فصلنامه علمی پژوهشی دانش سرمایه‌گذاری
دوره ۱۳ / شماره ۱ (پیاپی ۴۹) / بهار ۱۴۰۳
صفحه ۲۱۷ تا ۲۳۰

مقایسه رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی موسوم به آ.پی.سی با قراردادهای بیع متقابل از منظر هزینه ها

علیرضا حسنعلیزاده
دانشجو دکتری رشته مالی، حقوق مالی، گروه مالی، دانشکده مدیریت اقتصاد، واحد علوم تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
alireza.h.alizadeh89@gmail.com

علی زارع
استادیار گروه حقوق خصوصی، دانشکده حقوق الهیات و علوم سیاسی، واحد علوم تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
(نویسنده مسئول)
Dr.alizare@gmail.com

مهدی منتظر
استاد یار گروه حقوق خصوصی، دانشکده علوم انسانی، واحد دماوند، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد دماوند، ایران.
mhdmontazer@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۹۹/۱۱/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۱/۱۸

چکیده

یکی از عناصر کلیدی قراردادها، هزینه های مرتبط است. در این مقاله برای نخستین بار انواع هزینه ها در قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی مطالعه شده است.ارکان مالی قرارداد بیع متقابل، شامل هزینه سرمایه ای، هزینه غیر سرمایه ای، هزینه تامین مالی پروژه، هزینه عملیاتی و دستمزد می شود. مهمترین وجوه تمایز قرارداد جدید نفتی نسبت به قراردادهای بیع متقابل، بلندمدت بودن طول دوره قرارداد و حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری است. ساختار مالی این قراردادها شامل درآمد دولت و نفت هزینه می شود که نفت هزینه شامل هزینه سرمایه ای مستقیم، هزینه غیرمستقیم، هزینه پول و هزینه عملیاتی و دستمزد است. هزینه های سرمایه ای مستقیم در قراردادهای جدید نفتی بر خلاف قراردادهای بیع متقابل از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هر ساله طبق رفتار مخزن و شرایط بازار (نهاده ها) تعیین می گردد. در قراردادهای جدید نفتی هزینه «پول» برای تامین منابع مالی پروژه پیش بینی شده است. که این ردیف در قراردادهای بیع متقابل تحت عنوان «هزینه بانکی» است. بر خلاف قراردادهای بیع متقابل که به تمام هزینه های مستقیم و غیر مستقیم انجام شده توسط پیمانکار بهره تعلق می گرفت. در قراردادهای جدید نفتی، تنها هزینه های غیرمستقیم و تاخیر در بازپرداخت هزینه ها در موعد مقرر مشمول بهره می باشند.

واژه‌های کلیدی: بیع متقابل؛ قرارداد جدید نفتی ایران؛ هزینه سرمایه ای مستقیم و غیرمستقیم؛ هزینه پول؛ هزینه دستمزد.

۱- مقدمه

با توجه به وابستگی اقتصاد کشور ایران به درآمدهای نفتی، بهره برداری بهینه از منابع فراوان نفت و گاز از اهمیت ویژه ای برخوردار می گردد. در حال حاضر، عمده موانع و محدودیت های اجرایی سد راه توسعه صنعت نفت و گاز ایران، ناتوانی در تامین مالی مورد نیاز و عدم دسترسی به دانش فنی لارم می باشد.(ابراهیمی و شیروی، ۱۳۸۸: 255). یکی از مباحث مهم در حوزه مسائل نفت را می توان مربوط به انواع قراردادهای نفتی دانست. در قراردادهای نفتی، پیمانکار، سرمایه گذار یا شرکت بین المللی نفت نقش کارگزار یا عامل و مالک میدان یا شرکت ملی نفت نقش کارفرما را ایفا می کند. در محیط اطلاعات کامل، کارفرما می تواند قراردادی را به عامل یا کارگزار پیشنهاد کند که همه منافع را خودش بدست آورد و به آن میزان به کارگزار تخصیص دهد که وی را در پذیرش یا رد قرارداد بی تفاوت کند. این نتیجه را بهینه اول می گویند. با توجه به این که کارفرما به ندرت کاملاً مطلع است، قرارداد بهینه اول معمولاً در عمل دست یافتنی نیست. وضعیتی که در آن کارفرما مازاد خود را، با در نظر گرفتن محدودیت ناشی از اطلاعات نامتقارن، بیشینه می کند، بهینه دوم گفته می شود(نیکلسون و اسنایدر، ۲۰۱۲). نظام یا رژیم مالی[1]حاکم بر قراردادها از مهمترین وجوه تفاوت قراردادها با یکدیگر است. برخی معتقدند که بیش از ۸۰ درصد مفاد قراردادهای بالادستی یکسان بوده و آن چه آن ها را از یکدیگر متمایز می سازد، نظام مالی این قراردادها است(دوال[2]، ۲۰۰۹). ایران به عنوان یکی از بزرگترین صادرکنندگان نفت در طی حدود ۲۰ سال از قرارداد بیع متقابل برای توسعه صنعت نفت خود استفاده کرده است. برای رفع برخی مشکلات قرارداد بیع متقابل، قراردادی تحت عنوان قرارداد نفتی ایران۳ (Ipc) تدوین و پس از قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید و خدمت از آن به عنوان قرارداد (نوع چهارم) یاد می شود. این نوع قرارداد های خدمت را می توان یک نوع (مشارکت در تولید کنترل شده) نامید، زیرا در آن ها شرکت نفت بین المللی در بخشی از نفت شریک می شود ولی میزان سهم آن از نفت تولیدی بر اساس دلار به ازای هر بشکه نفت تعیین می گردد(شیروی، ۱۳۹۳: ۴۳۴). در قراردادهای جدید نفتی، ضمن بازپرداخت هزینه ها از تولیدات میدان، پرداخت پاداش ها هم بر مبنای فرمولی است که در قراردادهای جدید IPC نیز به کار گرفته شده است. یعنی پرداخت پاداش بر اساس مقدار نفت تولیدی است(حاتمی و همکاران، ۱۳۹۳: ۵۴).اگر چه بازپرداخت هزینه ها پس از تحقق تولید در سقف مقدار معینی از محصول است، هیچ گونه مالکیتی برای پیمانکار نسبت به نفت استحصالی ایجاد نمی شود(صادقی، ۱۳۸۳: ۱۲۸). بلکه تمام هزینه های سرمایه ای، غیر سرمایه ای و عملیاتی از طریق فروش نفت خام تولیدی یا عواید حاصل از آن یا تخصیص بخشی از محصول تولیدی به پیمانکار را حسب قرارداد انجام خواهد داد(منتظر و همکاران، ۱۳۹۲). قراردادهای جدید نفتی ایران در پاسخ به نارسایی‌ها و خلأهای موجود در نسل‌های مختلف قراردادهای بیع‌متقابل و غیرجذاب بودن آن‌ها از نقطه‌نظر شرکت‌های نفتی خارجی تهیه شده و کلیدی‌ترین هدف از تدوین آن از دید نظریه قراردادی افزایش منافع طرفین‌قرارداد نسبت به قراردادهای یادشده می‌باشد(بهادری، ۱۳۹۵). رژیم مالی این قرارداد، ازنوع خدماتی با ریسک است و هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت خارجی و مبتنی بر رژیم مالی

[1] .Fiscal Regime
[2] .Duval
6.Iran Petroleum Contract

صورت می گیرد به چهار دسته هزینه های سرمایه ای مستقیم، هزینه های غیر مستقیم، هزینه های پول و هزینه های بهره برداری تقسیم بندی می شود(حسینی، ۱۳۹۳). هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و هزینه‌های غیر مستقیمی که تا هنگام شروع تولید اولیه صورت گرفته حداکثر ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان شروع بازپرداخت تسویه خواهند شد. اما هزینه های سرمایه ای مستقیمی که از تارخ تولید اولیه به بعد انجام شده؛ ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه کرد و هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه نیز مشابه با هزینه‌های‌بهره‌برداری به‌صورت جاری تسویه می‌گردند. هزینه‌های بانکی برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم منظور و در دوره بازیافت مستهلک طرف دوم قرارداد علاوه بر دریافت هزینه‌های یاد ، می‌شوند .در قراردادهای جدید نفتی پیمانکار در دوران بهره‌برداری نیز حضور داشته و دستمزد مشخصی را براساس نرخ دستمزد پایه در حالت تحقق اهداف و میزان تولید محقق شده از میدان بدست می آید. به طور در این قراردادها امکان حضور پیمانکار در فاز بهره برداری نیز فراهم شده است. همچنین به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی ازابتدا یک شرکت ایرانی با تایید شرکت ملی نفت ایران، به عنوان شریک فنی در کنار پیمانکار خارجی قرار می گیرد. به صورت کلّی قراردادهای جدید نفتی دارای قالب‌های زیر است:

۱) در نحوه اجرای عملیات نفتی: ساختار جوینت ونچر (مشارکت در سرمایه‌گذاری).

۲) در سازوکار بازپرداخت هزینه‌ها (تخصیص نفت هزینه به پیمانکار): ساختار مشارکت در تولید. (نشست قراردادهای نفتی ایران، ۱۳۹۴).[1]

به طوری کلی محقق در این پژوهش وضعیت هزینه ها را در قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی ایران مورد بررسی قرار داده و حتی المقدور مقایسه اجمالی بین این قراردادها را تشریح می نماید.

۲-پیشینه تحقیق

میبدی، علی امامی و هادی، احمد(۱۳۹۶)، پژوهشی با عنوان ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک Toppsis انجام داده اند. که در این تحقیق ماهیت و ساختار نظام مالی در قراردادهای بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران معرفی گردیده، سپس متون مربوط به نظام مالی بررسی شده و با خبرگان نسبت به انتخاب معیارهای ارزیابی تامین مالی مصاحبه شده است. به منظور مقایسه معیارهای ارزیابی جهت اولویت بندی و همچنین انتخاب بهترین روش تامین مالی در قراردادهای بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران، از نظر خبرگان و روش تصمیم گیری TOPPSIS استفاده شده است. با توجه به نتایج حاصل از روش تصمیم گیری TOPPSIS ، معیارهای تامین و جذب سرمایه گذاری خارجی، برداشت صیانتی از مخزن و انعطاف پذیری منطقی در شرح کار و هزینه های تکلیفی پیمانکار از اولویت بالاتری در نظام مالی دو قرارداد برخوردار بوده و بر اساس معیارهای معرفی شده، قرارداد IPC به عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت ایران شناسایی گردید. کهن هوش نژاد، روح اله و منظور، داوود و امانی، مسعود(۱۳۹۷)، پژوهشی با موضوع تحلیل مقایسه ای رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران IPC انجام دادند.

[1]. http://www.mapsakish.com

نتایج: به لحاظ اقتصادی، رژیم مالی قراردادها از دو منظر کارآمدی نظام طراحی شده است. و میزان سهم بری(واقعی) طرفین از پروژه قابل مقایسه است. مقایسه قراردادهای بیع متقابل با قراردادهای جدید نفتی ایران IPCاز دو منظر، ملاحظات اقتصادی کارآمد بودن رژیم مالی و میزان واقعی سهم بری پیمانکار خارجی (از طریق شبیه سازی قراردادها در پروژه میدان نفتی آزادگان) حاکی از کارآمدتر بودن نظام مالی قراردادها IPC (به استثنای نظام مالیاتی) نسبت به بیع متقابل و مطلوب تر بودن کم هزینه بودن آن برای کشور میزبان(ایران)است. ون موز(۲۰۰۹)،تحقیقی با موضوع ارزیابی مالی و اقتصادی قرارداد میدان رمیله عراق انجام داد.

نتایج نشان داد که، مهم ترین اشکال قراردادهای عراق این است که برای بازپرداخت هزینه های سرمایه ای سقف وجود ندارد. وتنها عاملی که پرداخت مطالبات پیمانکاران را محدود می نماید سقف ۵۰ درصدی از محل درآمد میدان است، که در صورت افزایش قیمت نفت به محدوده ۸۰ دلار پیمانکار قادر خواهد بود کل هزینه های خود را ظرف دو سال اولیه بازیافت نمایند. اشکال دیگر مساله وجود انگیزه انجام هزینه های اضافی است که نرخ بازده داخلی پیمانکار در حالتی که هزینه های توسعه میدان بیشتر باشد، نسبتاً بیشتر خواهد بود.

سروا[1](۲۰۱۵)، به بررسی طرح های مالی صنعت نفت در انگلستان، نروژ و چین در شرایط موجود مخاطرات اخلاقی پرداخته است. سرانجام این مطالعات تطبیقی، نشان داد که طرح های مالی صنعت نفت و گاز شامل نرخ های بالای حاشیه سود نسبت به درآمد، در ترکیب سرمایه کمکی و رو به افزایش منجر به ایجاد انگیزه در اپراتورها برای متورم کردن هزینه هایشان می شود. با این حال چنین طرحی باعث ایجاد انگیزه بای سرمایه گذاری بیشتر می شود.

۳-روش شناسی تحقیق

تحقیق حاضر از لحاظ ماهیت مساله و هدف تحقیق یک تحقیق توسعه ای کاربردیمحسوب می شود. همچنین ازلحاظ روش لحاظ روش، تحقیقی توصیفی- اسنادی محسوب می شود.

۵-سوالات تحقیق

۱) وضعیت هزینه های نفتی در قراردادهای بیع متقابل چگونه است؟

۲) وضعیت هزینه های نفتی در قراردادهای جدید نفتی چگونه است؟

۶- مبانی نظری تحقیق

قراردادهای بیع متقابل یکی از انواع قراردادهای خدمت است که ویژگی‌های منحصر به فردی دارد و از این جهت بعضاً تحت عنوان یک روش قراردادی جداگانه بحث می‌شود. قراردادهای بیع متقابل ممکن است صرفاً برای توسعه میدان کشف شده و یا برای اکتشاف و توسعه به صورت توأم استفاده شود. مهم‌ترین تغییر در مفاد قراردادهای بیع متقابل در سال ۱۳۸۶ با تصویب «چارچوب کلی قراردادهای بیع متقابل» توسط هیأت مدیره شرکت ملی نفت

[1] . Serova

ایران بروز کرد که به جای تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در زمان انعقاد قرارداد، این امر به بعد از انجام مناقصات قراردادهای فرعی موکول شد. به عبارت دیگر به جای اینکه در زمان انعقاد قرارداد طرفین روی سقف هزینه‌های سرمایه‌ای توافق کنند، روشی برای تعیین آن در طول اجرای پروژه پیش‌بینی کردند(شیروی، ۱۳۹۳:۴۳۵-۴۳۸).

قراردادهای بیع متقابل در سه نسل عرضه شد. و در هر سه نسل این منطق حاکم بود که شرکت توسعه‌دهنده در ازای توسعهٔ میدان، هزینه‌های خود را صرفاً از تولیدات همان میدان و همراه با پاداش دریافت می‌کرد. البته این سه نسل تفاوت‌هایی با هم داشتند. مثلاً، در قراردادهای نسل اول یک ایراد اساسی وجود داشت و آن این بود که سقف مالی قرارداد بسته می‌شد، یعنی در صورتی که هزینه‌های پیمانکار از سقف قرارداد بالاتر می‌رفت شرکت نفت ملزم به بازپرداخت آن‌ها نبود. در قراردادهای نسل دوم به منظور رفع برخی نگرانی‌ها موارد جدیدی در قراردادها گنجانده شد. برای مثال، سقف سهم بازپرداخت پیمانکار کاهش یافت یا در قراردادها بر استفاده از توان داخلی تأکید شد.

در قراردادهای بیع متقابل نسل سوم، تغییرات مهمی در جهت اصلاح این نوع از قراردادها صورت گرفت. یکی از مهم‌ترین این تغییرات این بود که سقف هزینه‌ها از ابتدا در قرارداد بسته نمی‌شد بلکه پیمانکار ۱۸ ماه فرصت داشت تا طراحی و مهندسی‌های لازم را چه در بخش سطح‌الارضی و چه در بخش حفاری انجام دهد و مناقصات عمدهٔ خود را برگزار کند. بنابراین، پس از این موعد، تخمین دقیق‌تری از شرح کار و قیمت پروژه حاصل می‌شد و تا حد زیادی خطر قیمت‌دهی برای پیمانکار کمتر می‌شد. همچنین، سقف سهم بازپرداخت پیمانکار از میدان دوباره به ۶۰ درصد افزایش یافت. در تقسیم‌بندی هزینه‌های بیع متقابل، هزینه‌های مستقیم پروژه در بخش Capex، هزینه‌های غیرمستقیم (مثل مالیات، گمرک و...) در بخش Non-Capex، هزینه‌های مربوط به تأمین مالی در بخش Bank Charges و هزینه‌های عملیاتی در بخش Opex لحاظ می‌شوند(ابراهیمی، ۱۳۸۸).

در تقسیم‌بندی هزینه‌های بیع متقابل، هزینه‌های مستقیم پروژه در بخش Capex، هزینه‌های غیرمستقیم (مثل مالیات، گمرک و...) در بخش Non-Capex، هزینه‌های مربوط به تأمین مالی در بخش Bank Charges و هزینه‌های عملیاتی در بخش Opex لحاظ می‌شوند.

درمجموع انتقادهایی به مشکلات این قراردادها وجود داشت و اعتقاد بر این بود که با رفع این مشکلات، بهره‌مندی بیشترِ طرفین قرارداد و انعقاد قراردادهای برد ـ برد ممکن خواهد شد.

یکی از موارد اصلی این ایرادها این بود که شرکت بین‌المللی سرمایه‌گذار می‌تواند به صورت بالقوه در معرض خطر قیمتی قرار گیرد؛ چرا که پیمانکار از افزایش شدید قیمت نفت بهره‌ای نمی‌برد، اما درصورت کاهش قیمت نفت با توجه به اینکه هزینه‌های بانکی و خدمات و اصل سرمایه طبق یک جدول زمان‌بندی مشخص پرداخت می‌شود، عملاً بازپرداخت‌ها به زمان دورتر موکول می‌شود و می‌توان نشان داد که نرخ بازده سرمایه‌گذاری برای سرمایه‌گذار کاهش می‌یابد، در حالی که در وضعیت کلی، نرخ بازده طرح برای شرکت ملی نفت ایران تغییر چندانی ندارد (مقدم و مزرعتی، ۱۳۸۵).ایراد دیگر قراردادهای بیع متقابل این بود که به دلیل نداشتن ظرفیت نگهداری یا بازاریابی، در شرایطی که اجبار به کاهش تولید وجود دارد نحوهٔ فروش و بازاریابی از انعطاف لازم برخوردار

نیست(لاول و قندی[1]، ۲۰۱۱). همچنین مطالعات نشان می‌دهد که نظام مالی قراردادهای بیع متقابل در مقایسه با دیگر قراردادهای نفتی به‌ویژه قراردادهای مشارکت در تولید، از پیچیدگی بیشتری برخوردار است (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

قرارداد جدید نفتی ایران IPC[2] به معنای قرارداد نفتی ایران است، قراردادهای جدید نفتی نوع تکامل یافته قراردادهای بیع متقابل است. مهمترین تفاوت قراردادهای جدید با بیع متقابل این است که بازپرداخت‌ها توسط پیمانکار مشروط به عملکرد پیمانکار در طول زمان و میزان تولید شده است تا این امر شریک خارجی را به تولید بیشتر ترغیب کند. در واقع قرارداد نفت ایران یا IPC نام الگویی است که با هدف جذب سرمایه‌های خارجی و شرکت‌های نفتی بین‌المللی در توسعه میادین نفت و گاز کشور، طرّاحی و ارائه شده است. قرارداد IPC نوعی قرارداد مشارکت در تولید کنترل شده است که در آن شرکت نفت بین‌المللی در بخشی از نفت شریک می‌شود. مشارکت در تولید همواره به نفع شرکت‌های طرف قرارداد است. در قرارداد IPC، دستمزدی که به شرکت خارجی بابت تولید هر بشکه اضافی از میدان داده می‌شود به هیچ عنوان مستحقّ آن نبوده و این کار برخلاف منافع دولت میزبان بوده و حتّی در مواردی شرکت خارجی به جای دستمزد، مستحقّ جریمه است. به علاوه مرتبط ساختن نفت درون مخزن به درآمدهای شرکت خارجی به انتقال مالکیت اقتصادی مخزن می‌انجامد (گزارش راهبردی مدیریت و اقتصاد، ۱۳۹۵: ۴).

مهمترین وجوه تمایز این قراردادها نسبت به قراردادهای بیع متقابل، بلندمدت بودن طول دوره قرارداد و حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری است. همچنین بر خلاف گذشته پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان شناور است و نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت خام و نوع میدان تعدیل می شود. البته همانند قرارداد بیع متقابل پرداخت کلیه مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می گیرد. هر چند طبق ماده ۶-۳ مصوبه هیات دولت در این زمینه، مقرر شده است در صورت عدم کفایت عواید میدان جهت بازپرداخت مطالبات پیمانکار در سال های انتهایی قرارداد، دوره بازپرداخت تمدید گردد و به نوعی بازپرداخت هزینه های سرمایه ای از ابتدا مقداری مشخص و ثابت می باشد در قراردادهای جدید نفتی این هزینه ها به طور سالانه و بر اساس رفتار میدان و از طریق مذاکره تعیین می گردند. ساختار مالی این قراردادها شامل درآمد دولت و نفت هزینه می شود که نفت هزینه شامل این موارد می باشند:

- هزینه سرمایه ای مستقیم ۳(DCC)؛
- هزینه غیر مستقیم۴ (IDC)؛
- هزینه پول۵ (COM)؛
- هزینه عملیاتی و دستمزد (OPEX).(عیوضلو، ۱۳۹۸، ص ۱۴۳).

[1] . Ghandi & Lawell.
[2]. Iran Petroleum Contract
[3].Direct Capital Cost
[4] . Indirect Capital Cost (IDC)
[5] . Cost of Money (COM)

۷-مقایسه قرارداد بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی:

۷-۱-نحوه پرداخت دستمزد در قرارداد های بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی ایران:

۷-۱-۱- نحوه پرداخت دستمزد در بیع متقابل:

- مشخص شدن میزان پاداش در ابتدای قرارداد بصورت ثابت
- عدم تعلق پاداش تعیین شده به پیمانکار در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی
- ملاک اختصاص پاداش به‌پیمانکار ماندگاری تولید در سطح پلتو در بازه زمانی ۲۱ روزه از یک دوره ۲۸ روزه.

۷-۱-۲-نحوه پرداخت دستمزد در قراردادهای جدید نفتی:

- پرداخت پاداش پیمانکار براساس میزان تولید روزانه (فی در هر بشکه).
- تعدیل نرخ پاداش (فی) بر اساس عوامل مختلف (قیمت نفت، نوع و میزان ریسک، عاملR، در هر دوره(طاهری فرد، ۱۳۹۶).

۷-۲- طول دوره و نحوه باز پرداخت هزینه ها بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی:

۷-۲-۱-طول دوره و نحوه باز پرداخت هزینه ها در بیع متقابل:

- در یک دوره استهلاک و محدود (معمولاً بین ۵ تا ۷ ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه) هزینه های نفتی (به جزء هزینه های عملیاتی) و دستمزد پیمانکار از محل حداکثر ۶۰ درصد عایدات میدان و با توجه به نرخ بازگشت‌سرمایه مشخص گردیده در قرارداد و در قالب اقساط مساوی به پیمانکار باز پرداخت می شود
- تعلق هزینه‌های بانکی به کلیه هزینه‌های صورت گرفته و برابر بودن آن با حدود نصف هزینه‌های سرمایه‌ای.
- بازپرداخت‌مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه های غیر مستقیم.

۷-۲-۲-طول دوره و نحوه باز پرداخت هزینه ها در قراردادهای جدید نفتی:

- باز پرداخت هزینه‌های سرمایه ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله (بعد از رسیدن به تولید اولیه) و بازپرداخت سایر هزینه ها به همراه پاداش پیمانکار در هر دوره از محل ۵۰ درصد از عواید میدان.
- تعلق هزینه‌های بانکی تنها به هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم وتاخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار
- بازپرداخت مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیر مستقیم به پیمانکار (، صاحب هنر و همکاران ۱۳۹۳).

۸-هزینه های نفتی در قراردادهای بیع متقابل:

۸-۱-هزینه‌های سرمایه‌ای:

تمامی هزینه های توسعه میدان مطابق با مفاد قرارداد انجام‌شده و طبق اصول حسابرسی به‌حساب پروژه منظور مشروط به اینکه آن ها تحت هزینه های دیگر قابل‌شناسایی نباشند.

ویژگی های هزینه های سرمایه ای:

این هزینه‌ها سقف دارند، یعنی:

- اولاً هزینه‌های انجام‌شده باید حسابرسی شده و در صورت تأیید قابل بازپرداخت است.
- ثانیاً، چنانچه برای اتمام پروژه و رسیدن به اهداف آن عملاً مبالغی کم‌تر از سقف مزبورهزینه شده باشد، مبالغی که واقعاً هزینه شده، قابل بازپرداخت هستند.
- ثالثاً، هرگاه برای اتمام پروژه و رسیدن به اهداف آن مبالغی بیشتر از سقف مزبور مورد نیاز باشد، پیمانکار موظف است به هزینه خود آن را انجام دهد ولی نمی‌تواند بازپرداخت آن را از شرکت نفت تقاضا کند مگر آنکه این افزایش هزینه‌ها در نتیجه کارهای اضافی و با تغییر در قلمرو کارها باشد.

۸-۲-هزینه‌های غیرسرمایه‌ای:

تمامی مالیات‌ها و عوارض و سایر پرداخت‌هایی که پیمانکار برای اجرای قرارداد به مقامات ذیصلاح مثل سازمان امور مالیاتی، گمرک، شهرداری‌ها یا سازمان بیمه تأمین اجتماعی پرداخت می‌کند.

ویژگی های هزینه های غیر سرمایه ای:

حدود ۱۰ تا ۱۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای را تشکیل می‌دهد و فاقد محدودیت سقف بوده و کل آن قابل بازپرداخت است.

۸-۳-هزینه‌های عملیاتی

هزینه‌های عملیاتی به مخارجی اطلاق می‌شوند که پس از تصویب شرکت ملی نفت مستقیماً، ضرورتاً و منحصراً به منظور اجرای «فعالیت‌های عملیاتی»، تامین قطعات یدکی و تامین پوشش بیمه‌ای برای پس از تاریخ تحویل پروژه، توسط پیمانکار تعهد و پرداخت می‌شوند.

ویژگی های هزینه های عملیاتی:

هزینه‌های عملیاتی فاقد سقف و با حسابرسی قابل بازپرداخت است.

۸-۴-هزینه‌های بانکی: هزینه‌های تأمین منابع مالی.

ویژگی های هزینه های بانکی:

- تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای از اولین روز ماه بعد از انجام هزینه تا زمانی که بازپرداخت می‌شود مشمول نرخ بهره می‌گردند.
- نرخ بهره در قرارداد مورد توافق قرار می‌گیرد که معمولاً رقمی بالاتر از نرخ "لایبور"مثل ۷۵٪ به‌اضافه نرخ لایبور است.
- هزینه‌های عملیاتی اگر در فصل بعد از انجام هزینه بازپرداخت شود، مشمول بهره نمی‌شود ولی اگر در پرداخت آن تأخیر شود، مشمول بهره می‌گردد.

در صورتی که شرکت ملی نفت اقساط حق الزحمه پیمانکار را در موعد مقرر در قرارداد نپردازد به اقلام بازپرداخت نشده هزینه بانکی تعلق خواهد گرفت(شیروی، 1393: ۴۳۵-۴۳۸).

طبیعی است در کنار هزینه‌های قابل بازیافت، برخی از هزینه‌ها غیرقابل بازیافت باشند. در رویه حسابداری مدل اکتشافی توسعه‌ای قرارداد بیع به تفصیل هزینه‌های غیرقابل بازیافت در ۱۸ بخش طبقه بندی شده‌اند، که از میان مهمترین آنها می‌توان به هزینه تأسیس دفتر خارج از ایران، هزینه‌های ناشی از تخلف پیمانکار در اجرای عملیات توسعه مطابق استانداردهای عمومی صنعت نفت و هزینه‌های مربوط به کسور و عوارض قانونی پرداختی در خارج از ایران اشاره کرد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۹۴۹).

۹-هزینه های نفتی در قراردادهای جدید نفتی:

۹-۱-هزینه های سرمایه ای مستقیم۱:

هزینه های سرمایه ای مستقیم دربرگیرنده هزینه ها و مخارجی هستند که براساس برنامه فعالیتهای عملیات اکتشاف، برنامه عملیات توصیف، و برنامه عملیات توسعه و تولید و تمام برنامه های کاری و بودجه ها که برای دستیابی به اهداف قرارداد ضروری اند توسط پیمانکار انجام و پرداخت می شود. برنامه و بودجه سالیانه که باید توسط JDP ۲ و شرکت ملی نفت تائید گردد معیار تائید و بازپرداخت هزینه های سرمایه ای مستقیم خواهد بود. در واقع این بخش از هزینه های سرمایه ای مستقیم بر خلاف قراردادهای بیع متقابل از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هر ساله طبق رفتار مخزن و شرایط بازار (نهاده ها) تعیین می گردد.

۹-۲ هزینه های سرمایه ای غیر مستقیم۳:

هزینه های غیر مستقیم شامل کلیه هزینه هایی است که بوسیله پیمانکار با انجام عملیات نفتی به نهاده ها و ارگان های دولتی پرداخت شده اند؛ مانند انواع مالیات ها، عوارض گمرکی، حق بیمه تامین اجتماعی و ...؛ این

[1] . Direct Capital Cost.
[2] . Joint Development Commitee
[3] . Indirect Capital Cost(IDC)

هزینه ها که در دوره بازیافت و مطابق با یاز و کار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهد شد، صرفاً شامل (هزینه های قانونی ایران) می باشند.

۹-۳-هزینه های پول[1]:

یکی دیگر از ردیف های هزینه های قابل بازیافت در قرارداد جدید نفتی ایران« هزینه پول » یا هزینه تامین منابع مالی برای پروژه است. در قرارداد بیع متقابل نیز در این ردیف هزینه ای تحت عنوان « هزینه های بانکی» و به منظور جبران هزینه های تامین مالی عملیات توسعه پیش بینی شده است؛ بر خلاف قراردادهای بیع متقابل که به تمام هزینه های مستقیم و غیر مستقیم انجام شده توسط پیمانکار بهره تعلق می گرفت، در این قرارداد تنها به هزینه های غیر مستقیم و تاخیر در بازپرداخت هزینه ها در موعد مقرر بهره تعلق می گیرد.

۹-۴-هزینه های عملیاتی[2]:

شامل تمام هزینه ها و مخارجی است که توسط پیمانکار به منظور اجرای برنامه های توسعه و تولید و برنامه های کاری و بودجه سالیانه مصوب انجام می گیرد، به جزء هزینه های سرمایه ای مستقیم، غیر مستقیم و هزینه های بانکی.

۹-۵-دستمزد:

بر خلاف قراردادهای بیع متقابل که دستمزد پیمانکار از ابتدا به صورت مقداری ثابت تعیین می گردد، در قراردادهای IPC پرداخت حق الزحمه (پاداش) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می گردد. نرخ پایه پاداش بر اساس فاکتورهایی همچون نوع میدان، عامل R و قیمت نفت تعدیل می گردد.

با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه های انجام شده در طول دوره پروژه، نرخ پاداش کاهش می یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد بادآورده به پیمانکار می باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می گیرد.

۹-۶-باپرداخت مطالبات پیمانکار

در خصوص نحوه بازیافت هزینه ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش بینی شده است که تا این مطالبات از محل عایدات میدان و در قالب « نفت هزینه » مستهلک خواهد شد. میزان نفت هزینه از ۵۰ درصد عواید میدان تجاوز نخواهد کرد. در قراردادهای جدید نفتی ایران، طرف دوم قرارداد علاوه بر دریافت هزینه های سرمایه ای

[1] . Cost of Money(COM)
[2] . Opex

مستقیم و غیر مستقیم، به دلیل حضوردر هزینه های عملیاتی دوران بهره برداری، از هر بشکه نفت در حال تولید پاداش مشخصی نیز دریافت می گردد(فریمینیا و همکاران، ۲۰۱۷).

۱۰- نتیجه گیری

از بررسی وضعیت هزینه های دو قرارداد مورد بررسی میتوان نتیجه گرفت که در قراردادهای بیع متقابل به دلیل ثابت بودن هزینه های سرمایه ا ی قابل بازیافت توسط پیمانکار و عدم ارتباط مؤثر آن با عملکرد وی، با افزایش هزینه های سرمایه ای و عملیاتی نرخ بازگشت واقعی سرمایه و دریافتی پیمانکار کمتر می شود. به دلیل سقف بازپرداخت هزینه های سرمایه ای با افزایش هزینه های عملیاتی دریافتی پیمانکار کاهش می یابد. در بیع متقابل سقف هزینه های سرمایه‌ای بسته بوده و اگر پیمانکار بیشتر از این سقف هزینه کند، این مقدار اضافه بر سقف، بازپرداخت نمی شود. دوره بازپرداخت هزینه‌ها در بیع متقابل مشخص می باشد، و در صورت ناکافی بودن تولید میدان و یا کاهش قیمت نفت برای مدتی طولانی، ممکن است حتی قسمتی از هزینه‌ها، به پیمانکار بازپرداخت نشود. به عبارتی، جریان نقدینگی این قراردادها دارای سه بخش اصلی هزینه، درآمد و بازپرداخت می باشد. بخش هزینه مرتبط با انجام عملیات اکتشاف، ارزیابی و یا توسعه میدان شامل هزینه های سرمایه ای ، هزینه های غیرسرمایه ای ، هزینه های بانکی و هزینه های تولید، تعمیر و نگهداری میدان هیدروکربوری (درصورت وجود) است. بر اساس بند ث ماده ۸ مصوبه هیات دولت، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای جدید نفتی وجود ندارد و IPC اصطلاحاً OPEN CAPEX است. میزان هزینه‌های سرمایه‌ای به صورت سالیانه و در کمیته مشترک مدیریت ذیل برنامه مالی عملیاتی سالیانه تعیین می‌شود. در IPC نرخ بازده پروژه برای پیمانکار تعیین نمی شود و از این لحاظ محدویتی برای پیمانکار ایجاد نمی شود. بنابراین نرخ بهره بانکی و هزینه هایی که هزینه ی تامین مالی به آن ها تعلق می گیرد، بسیار با اهمیت است و به شدت روی سود آوری پروژه برای پیمانکار تاثیر گذار است. در نتیجه در IPC؛ اولاً میزان هزینه کرد پیمانکار نامشخص است و در ابتدای قرارداد تعیین نمی‌شود. ثانیاً، باز پرداخت هزینه‌های پیمانکار مشروط به تولید اولیه است، نه تحقق تولید سالیانه مورد نظر و یا حتی تولید نهایی. ثالثاً، برای بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار هیچ محدودیتی وجود ندارد و حتی اتمام دوره قرارداد مانع بازپرداخت هزینه‌ها نمی‌شود. رابعاً؛ نرخ بازده پروژه برای پیمانکار تعیین نمی شود. خامساً؛ حق الزحمه یا پاداش بر اساس میزان تولید است و متناسب با قیمت نفت. حتی معلوم نیست که هزینه تامین مالی به چه مواردی تعلق می‌گیرد. گرچه قراردادهای جدید نفتی به دلیل برخورداری از: برنامه توسعه منعطف، برنامه کاری و بودجه سالانه به جای تعیین سقف ثابت هزینه، امکان بازیافت کامل هزینه ها، انعطاف دستمزد نسبت به تغییر قیمت نفت و متناسب با ریسکها و مناطق مختلف عملیاتی نسبت به قراردادهای بیع متقابل، از انعطافپذیری بیشتری برخوردار می باشند. اما قراردادهای جدید نفتی مشابه قراردادهای بیع متقابل ماهیت خدماتی داشته و پیمانکار هزینه های پرداخت شده را بازیافت نموده و از دستمزد نسبتاً مشخصی که ارتباط چندان مستقیم و یک به یکی با قیمت ندارد برخوردار است.

فهرست منابع

* ابراهیمی سیدنصرالله ، شیروی عبدالحسین(۱۳۸۸)."اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای ببع متقابل"،مجله حقوقی بین المللی، نشریه مرکز امور حقوق بین المللی ریاست جمهوری، شماره ۴۱.
* ابراهیمی سیدنصرالله ، منتظر، مهدی ، مسعودی فرزاد(۱۳۹۳). اصول حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شماره ۱۲.
* حاتمی علی،کریمیان اسماعیل (۱۳۹۳)، حقوق سرمایه گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه-گذاری، تهران، نیسا، ص۷۰۱.
* حسینی سیدمهدی (۱۳۹۳)، فضای بین‌المللی صنعت نفت قراردادها و راهبردها، همایش ارزیابی و معرفی الگوی جدید قراردادهای نفتی، تهران: دانشگاه امام صادق(ع).
* شیروی عبدالحسین(۱۳۹۳)." حقوق نفت و گاز "، تهران، انتشارات میزان.
* شیروی عبدالحسین(۱۳۹۵)."حقوق تجارت بین الملل"، انتشارات سمت، چاپ چهارم.
* صاحب هنر حامد ، طاهری فرد علی ، مریدی فاضل (۱۳۹۶)، " ارزیابی مالی – اقتصادی قرارداد های جدید نفتی ایران: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، فصل نامه تحقیقات مدل سازی اقتصادی،شماره ۲۸، ص ۳۵-۷۳.
* صادقی جوانمرد(۱۳۸۳). جنبه های حقوقی قراردادهای سرمایه گذاری بیع متقابل؛ مفهوم، ماهیت و تشریفات انعقاد، مجله پژوهشی حقوقی شهر دانش، شماره ۵.
* طاهری فرد علی ، دیباوند هادی(۱۳۹۶)." کلیات الگوی جدید قراردادی نفتی ایران"، موسسه مطالعات انرژی سبحان.
* عیوضلو رضا ، صیادی ممحمد ، خادمی مسعود(۱۳۹۸)." ارزیابی مقایسه ای عامل ریسک شرکت ملی نفت در قراردادهای ipc، بیع متقابل و مشارکت در تولید، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال هفتم، شماره، ۲۸، ص ۱۶۹-۱۳۱.
* خبرنگار اقتصادی خبرگزاری فارس(۱۳۹۵)، قراردادهای نفتی ایران از دارسی تا آی‌پی‌سی، گروه اقتصادی/ حوزه نفت و انرژی، ص۱.
* منتظر مهدی(۱۳۹۲)." تحلیل قراررادهای نسل سوم بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران"، پایان نامه مقطع دکتری، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران.
* منتظر مهدی، ابراهیمی سیدنصرالله (۱۳۹۱)، «دلایل استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال بیست و نهم، شماره ۴۷.
* ابراهیمی سید نصراله(۱۳۸۸)"سرمایه گذاری خارجی و شیوههای تأمین مالی در پروژههای نفت و گاز در ایران"، (مجموعه مقالات اولین همایش چالشها و فرصتهای شرکتهای ایرانی از قراردادهای نفت و گاز) . تهران، شرکت ملی نفت ایران.

* بهادری شیرکو(۱۳۹۵)،شرایط درست و نادرست استفاده از قراردادهای جدید نفتی، از منظر ارزیابی طرح های اقتصادی، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۱۰۳ ، صص۳۳-۲۶.
* Nicholson, Walter and Snyder, Christopher, (2012), Microeconomic Theory: Basic Principles and Extensions, 11th ed., South-Western College Publishers.
* Farimani F.M., Mu X. and Taherifard A. (2017) The Distortionary Effect of Petroleum Production Sharing Contract: A Theoretical Assessment. In: Dörner K., Ljubic I., Pflug G., Tragler G. (eds) Operations Research Proceedings 2015. Operations Research Proceedings (GOR (Gesellschaft für Operations Research e.V.)). Springer, Cham
* Duval, C: Le Leuch, H.,pertuzio, A.,Lang Weaver, J., Anderson, O., Doak Bishop, R and J. bowman(2009), International Petroleum Exploration And Exploitation Agereements: Legal, Economic & Policy Aspects, ۲۱edition, Barrows Company

Financial Economics
Vol. (13) Issue (49) Spring 2024

Comparative Analysis of the Financial Regime of New Petroleum Contracts, Known as IPC, and Buyback Trade in Terms of Costs

Alireza Hasanalizadeh
Alireza Hasanalizadeh P.h.D Student Of financial-financial Low.Department of Management and Economic Science and research Branch, Islamic Azad University.Tehran. Iran

Ali Zare
Ali Zare, Assistant Professor of private Group, Faculty of Law. Theology and Political Science. Science and research unit Azad University.Tehran. Iran.(Responsible Writer).

Mehdi Montazer
Mehdi Montazer, Assistant Professor. of Private Law. Faculty of Human Sciences. Damavand Branch Islamic Azad University, Tehran, Iran

Abstract
One of the key components of contracts is the associated charges. This paper studies types of costs in buyback and the new petroleum contracts for the first time. Buyback contracts are financially comprised of capital expenditure, non-capital expenditure, project's financing cost, operating cost and remuneration. The most important difference between the new petroleum contracts and the buyback contracts is the longer duration of the new petroleum contracts as well as the presence of the contractor during the period of operation. The financial structure of these contracts is comprised of government revenue and oil cost and the oil cost is comprised of direct capital expenditure, indirect cost, cost of money, operating cost and remuneration. Unlike the buyback contracts, direct capital expenditure in the new petroleum contracts has no specified ceiling from the outset and it is determined on an annual basis in consideration of the behavior of reservoir and market conditions (inputs). Cost of money has been provisioned in the new petroleum contracts for project financing and this item is defined in the buyback contracts as "bank charge". In contrast to the buyback contracts in which all direct and indirect expenses incurred by contractor were subject to interest, in the new petroleum contracts, only indirect expenses and delay in repayment of expenses on due date are subject to interest.
buyback contracts, Iran's new petroleum contracts, direct and indirect capital expenditure, cost of money, cost of remuneration.