







آخرین اخبار

- بودجه عمومی آب و برق ۲۱ درصد نیاز بخش نیرو است
- صفحه نخست روزنامه های اقتصادی
- دعوت فله ای به آزمون دکتری/ پشت پرده مافیای واردات برند ها به کشور/ دوستی "خاله خرسه" در حق پارک چیتگر
- آموزش زنان برای انجام عملیات تروریستی در غرب
- ترکیه خواهان ارتقای روابط تجاری با ایران هستیم
- دبیرمجمع‌تشخیص‌مصلحت‌نظام به تبریز سفرمی‌کند
- سایت مرکز آمار ایران از دسترس خارج شد
- عملیات مقاومت سوریه در اطراف شهر «تدمر»
- وقوع زلزله ۴.۸ ریشتری در بجنورد
- با تدبیر دولت، جوانان می‌توانند فراغت و تحصیل‌شان را بیمه کنند!
- خداحافظی مدافع تراکتورسازی با هواداران
- اعضای خبرگان باید بنیاد ولی فقیه را تقویت کنند
- تهدید بمب‌گذاری در فرودگاه لوس‌آنجلس
- جعفری‌دولت‌آبادی: دادستان نباید دکور باشد
- خواستگار شیک پوش تاجرنما، شاگرد قصابی بود



پربحث ترین عناوین | پربازدید ها

- اهدای زودهنگام نخل طلای کن به فرهادی با پنج دقیقه تشویق؟+ویدیو
- ویدیوهای دیدنی از بیعت تا لحظه به لحظه عملیات کشتن رهبر طالبان / ویدیوهای دیدنی از حواشی درخشش شهاب حسینی و اصغر فرهادی در کن / ویدیوی حمله مجتبی کبیری به چاوشی
- شهاب حسینی برنده جایزه بهترین بازیگر شد، اصغر فرهادی برنده جایزه بهترین سناریو +ویدیو
- آیت الله جنتی رئیس مجلس خبرگان شد +ویدیو
- جنازه رهبر طالبان بعد از حمله آمریکا
- فروش گوشت انسان در فروشگاه‌های آفریقا
- شعار عجیب احمدی‌نژادی ها علیه هاشمی / اقدام جالب رهبری در دانشگاه امام حسین(ع)/ فتوای جدید داعشی ها/ تحلیلی که باهنر هم قبول ندارد!

پرونده روز

بررسی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)

درنهایت میتوان گفت کهIPC مدل جدیدی از قراردادهای نفتی است که میتواند منافعی رانصیب کشور کند، در صورتی که به نکات زیر به دقت توجه شود: الف- پروژه های هدف این قراردادها و علت انتخاب آنها مشخص شود. ب- نظام حقوقی، فنی و مالی مورد نظر برای هر پروژه ارزیابی شود و برای تدوین آن ،کار کارشناسی دقیقی صورت گیرد. ج- صرفا تدوین یک قرارداد خوب منجر به عایدی برای کشور نمیشود و کیفیت اجرای آن خود موضوع مستقلی است که از الزامات آن هوشیاری طرف ایرانی در زمان اجرا و اولویت منافع ملی بر منافع شخصی و کوتاه مدت افراد،احزاب و گروهها در طول پروژه است. د- به IPC باید با هدف جبران کمبودهای موجود ورفع موانع فعلی نگاه شود ونه به عنوان مدلی برای امضای قرارداد با شرکت‌های خارجی وافتخار به آن.

کد خبر: ۵۶۹۸۵۱ | تاریخ انتشار:۰۳ اسفند ۱۳۹۴ - ۱۲:۳۹ - 22 February 2016

مقدمه

نسل جدید قرارداد های نفتی ایران موسوم به IPC را می توان قرارداد خرید خدمتی دانست که در نزدیک ترین موقعیت ممکن به قراردادهای مشارکت در تولید قرار دارد. IPC را می توان تا حدود زیادی الهام گرفته از نسل جدید قراردادهای نفتی کشور عراق موسوم به قراردادهای Fee Per Barrel دانست؛ قراردادهایی که در سال های اخیر توانستند شرکت های بین المللی نفتی مطرح در دنیا را برای سرمایه گذاری در میادین عراق جذب کنند. این امر خود گواه این موضوع استکه اکنون حرکت از قراردادهای مشارکت در تولید به سمت قراردادهای خرید خدمت در میادین نفتی در دنیا در حال آغاز شدن است، کما اینکه در چند دهه قبل، حرکت از قراردادهای امتیازی به سمت قراردادهای مشارکت در تولید اتفاق افتاد. این در حالی است که جمهوری اسلامی ایران از حدود بیست سال پیش استفاده از قراردادهای بیع متقابل را که نوعی از قراردادهای خدماتی می باشند را در دستور کار خود قرار داده است. فارغ از این بحث که چه میزان از اهداف قراردادهای بیع متقابل محقق شده است، پیشتازی جمهوری اسلامی ایران از سایر رقبا در حرکت به سمت قراردادهای خرید خدمت ستودنی است.در این پرونده قصد داریم در گام اول به بیان تعدادی از ایرادات قراردادهای بیع متقابل بپردازیم و در ادامه به گفته های مسئولین کمیته بازنگری پرداخته می شود که اذعان می کنند چگونه IPC این مشکلات را حل می کند و در آخر ابهامات و نگرانی های موجود در IPCرا بیان می کنیم.

الف. مقایسه IPC با بیع متقابل

قراردادهای بیع متقابل که به نوعی قراردادی با خرید خدمت محسوب می‌گردد، با توجه به قیمت جهانی پایین نفت و کمبود منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران، فرصت مناسبی را برای کشور در توسعه ی میادین، به خصوص میدان مشترک پارس جنوبی فراهم کردند. همچنین با توجه به شروع افزایش قیمت نفت پس از انعقاد این قراردادها و در طول اجرای آن ها، هزینه ی تمام شده ی پیمان با توجه به قیمت جهانی نفت در زمان تحقق تولید و اتمام قراردادها،شرایط فوق العاده ای را برای کشور رقم زد و به لحاظ اقتصادی منفعت حاصل شده برای کشور بسیار بیشتر از شرکت های بین المللی نفتی حاضر در این قراردادها بود. در عین حال به لحاظ فنی، این قراردادها خالی از مشکل نبودند و مشکلاتی برای کشور در بلند مدت ایجاد کردند که به اختصار به تعدادی از آن ها اشاره می شود.

1. کوتاه مدت بودن دوره قرارداد:در قراردادهای بیع متقابل بخش توسعه ی میدان به پیمانکار واگذار می گردید و پیمانکار موظف بود در بازه‌ی زمانی مشخصی تولید اقتصادی توافق شده در قرارداد را محقق کند. با شروع تولید اقتصادی از میدان، بازپرداخت هزینه های پیمانکار اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه ای، بانکی و حق الزحمه از محل درآمد خود میدان صورت می گرفت. لذا پیمانکار در توسعه ی میدان به نحوی عمل می کرد که بازپرداخت هایاو تضمین شود و تولید از میدان در بلندمدت برای او اهمیت و اولویتی نداشت. در نتیجه، تولید غیر صیانتی از میادینصورت می گرفت. به طور مشخصمی توان افت شدید فشار مخزن را پس از سال های تحقق بازپرداخت، در این قراردادها انتظار داشت.
2. وابستگی پرداخت حق الزحمه پیمانکار به هزینه‌های سرمایه‌ای:در قراردادهای بیع متقابل، حق الزحمه ی پیمانکار بر مبنای درصدی از هزینه های سرمایه ای پرداخت می شود که نتیجه ی این موضوع، تلاش پیمانکار برای افزایش این هزینه ها تا حداکثر مقدار ممکن است. البته در نسل اول و دوم این قراردادها سقفی برای هزینه های سرمایه ای در نظر گرفته شد تا پیمانکار نتواند بیش از حد این مقادیر را افزایش دهد، ولی در نتیجه این رویکرد، پیمانکار کیفیت پیمان را قربانی جبران هزینه های خود می کرد. اما در نسل سوم این قراردادها، از سازوکار دیگری استفاده شد که بر اساس آن سقفی برای هزینه های سرمایه ای در نظر گرفته نشد و مبنای تمامی هزینه ها، برگزاری مناقصه بود. این رویکرد مشکلات سقف هزینه های سرمایه ای را از بین می برد ولی مشکلات دیگری به وجود می آورد که از آن جمله افزایش بیش از حد هزینه های سرمایه ای و عدم کارآیی سازوکار مناقصه برای تعیین شفاف هزینه ها بود.
3. نظارت ضعیف کارفرما بر عملکرد پیمانکاران:نظر به کوتاه مدت بودن قراردادهای بیع متقابل و عدم حضور پیمانکار در دوره ی تولید، نقش کارفرما در نظارت بر پیمانکار در تحقق وظایف محوله، بسیار کلیدی است. به این معنی که کارفرما باید کاملا به مدیریت مخزن مسلط باشد و برنامه جامع توسعه (MDP) که از سوی پیمانکار ارائه می شود، را به صورت دقیق و کارشناسی بررسی کند تا تمام عملیات توسعه ی میدان در راستای تحقق تولید صیانتی از مخزن باشد. عدم تسلط کارفرما بر دانش مدیریت مخزن مساوی با تحقق تولید غیر صیانتی از سوی پیمانکار برای تسریع در بازگشت سرمایه ی او، به بهای از دست دادن حجم زیادی از هیدروکربور در بلند مدت است. بررسی قراردادهای بیع متقابل نشان می دهد که سطح



- روایت تکان‌دهنده از ۷ هزار جراحي در چهار سال
- پیچیده ترین و پیشرفته ترین ناو جنگی دنیا در اختیار ارتش آمریکا قرار گرفت +ویدیو
- ویدیوهایی از انهدام وسیع هلی‌کوپترهای روسیه در سوریه؛ کار چه کسی بود؟! / مصوبه حساس مجلس در روز انتخاب رئیس خبرگان رهبری / رمزگشایی داماد حاج منصور ارضی از حادثه آتش سوزی مسجد ارک
- کاندیدای قطعی ریاست خبرگان کیست؟/توصیه معاون روحانی به حداد عادل/پوستر انتخاباتی عجیب احمدی نژادی ها/در این دو روز کشور مجلس ندارد؟/ رکورد سانسور در تلویزیون شکسته شد!
- لباس احمدی‌نژاد بر تن نوبخت!
- از«اظهارات عجیب درباره همجنسگرایی در فوتبال ایران»تا«مدل‌ها زیر ذره‌بین نیروی انتظامی»
- کمیاب ترین حیوانات جهان
- شناسایی کاندیداهای جانشین رهبری















توانمندی شرکت های تابعه ی شرکت ملی نفت ایران که در این قراردادها در نقش کارفرما حاضر می‌شدند، قابل مقایسه با شرکت های نفتیبین المللی نبود و امکان نظارت بر این شرکت ها توسط شرکت ملی نفت ایران، در عمل وجود نداشت. خروجیاین وضعیت، کاهش شدید تولید این میادین پس از اتمام بازپرداخت های پیمانکار آنها بود.

4. انعطاف پایین قرارداد:توسعه ی میادین، امری پیچیده می باشد و نمی توان دستور کار مشخص و ثابتی را برای کل پروژه در نظر گرفت؛ به این معنی که پروژه گام به گام پیش برده می شود و بر اساس نتایج به دست آمده از رفتار مخزن، تغییرات لازم در دستور کار قرار می گیرد. قراردادهای بیع متقابل، از انعطاف لازم برخوردار نبودند و تغییر در دستور کار به سختی ممکن بود.

طراحان IPC معتقدند ایرادات مطرح شده در موارد بالا به ترتیب زیر در IPC مرتفع می گردد:

1. بلندمدت بودن دوره قرارداد:از آن جا که IPC قراردادی بلند مدت است که شامل دوره ی توسعه و تولید می شود و همچنین پاداش تولید به ازای تولید هر بشکه پرداخت می گردد، نگاه پیمانکار به مخزن، نگاهی بلند مدت است. لذا پیمانکار برای دستیابی به سود حداکثری، خود را ملزم به تولید حداکثری می کند و برای تحقق تولید حداکثری، نگاهی صیانتی به میدان دارد و به دنبال حداکثر بازیافت از مخزن در بلندمدت است.لذا درIPC بر خلاف بیع متقابل،پیمانکار به دنبال تحقق تولید صیانتی و بیشینه بازیافت از مخزن است.

2. وابستگی پرداخت حق الزحمه پیمانکار به میزان تولید از میدان:در IPC حق الزحمه پیمانکار به میزان تولید وابسته بوده و به صورت به ازاء تولید هر بشکه نفت یا هر متر مکعب گاز پرداخت می گردد. در نتیجه، بر خلاف بیع متقابل که حق الزحمه بر اساس هزینه های سرمایه ای است و پیمانکار را به افزایش IPC میزان حق الزحمه را به میزان تولید وابسته می کند و منفعت پیمانکار را به تحقق تولید بیشتر گره می زند تا افزایش هزینه ها ترغیب می کند،
ها.

3. کاهش نقش نظارتی کارفرما:با توجه به اینکه IPCقراردادی بلند مدت است و پرداخت حق الزحمه آن بر اساس میزان تولید صورت می گیرد، لذا پیمانکار برای تامین منافع خود به دنبال تحقق تولید حداکثری است و در این راستا تمامی هزینه های لازم را انجام می دهد و نیازی به نظارت کارفرما برای تحقق تولید صیانتی نیست. بنابراین در این قراردادها بر خلاف قراردادهای بیع متقابل مسئولیت کارفرما کم رنگ می شود و از وظایف نظارتی او کاسته می شود و مشکل ضعف کارفرما در مدیریت مخزن حل می شود.

4. انعطاف پذیری بالای قرارداد:IPCعملا توسعه ی پلکانی را محقق کرده است. در این قراردادها سقفی برای هزینه های سرمایه ای در نظر گرفته نشده و پیمانکار متناسب با نیاز میدان، در میدان هزینه می کند و میزان هزینه های مورد نیاز، به صورت سالانه به کمیته ی مشترک مدیریت پیشنهاد و به تصویت می رسد. لذا عملیات توسعه در این قراردادها به صورت گام به گام و پلکانی صورت می گیرد و پیمانکار متناسب با رفتار مخزن در طول فرآیند توسعه ی میدان، هزینه های خود را در میدان مدیریت می کند.

در عین حال علی رغم محاسنی که در این بخش برای IPC نسبت به بیع متقابل از سوی مسئولین کمیته بازنگری قراردادها مطرح می گردد، ابهامات و ایراداتی نیز به IPC وارد است که در قسمت بعد به آن ها اشاره می گردد.

ب. ابهامات درباره مزایایIPC نسبت به بیع متقابل

1. ابهام در تحقق تولید صیانتی با وجود بلندمدت بودن قرارداد:محاسبه ی حجم سرمایه گذاری و میزان بازپرداخت درIPCکه شامل بازگشت اصل سرمایه و پاداش تولید است، به وضوح موید این موضوع است که بازگشت سرمایه های هزینه ای و پشتیبانی، به سرعت و طی سه الی چهار سال از شروع تولید اقتصادی از میدان اتفاق می افتد و این احتمال می رود که پیمانکار در دوره ی ازدیاد برداشت از میدان، انگیزه ی چندانی برای سرمایه گذاری نداشته باشد.در نتیجه،با اجرای این رویکرد، یکی از اهداف اصلی IPC که همان ازدیاد برداشت از مخازن و تحقق تولید صیانتیاست، محقق نخواهد شد.

2. تداوم تمایل پیمانکار برای افزایش هزینه های سرمایه ای:مسئولین کمیته بازنگری قراردادها معتقدند که پیمانکار IPCانگیزه ای برای افزایش بی دلیل هزینه ها ندارد. در صورتی که این طور نیست. زیرا از آن جا که IPC، به لحاظ میزان هزینه های سرمایه ای، OPEN CAPEXاست و همچنین خود این CAPEX برای پیمانکار دارای حاشیه ی سود خوبی است،لذا پیمانکار تمام تلاش خود را برای افزایش این هزینه ها به کار می گیرد. همچنین نظر به استفاده از مکانیزم R Factor در IPC، افزایش هزینه ها موجب کاهش R Factor و افزایش Fee می شود. به عبارت دیگر، پیمانکار با افزایش هزینه ها، از پاداش بیشتری بهره مند می گردد.

ج. مغایرت الگوی جدید قراردادهای نفتی با قوانین و اسناد بالادستی

1. بند های 13، 14 و 15 سیاست های کلی اقتصاد مقاومتی: مرور این بندها مشخص می کند که در سیاست های کلی اقتصاد مقاومتی، خام فروشی نفت به صراحت منع شده و دستور به توسعه ی زنجیره ی ارزش داده شده است. با این وجود در لیست پروژه های هدف IPC، تعداد زیادی از میادین نفتی قرار دارند که موجب افزایش تولید نفت خواهد شد. هم اکنون ظرفیت پالایشی نفت در کشور حدود 1.8 میلیون بشکه می باشد، در حالی که ظرفیت تولید نفت حدود 4 میلیون بشکه می باشد. با این شرایط افزایش تولید نفت مغایر با سیاست های کلی اقتصاد مقاومتی است.

همچنین بند 14 این سیاست ها توجه ویژه ای به میادین مشترک دارد، حال آن که مصوبه هیات دولت در خصوص الگوی جدید قراردادهای نفتی نسبت به این موضوع بی تفاوت است.

2. قانون اجرای سیاست های کلی اصل 44:نظر به اینکه در IPC بهره برداری نیز به بخش خصوصی داخلی و خارجی واگذار می شود، ابهامی قانونی وجود دارد و آن اینکه بر اساس ماده 2 قانون اجرای سیاست های کلی اصل 44 قانون اساسی، فعالیت های بالادستی نفت و گاز جزء گروه سوم این ماده قانونی دسته بندی می شود و در نتیجه، واگذاری این فعالیت ها به بخش خصوصی منع قانونی دارد. منتها می توان با استناد به تبصره 1 قسمت ج ماده 3 این قانون، به شرط حفظ مالکیت در این حوزه نیز خرید خدمت توسط دولت صورت گیرد. اما اجرای این تبصره نیز باید با توجه به آئین نامه اجرایی آن صورت گیرد. براساس ماده 5 آئین نامه اجرایی این تبصره مصوب مرداد 1388، این خرید خدمت مشروط به حفظ سرمایه گذاری، مالکیت و مدیریت این فعالیت‌ها برای دولت است. حال سوال اینجاست که آیا در بستر IPC امکان تحقق این شرط وجود دارد؟ بند ت ماده 8 مصوبه هیات دولت در خصوص الگوی جدید قراردادهای نفتی، تحقق این شرط را غیر ممکن می کند. این بند تصریح می کند که نظارت بر کلیه











عملیات طرح در طول قرارداد با کمیته مشترک مدیریت می باشد و این کمیته تصمیمات نهایی فنی، مالی و حقوقی در چارچوب قرارداد را اتخاذ می کند. بنابراین مصوبه ی هیات دولت، خلاف قانون اجرای اصل 44 می باشد.

3. ماده 2 اصلاح قانون نفت: این ماده اشاره می کند که اعمال حق حاکمیتی بر کلیه ی منابع نفتی به نمایندگی از حکومت اسلامی بر عهده ی وزارت نفت می باشد. حال که بند ت ماده 8 و بند د ماده 3 مصوبه هیات دولت به صراحت نقض حاکمیت کشور بر منابع نفتی می باشد. بند ت ماده 8 مصوبه هیات دولت به موضوع نظارت کمیته مشترک مدیریت در طول قرارداد و اتخاذ تصمیمات نهایی اشاره دارد و بند د ماده 3 این مصوبه نیز بیان می کند که "چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و یا توقف آن به هر دلیلی به جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن داشته باشد، اولویت اعمال چنین کاهشی از سطح تولید، میدان ها یا مخزن هایی که متعهد به بازپرداخت نیستند، می باشد و در صورتی که این تصمیم در مورد میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود، نباید در بازپرداخت هزینه ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تاثیر بگذارد."

د. ابهامات فنی، مالی و ساختاریIPC

1. جایگاه شرکت ملی نفت ایران در صنعت نفت و گاز با این قرارداد:ساختار IPC به گونه ای است که جایگاه کارفرما نسبت به قراردادهای بیع متقابل تقلیل می یابد و اساسا در IPC، کارفرما به معنای سابق وظایف خطیری ندارد؛ زیرا پیمانکار تمام دوره ی توسعه و تولید را در اختیار دارد و هر عملکردی نتیجه ی خود را در میزان تولید نشان می دهد و بر سود پیمانکار تاثیر می گذارد. در نتیجه انتظارات از کارفرما در IPC مانند بیع متقابل نیست.از طرف دیگر به نظر می رسد که شرکت ملی نفت ایران به واسطه ی شرکت های تابعه ی خود، وظیفه ی کارفرمایی را در IPC بر عهده دارد. از این رو می توان شرکت ملی نفت ایرانو شرکت های با ارزش تابعه ی این شرکت را بزرگترین متضرر IPC دانست. زیرا در این رویداد مهم در صنعت نفت ایران که به نظر می رسد موجب تحول در ساختار های داخلی آن می شود، شرکت ملی نفت ایرانتقش کارفرمایی را بر عهده گرفته است که عایدی چندانی برای این شرکت نخواهد داشت. هر چند شرکت های بهره بردار تابعه ی شرکت ملی نفت در مقام یک پیمانکار دست دوم و بهره بردار در پروژه حضور دارند، ولی جایگاه این شرکت ها فراتر از یک پیمانکار جزء می باشد.نگاهی به اساسنامه ی مصوب شرکت ملی نفت ایراندر کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی موید این قضیه است، که در این اساسنامه شرکت ملی نفت ایران،یک شرکت نفتی تجاری درنظر گرفته شده است و نه نهادی حاکمیتی. به عبارت دیگر، تنها تفاوت اساسی شرکت ملی نفت ایرانبا دیگر شرکت های نفتی خصوصی در کشور، در مالکیت صد درصدی سهام این شرکت توسط دولت است. بنابراین نگاه اساسنامه به شرکت ملی نفت ایرانو نگاه IPC به این شرکت، با هم تناقضی آشکار دارد.همچنین برنده ی اصلی این قراردادها، شرکت های خصوصی هستند که در مشارکت با شرکت های نفتی بین المللی راه پیدا می کنند. لازم به ذکر است اعتبار سنجی شرکت های ایرانی برای ورود به مشارکت ها با وزارت نفت است کهنحوه ی این گزینش خود محل ابهام است.

2. درآمد شرکت ملی نفت ایران:تا به حال به استناد ماده 12 اصلاح قانون نفت مصوب 1390 و قوانین بودجه سالیانه، 14.5 درصد از درآمد حاصل از فروش نفت و گاز و میعانات تولیدی به شرکت ملی نفت ایران اختصاص پیدا می کرد. از سویی، شرکت ملی نفت ایران در عملیات توسعه و بهره برداری از میادین تحت قراردادهای IPC نقشی ندارد و این وظیفه بر عهده کنسرسیوم است و تمامی هزینه ها، از جمله هزینه های توسعه و بهره برداری به این کنسرسیوم پرداخت می شود. از سوی دیگر، شرکت های تابعه ی شرکت ملی نفت ایران به استناد تبصره ماده 11 مصوبه 9 مهرماه هیات دولت در دوره بهره برداری تحت نظارت کنسرسیوم می توانند به عنوان پیمانکار دست دوم به عملیات بهره برداری بپردازند و کنسرسیوم ملزم به پرداخت هزینه های آن ها از محل درآمدهای خود در پیمان است. در نتیجه، این سوال مطرح می شود که آیا کشور در میادینی که تحت قرارداد IPC قرار می گیرند، باز هم 14.5 درصد از فروش محصول تولیدی میدان را به شرکت ملی نفت ایران اختصاص می دهد؟

3. یکپارچگی اکتشاف با توسعه و تولید میادین نفت و گاز:در مدل قراردادی IPC، حلقه های اکتشاف با توسعه و تولید یکپارچه دیده شده است که این موضوع به معنای بستن قرارداد توسعه برای مخزنی ناشناخته است؛این در حالی است که احتمال دارد این مخزن مکشوفه، پیچیده نباشد و توسعه ی آن بسیار کم ریسک باشد. ایجاد جذابیت برای اکتشاف تا به این اندازه کمی قابل تامل است.باتوجهباینکهکشوردارایمناطقکمریسکیمیباشدکهریسکاکتشافدرآنهابسیارپایییناست،فرمولاتصالاکتشافبهتوسعهوتولیدبرایایجادجذابیتدراکتشافمنطقیواقتصادیبهنظرنمیرسکشوردارایمناطقیمیباشدکهحفریکحلقهچاهاکتشافیدرآنها،موفقبهکشف 1 میلیاردبشکهشدهاست. باتوجهباینوضعیتجغرافیاییکشور،باید فرمولی دیگر برای اکتشاف، حداقل در مناطق کم ریسک، در نظر گرفت. بنابراین یکپارچگی اکتشاف با توسعه و تولید در مناطق مرزی خشکی و دریا یا در دریای خزر که مشکلات حقوقی مربوط به خود را دارد، توصیه می شود نه کل مناطق کشور.

4. تاثیرگذاری قیمت جهانی نفت در تعیین حق الزحمه پیمانکاران:مسئولین کمیته بازنگری قراردادها فرمولی ارائه کرده اند که به موجب آن در صورت افزایش یا کاهش قیمت جهانی نفت به میزان 50 درصد، پاداش تولید یا Fee تجدید نظر می شود. در این صورتIPC نسبت به قیمت جهانی نفت منعطف می باشد و این انعطاف، ورای سازوکار پیش بینی شده در IR Factorاست. هر چه تاثیر پذیری هزینه های پیمان از قیمت جهانی نفت بیشتر شود، IPC از یک قرارداد خدماتی دورتر می شود و به قرارداد مشارکت در تولید نزدیک تر می شود.

5. سازوکار مبهم انتقال فناوری:سازوکار انتقال فناوری در IPC مبهم است و تنها به طرح موضوعاتی چون ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری توسط پیمانکار نفتی، اجرای قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی و ... اشاره شده و جزئیات موضوع برای تحقق این هدف روشن نیست. همچنین از چرخش سمت های مدیریتی در دوره ی تولید، صحبت شده که نحوه و شرایط آن به قرارداد موکول شده است.

6. سهم شرکت های ایرانی در کنسرسیوم:یکی از نوآوری های IPC، ایجاد شرکت عملیاتی مشترک برای توسعه و بهره برداری از میادین است. به این صورت که شرکت بین المللی نفتی برای سرمایه گذاری در هر یک از میادین ایران، موظف است یک شریک ایرانی داشته باشد. در IPC، حداکثر سهم شرکت های خارجی در کنسرسیوم به روشنی بیان نشده است. بنابراین بهتر بود حداقل سهمی برای شراکت در کنسرسیوم برای شرکت های ایرانی در نظر گرفته می شد.

LG
گیدران
گروه پیشگامان
اینترنت پر سرعت
ADSL 2+
2 3 5 4 5
ایسوس
در جستجوی شگفتی
شهد ۳
هتل های
صادقیه صابر
آبسان پرواز
۰۲۱-۸۸۵۴۶۴۵۴
آوند برتر

نگه داشت تولید برای تعلق گرفتن پاداش به پیمانکار، به نظر منطقی و اقتصادی نبوده و ایجاد جذابیتی مافوق تصور برای پیمانکار است. ضمن اینکه پیمانکار

تنها به واسطه ی نگه داشت تولید از پاداشی بالا بهره مند می شود که مبنای اقتصادی و فنی ندارد.

8. معافیت مالیاتی پیمانکاران:در IPC مکانیزم در نظر گرفته شده برای مالیات همانند قراردادهای بیع متقابل است و در نتیجه می توان گفت در IPC نیز همانند بیع متقابل، پیمانکار معاف از مالیات است. یادآوری می گردد میزان مالیات در قراردادهای بالادستی نفت و گاز به شدت درآمدهای پیمانکار را تحت تاثیر قرار می دهد و درآمدی بالایی را نصیب کشور می کند. اما متاسفانه ایران تمایلی به کسب درآمد از محل مالیات در قراردادهای بالادستی نفت و گاز نداشته است که عجیب به نظر می رسد.

9. مرجع حل دعاوی حقوقی:طبق گفته ی مسئولین کمیته ی بازنگری قراردادها، در IPC برای حل دعاوی، مرجع ثالث بین المللی در نظر گرفته شده که جدا از اینکه کیفیت این سازوکار مبهم می باشد، میزان همخوانی این موضوع با قوانین جمهوری اسلامی ایران قابل تامل است.

10. عدم تعیین سازوکار جریمه پیمانکار:یکی از موارد مهم در قراردادهای نفتی در نظر گرفتن جریمه برای پیمانکار در صورت عدم تحقق وظایف محوله در قرارداد می باشد. جریمه ای برای پیمانکار در IPC برای ایجاد بازدارندگی در اجرای نامطلوب پروژه، در نظر گرفته نشده است.

ه. نتیجه گیری

با وجود اینکه IPC ایرادات بیع متقابل را بهبود می بخشد ولی خود دارای ابهامات اساسی است. با این وجود،به نظر می رسد مهم تر از خود قرارداد IPC، پروژه های هدف این قراردادهاهستند که باید توسط وزارت نفت تعیین شود. باید توجه شود که شرایط کشور در میادین مشترک نفتی و گازی به خصوص با توجه به محدودیت های ایجاد شده در سال‌های اخیر وضعیت مناسبی ندارد و همزمان رقبای کشور، پیشرفت های قابل توجهی در توسعه و برداشت از این مخازن داشته اند. بنابراین انتظار می رفت در کنفرانس تهران صرفا میادین مشترک به شرکت های بین المللی نفتی معرفی شوند اما در عمل آنچه در این کنفرانس در قالب 51 پروژه به این شرکت ها معرفی شد، ترکیبی از میادین مشترک و مستقل نفتی و گازی بود که تنها یک سوم آن، میادین مشترک هستند. حال سوال اصلی این است که با وجود 23 میدان مشترک در کشور که عمدتا وضعیت نامناسبی دارند، چه ضرورتی برای معرفی میادین مستقل به شرکت های بین المللی نفتی وجود داشت؟ البته گفتنی است که جذابیت های بیشتری برای میادین مشترک در مدل IPC در نظر گرفته شده است تا این شرکت ها انگیزه بیشتری برای سرمایه گذاری در این میادین داشته باشند ولی ریسک سیاسی و عملیاتی و همچنین فشار کشورهای شریک ایران در این میادین نظیر عربستان سعودی، قطر، امارات و عراق از جذابیت‌های این میادین مشترک برای شرکت های بین المللی نفتی می کاهد. در نتیجه، پیش بینی می شود معرفی میادین مستقل در کنار میادین مشترک به شرکت های بین المللی نفتی، میادین مشترک را از اولویت فعالیت این شرکت ها در ایران خارج کند. امری که یک بار در گذشته و در قالب قراردادهای بیع متقابل تجربه شد و کشور نتوانست در بستر این قراردادها، شرکت های بین المللی نفتی را به میادین مشترک نفتی هدایت کند. بنابراین از آنجا که اولویت اصلی کشور، توسعه میادین مشترک است، ضرورت دارد میادین مستقل برای سرمایه گذاری در بستر IPC از دستور کار وزارت نفت خارج شود.

درنهایت میتوان گفت کهIPC مدل جدیدی از قراردادهای نفتی است که میتواند منافعی رانصیب کشور کند، در صورتی که به نکات زیر به دقت توجه شود:

الف- پروژه های هدف این قراردادها و علت انتخاب آنها مشخص شود.

ب- نظام حقوقی، فنی و مالی مورد نظر برای هر پروژه ارزیابی شود و برای تدوین آن ،کار کارشناسی دقیقی صورت گیرد.

ج- صرفا تدوین یک قرارداد خوب منجر به عایدی برای کشور نمیشود و کیفیت اجرای آن خود موضوع مستقلی است که از الزامات آن هوشیاری طرف ایرانی در زمان اجرا و اولویت منافع ملی بر منافع شخصی و کوتاه مدت افراد،احزاب و گروهها در طول پروژه است.

د- به IPC باید با هدف جبران کمبودهای موجود ورفع موانع فعلی نگاه شود ونه به عنوان مدلی برای امضای قرارداد با شرکت‌های خارجی وافتخار به آن.

برچسب ها: IPC ، قراردادهای نفتی ، منافع ملی

به کانال تلگرام تابناک بپیوندید



بازگشت به ابتدای صفحه

ارسال به ...

نظر شما

نام:

ایمیل:

* نظر:

ارسال

تمام حقوق مادی و معنوی این سایت متعلق به تابناک می باشد و استفاده از مطالب با ذکر منبع بلامانع است.
طراحی و تولید "ایران سامانه"