ترازنامه ثبت کرده و از این طریق موجب افزایش ارزش سهام خود در بازارهای مالی بین‌المللی شوند، که بعضاً سود غیرمستقیم و رتبهٔ بالاتری را برای آن‌ها به ارمغان می‌آورد، در حالی که قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل این موقعیت را ندارند.

با توجه به بررسی‌های انجام شده نتیجه می‌گیریم که قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل در شرایطی که قیمت‌های جهانی نفت پایین هستند، یا این‌که تصور ادامه‌ی روند موجود در هر قیمتی بدون نوسان شدید و یا روند کاهشی وجود دارد، برای پیمانکار جذابیت دارند. البته در بررسی شرایط مالی و منافع پیمانکار، در دو قرارداد مختلف باید به عواملی نظیر نرخ تنزیل، هزینه‌های سرمایه‌ای و. . . نیز توجه داشت. در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل، پیمانکار در صورت افزایش قیمت‌های جهانی نفت زیان زیادی را از ناحیه‌ی افزایش احتمالی هزینه‌های سرمایه‌گذاری (Capex) متحمل می‌شود.

در شرایطی که پیمانکار انتظار افزایش قیمت‌های جهانی نفت را دارد، انتخاب گزینه‌ی قراردادی، مشارکت در تولید را ترجیح می‌دهد، چراکه در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، درآمد سهم نفتش نیز افزایش می‌یابد. برای شرکت‌های نفتی

Archive of SID

www.SID.ir

احتمالاً یک قرارداد مشارکت در تولید در سطوح هزینه و مالیات اندک بـه همـراه سـهم قابل توجهی از مشارکت، بسیار جذاب به نظر می‌رسد. حتی با توجه به بررسی‌های انجام شده با یکسان بودن هزینه‌ها در دو قرارداد، باز هم پیمانکار قرارداد مشارکت درتولیـد را ترجیح می‌دهد. اگر چه قراردادهای مشارکت در تولید مورد استفاده‌ی بیش‌تـری دارنـد، ولی سایر اشکال قرارداد هم به فراخور نیاز مورد استفاده قرار می‌گیرند.

با توجه به بررسی‌های انجام شده مشاهده می‌شود که در هنگام عقد قرارداد توجه به شرایط زمانی و پیش‌بینی‌های آتی بسیار مهم و تأثیرگذار است. اعلام صرف این مطلـب که قرارداد خدماتی بیع‌متقابل جذابیت ندارد و قرارداد مشـارکت در تولیـد بهتـر اسـت، بدون توجه به زمان عقد قرارداد و شرایط قیمت‌ها و هزینه‌ها، می‌تواند بی‌اساس باشد.

در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل برخلاف مشارکت در تولیـد، پیمانکـار از افـزایش میزان ذخایر و یا افزایش قیمت نفت سودی نمی‌بـرد. در زمینـه‌ی کـاهش هزینـه‌هـای سرمایه‌ای، دو روش خدماتی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید پس از عقد قرارداد شبیه به هم عمل می‌کنند، یعنی در هر دو روش پیمانکار شدیداً بـه دنبـال کـاهش هزینـه‌هـای سرمایه‌ای خود است و در صورت کاهش هزینه‌هـای سـرمایه‌ای بـیش از سـقف تعیـین شده، ارزش حال خالص و نرخ بازگشت پیمانکار کاهش پیدا می‌کند، ولی به هنگام عقـد قرارداد خدماتی بیع‌متقابل پیمانکار تمایل بـیش‌تـری بـه بـالا نشـان دادن هزینـه‌هـای توسعه‌ای میدان دارد. نکته‌ی دیگر این که در صورت افزایش قیمت نفت و یـا تولیـد، در شرایط قراردادی خدماتی بیع‌متقابل پیمانکار از این افزایش سودی نمی‌برد، در حالی که در قرارداد مشارکت در تولید، پیمانکار از افزایش قیمت و تولید سود به دسـت مـی‌آورد. بیش‌تر بودن منافع ناشی از افزایش قیمت‌های جهانی نفت در قراردادهـای مشـارکت در تولید در مقایسه با قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل، سبب می‌شود تا پیمانکار در شرایطی که انتظار دارد قیمت‌های جهانی نفت افزایش یابـد، تمایـل بـالایی بـرای عقـد قـرارداد مشارکت در تولید از خود نشان بدهد و یا حتـی قـرارداد خـدماتی بیـع‌متقابـل را فاقـد جذابیت عنوان کند، در حالی‌که در شرایطی که انتظار دارد روند قیمت‌های جهانی نفـت رو به کاهش و یا حتی در حالت ثبات باشد، ممکن است با در نظر گرفتن سـایر عوامـل، قرارداد خدماتی بیع‌متقابل را ترجیح دهد.

در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل پیمانکار به علت کوتاه بودن مـدت آن نسـبت بـه قراردادهای مشارکت در تولید انگیزه‌ی کافی برای عملکرد مناسـب تولیـد برنامـه‌ریـزی

Archive of SID

www.SID.ir

شده و صرفه‌جویی در هزینه‌ها را دارد، اما این انگیزه برای صرفه‌جویی هزینه‌های سرمایه‌ای حفظ مخزن و استفاده از آن با توجه به ظرفیت و هم‌چنین تنظیم هزینه‌های عملیاتی کافی نیست. برای دولت تنها انگیزه‌های اقتصادی پروژه‌ها مطرح نیست، بلکه اهداف گسترده‌تری را دنبال می‌کند، که از آن جمله می‌توان به میزان کنترل و نظارت بر عملیات تولید اشاره کرد. پیمانکار در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل انگیزه‌ی بلندمدت ندارد، زیرا دولت حداکثر نظارت بر عملیات و تولید را اعمال می‌کند. قراردادهای خرید خدمت و مشارکت در تولید در نقاط مختلف جهان مورد استفاده قرار می‌گیرند و درجات مختلفی از کنترل و انگیزه را ایجاد می‌کنند.

البته با توجه به عدم تقارن اطلاعات میان دولت‌های میزبان و شرکت‌های نفتی بین‌المللی و اطلاعات و آمار بیش‌تری که خصوصا در اختیار شرکت‌های با سابقه و مشهور نفتی بین‌المللی وجود دارد و با توجه به مطالعات و پیش‌بینی‌های آن‌ها، شاید از ترجیحات و پافشاری بر نوع خاصی از قراردادها نیز بتوان پیش‌بینی‌هایی را در مورد روند آتی قیمت‌های جهانی نفت استنباط کرد.

با توجه به مسائل بررسی شده در این مقاله، پیشنهاد می‌شود ریسک‌ها و نواقصی که در بعضی قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل دیده می‌شود، برطرف شوند، تا انگیزه‌ی کافی برای پیمانکاران ایجاد شود، زیرا با توجه به محدودیت‌های قانونی و سیاسی موجود در ایران، این نوع از قراردادها می‌توانند بهترین نوع قرارداد در زمینه‌ی نفت و گاز به شمار آیند، در هر حال ریسک افزایش احتمالی هزینه‌های سرمایه‌گذاری (Capex) باید در این قراردادها پیش‌بینی شود.

علاوه بر این با توجه به نتایج به‌دست آمده، پیشنهاد می‌شود پژهش‌گران در صورت تمایل، مدل ارائه شده را بسط داده و با واقعی‌تر کردن فروض، شرایطی را فراهم کنند که این مدل یا مدل‌های مشابه به هنگام عقد قراردادها از کارایی لازم برای مقایسه‌ی گزینه‌های موجود برخوردار شوند، زیرا مدل ارائه شده برای سهولت در بررسی فروضی را ارائه کرده است که بعضاً در شرایط حقیقی متفاوت هستند. علاوه بر این می‌توان سایر شیوه‌ها و روش‌ها نظیر مسائل فنی و یا وارد کردن بحث تولید صیانتی از میدان را در چنین مدل‌هایی لحاظ کرد و اثر تمام این موارد را دید. با استفاده از چنین مدل‌هایی شاید بتوان ادعاهای پیمانکار را بهتر و دقیق‌تر بررسی کرد.

Archive of SID

www.SID.ir

فهرست منابع

امامی میبدی، علی، تحلیلی در خصوص قراردادهای مشارکت در تولید و بیع متقابل، مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، تیر ماه ۱۳۸۲.

امکانات بالقوه در راه‌کارهای جذب سرمایه‌های خارجی در بخش نفت و گاز، جلد سوم، مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۰.

بیک علی زاده، بهروز، افزایش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری در صنعت نفت، دلایل و پی آمدها، اقتصاد انرژی شماره‌ی ۱۰۰، اسفند ۱۳۸۶.

بیک علی زاده، بهروز، دلایل افزایش اخیر قیمت‌های نفت خام، مجله‌ی اقتصاد انرژی شماره‌ی ۹۶، مهر ۱۳۸۶.

تأمین مالی و سرمایه‌گذاری بین المللی در بخش نفت و گاز، جلد سوم و چهارم، مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۱.

چالش های توسعه در صنعت نفت ایران، گزیده‌ی مقالات مطبوعات آبان ۷۸، مرداد ۷۹ انتشارات کویر، ۱۳۷۹.

حسن بیکی، ابوالفضل، نفت بای بک و منافع ملی، انتشارات آوای نور، سال ۱۳۸۱.

دامن پاک، جعفر، مقایسه‌ی تطبیقی شرکت‌های بین المللی نفت و گاز ۲۰۰۶، مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، تابستان ۱۳۸۶.

رژیم‌های مالی در صنعت نفت نظام مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران، مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، ۱۳۸۳.

قرادادهای نقتی و روند قیمتی نفت خام، ماهنامه‌ی اقتصادانرژی شماره‌ی ۱۰۰، اسفند ۱۳۸۶.

مبصر، داریوش، کالبد شکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت (قراردادهای بیع متقابل)، انتشارات کویر، ۱۳۷۹.

نژاد حسینیان، سید محمد هادی، کاستی‌های قراردادهای بیع متقابل و راه‌کارهای رفع آن، معاونت امور بین الملل وزارت نفت، خرداد ۱۳۸۵.

Archive of SID

www.SID.ir

Al-Attar, Abdulaziz and Osamah Alomair, Evaluation of Upstream Petroleum Agreements and Exploration and Production costs, OPEC 2005.

Bindemann kiresten, Production Sharing Agreements, Oxford Institute for Energy Studies 1999.

Energy Information Admnsitration Outlook for 2007.

Farnejad Hooman, How Competitive is the Iranian Buy-back Contracts in Comparison to Contractual Production Sharing Fiscal Systems?

Ghassan Abolhassan and Ivan Sandrea, Global E&P Capital Expenditure Trend and Determinants, Oil and Gas Financial Journal Volume 3 Issue 2, Feb 2006.

Jhonston, Daniel, International Pteroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, PennWell Books, 1994.

Jhonston, Daniel, International Petroleum Fiscal System Analysis, PennWell Books, 2001.

Jhonston, Daniel, International Exploration Economic, Risk and Contract Analysis, PennWell Books, 2003.

Mazraati Mohammad and Van Greonendaal Willem J. H, A critical review of Iran's buyback contracts, Energy Policy 2006.

OPEC Statistical Annual Bulletin for 2007.

Wells Peter. R. A. Buyback and Production Sharing Agreements: what is the difference? IIES Conference , 9-19 December 2002.

Archive of SID

www.SID.ir