فصلنامه علمی پژوهشی دانش سرمایه‌گذاری
دوره ۱۲ / شماره ۲ (پیاپی ۴۶) / تابستان ۱۴۰۲
صفحه ۸۱۵ تا ۸۳۰

تحلیل حقوقی رژیم مالی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران موسوم به IPC

علیرضا حسنعلیزاده
دانشجو دکتری رشته مالی، حقوق مالی گروه مالی، دانشکده مدیریت و اقتصاد، واحد علوم و تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.

علی زارع
استاد یار گروه حقوق خصوصی، دانشکده حقوق الهیات و علوم سیاسی، واحد علوم تحقیقات، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
(نویسنده مسئول).
alizare@srbiau.ac.ir

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

تاریخ دریافت: ۹۹/۰۶/۰۷ تاریخ پذیرش: ۹۹/۰۷/۰۸

چکیده

این پژوهش به بررسی تحلیل حقوقی رژیم مالی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران موسوم به IPC، می پردازد. با توجه به کوتاه بودن عمر قراردادهای بیع متقابل و در نتیجه غیر صیانتی بودن تولید آنها و همچنین غیر جذاب بودن برای پیمانکارهای خارجی، قراردادهای جدید نفتی موسوم به IPC با هدف جذب سرمایه‌گذاری خارجی، انتقال فنّاوری، تولید صیانتی از مخازن و افزایش ضریب بازیافت و نهایتاً حضور در بازارهای بین‌المللی با ایجاد شرکت‌های اکتشاف و تولید داخلی، بوجود آمد. در واقع قراردادهای جدید نفتی نوع تکامل یافته قراردادهای بیع متقابل است. مدل جدید قراردادهای جدید نفتی ایران از نوع خدماتی با ریسک است، و حلقه های مختلف صنعت نفت (اکتشاف، توسعه و تولید) را در بر می گیرد. در قراردادهای جدید نفتی هزینه ها به طور سالانه و بر اساس رفتار میدان و از طریق مذاکره تعیین می گردد، ساختار مالی این قراردادها از درآمد دولت و نفت هزینه تشکیل شده است. که نفت هزینه شامل هزینه های سرمایه ای مستقیم، هزینه های غیرمستقیم، هزینه پول، هزینه عملیاتی و دستمزد می باشد. بازپرداخت هزینه های سرمایه ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله و بازپرداخت سایر هزینه ها به همراه پاداش پیمانکار از محل ۵۰ درصد عواید میدان است. زمان شروع پرداخت بعد از رسیدن به تولید اولیه است. همچنین پرداخت پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه (فی در بشکه) می باشد. رژیم مالی در قراردادهای نفتی جدید عاملی برای برقراری تعادل و توازن بین منافع متضاد طرفین قرارداد است.

واژه‌های کلیدی: رژیم مالی، هزینه های سرمایه ای مستقیم، هزینه های غیرمستقیم، هزینه پول، هزینه عملیاتی و دستمزد.

۱- مقدمه

صنعت نفت ایران با وجود بیش از یکصد سال تجربه در زمینه تولید و تجارت نفت و سابقه چهل‌ساله در بخش تجارت گاز، همچنان قادر به انجام فعالیت‌ها به صورت درونزا و بهره‌برداری از توان داخلی در تمامی بخش‌های عملیاتی و اجرایی نیست (احمدی و صالحی، ۱۳۹۱: ۶۳). تاریخچه قراردادهای نفتی به سه دسته امتیازی، مشارکتی و خدماتی تقسیم می شوند(ایرانپوریان،۱۳۸۷:32). شرکت ملی نفت فرصت های سرمایه گذاری زیادی را در بخش بالادستی صنعت نفت در حوزه های مختلف و در برهه های زمانی متفاوت معرفی نموده است(نظری، ۱۳۹۴:11). طرح استفاده از قراردادهای خدماتی پیمانکاری در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز به قانون نفت مصوب ۱۳۵۳ باز می گردد(منتظر و همکاران، ۱۳۹۱:32). در سال های اخیر دیدگاه کشورهای در حال توسعه به دلیل نقش موثر سرمایه گذاری خارجی در فرآیند رشد و توسعه اقتصادی دگرگون شده است(رحمانی، بی تا: ۱۶۴). گر چه تقسیم بندی دقیق و روشنی بین روش های مختلف سرمایه گذاری خارجی وجود ندارد، کشورهای مختلف و نهادهای بین المللی به ویژه آنکتاد و صندوق بین المللی پول، در زمینه ارائه مدل و طرحی برای موازی نمودن راه های سرمایه گذاری تلاش های زیادی کرده اند(صارمی و همکاران، ۱۳۸۲: ۱۷۹). در تعریف تامین مالی آن بخش از دانش مالی است که روش های مختلف را جهت جذب نقدینگی به بهترین ساختار و کمترین هزینه سرمایه، ابداع یا مورد کنکاش قرار می دهد شامل می شود(امامی میبدی، ۱۳۸۶: ۲). 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). نظام مالی باید درآمدهای شرکت نفتی را کنترل نموده، و در عین حال به اندازه کافی جذاب باشد که بتوان آن را به سرمایه گذاری ترغیب نماید(تورودو[3]، ۲۰۰۷). 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 ایران[4] (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). می توان ادعا کرد که توزیع منافع قرارداد نفتی ایران ترکیبی از این ساز و کار در قراردادهای نفتی بیع متقابل و مشارکت در تولید است(عسکری و همکاران،1394، ۱۲۸). مفاد قراردادهای نفتی به طور عمده شامل بخش های حقوقی، فنی ومهندسی و شروط مالی و حسابداری است(حاتمی و همکاران، ۱۳۹۳:679). به طور کلی هدف از انجام پژوهش حاضر شناسایی و تشریح حقوقی رژیم مالی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران موسوم به IPC، می باشد.

[1] .Fiscal Regime
[2] .Duval
[3] .Tordo
[4] .Iran Petroleum Contract

۲-سوالات پژوهش

- وضعیت هزینه های مربوط به عملیات نفتی در قراردادهای IPC چگونه است؟
- اصول حاکم بر قراردادهای IPC چه شرایطی دارد؟

۳-چارچوب نظری تحقیق

در قراردادهای جدید نفتی، قوانین حقوقی بیشتر از آن که به قراردادهای مشارکت در تولید نزدیک باشد، با قراردادهای بیع متقابل قرابت دارد(خواجوی، ۱۳۸۹). در این قرارداد 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). طبق اصل ۳۴ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، منابع نفت وگاز انفال و ثروت های عمومی تلقی می شود ودر اختیار حکومت اسلامی است، تا مطابق مصالح عامه با آن رفتار کند(ابراهیمی و همکاران، ۱۳۹۳). بنابراین در همه قراردادهای نفتی اصول ثابتی از جمله اصل حاکمیت، اصل مالکیت مردم، حاکمیت دولت بر منافع و مخازن نفتی و لزوم تامین مصالح کشور و توسعه اقتصادی وجود داشته و غیر قابل خدشه است(درخشان، ۱۳۹۲). بدین سبب دولت جمهوری اسلامی ایران در مقام حافظ منافع ملی و تامین اهداف عدالت خواهانه نظام، وظیفه سنگین و در عین حال خطیری را در مورد اقتصاد بر عهده دارد(هاشمی، ۷۶:۱۳۹۱) منافع ملی شامل منافع نسل فعلی و نسل های آینده است، این واژه دارای مفهوم عام است که از قلمرو اقتصادی فراتر می رود و حوزه هایی چون سیاست و فرهنگ را نیز در بر می گیرد(درخشان، ۱۳۸۱: ۱۳).بنا بر الزامات این نوع قراردادها نه مالکیت مخزن به پیمانکار منتقل خواهد شد و نه مشارکتی در تولید حاصل خواهد شد، بلکه بازپرداخت ها از فروش عایدات میدان صورت خواهد پذیرفت(موسوی و همکاران، ۱۳۸۹: ۸۵). 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). استفاده از فن آوری جدید در کنار افزایش طول مدت قرارداد و ایجاد امکان مشارکت برای شرکت های طرف قرارداد در حین تولید باعث خواهد شد طول مدت استفاده از مخزن نیز بیشتر شده و نفت قابل استحصال برای مدت بیشتر و با مقدار بیشتری تولید شود. در قراردادهای IPC سود پیمانکار ناشی از عملکرد او درافزایش تولید خواهد بود، زیرا پاداش ها به واحد تولید وابسته شده اند(فرخیان و همکاران، ۱۳۹۷: ۲۴).

۴-نسل جدید قراردادهای نفتیIPC

اوایل آذر ماه ۱۳۹۴، با برگزاری کنفرانسی در تهران، رسماً این مدل قراردادی همراه با پنجاه طرح به ارزش حدود ۱۸۵میلیارد دلار به شرکت‌های خارجی معرّفی شد. اهداف اصلی وزارت نفت از تدوین مدل جدید قراردادهای

نفتی (IPC) عبارت است از: جذب سرمایه‌گذاری خارجی، انتقال فنّاوری، تولید صیانتی از مخازن و افزایش ضریب بازیافت و نهایتاً حضور در بازارهای بین‌المللی با ایجاد شرکت‌های اکتشاف و تولید داخلی (یزدانی‌پور، ۱۳۹۴: ۵).

۴-۱-قالب قراردادهای IPC:

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.

نوع نگاه به سرمایه‌گذار در این مدل در رابطه با حاکمیت و مالکیت همانند سابق متعلّق به کارفرما می‌باشد. با توجّه به ماده ۸ بند ۴ مدیریت قراردادها را به عهده کمیته مشترک که با شرح وظایفی می‌گذارند. مسئولیت اجرای عملیات در چارچوب برنامه مالی عملیاتی مصوّب بر عهده پیمانکار می‌باشد. ادّعا می‌شود در این چارچوب قراردادی، قابلیت‌های زیر لحاظ شده است:

۱) تولید صیانتی. از طریق همسوسازی منافع شرکت عامل و کشور میزبان.

۲) انتقال فنّاوری. به علّت مشارکت کشور میزبان در رأس فعالیت‌های مدیریتی و اجرایی.

۳) جذب سرمایه‌گذاری خارجی بیشتر. به سبب جذّاب بودن قرارداد.

۴) امکان توسعه میادین کوچک و دشوار. به علّت مشوّق‌های موجود در شیوه بازپرداخت. (نشست قراردادهای نفتی ایران، ۱۳۹۴:۱).

۴-۲- ویژگی ها و مفاد قرارداد جدید نفتی IPC:

۱) مدّت قرارداد ۲۰ تا ۲۵سال که در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل، ۵-۱۰سال هستند.

۲) در قراردادهای بیع متقابل، شرکت زیرمجموعه ی شرکت ملّی نفت ایران به عنوان مالک و کارفرما محسوب می شد، امّا در این قرارداد جدید، شرکت زیرمجموعه شرکت ملّی نفت ایران با یک شرکت داخلی و شرکت خارجی یک همکاری مشترک را شکل می دهند.

۳) در این قرارداد هزینه های سرمایه ای (Capex) از پیش تعیین شده نیست و آن شرکت مشترک (JOC) امکان تغییر در هزینه های سرمایه ای را در صورت لزوم دارد. بودجه و برنامه سالانه توسّط این شرکت مشترک تهیه و تائید می شود.

۴) ریسک سرمایه گذاری در هر میدان نفتی در این قراردادها لحاظ شده که سبب می شود مبالغ بالاتری به شرکت نفت بین المللی(International Oil Company) با توجّه به ریسک پرداخت شود.

۵) جبران هزینه های انجام شده و همچنین مبالغ به ازای هر بشکه نفت استخراجی به صورت نقد یا به نحوی دیگر به این شرکت مشترک پرداخت می شود.

۶) امکان انتقال به مراحل مختلف بهره برداری از مخازن نفت از جمله اکتشاف، توسعه، تولید و غیره را میسّر می سازد.

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

۷) در قرارداد نفتی جدید شفّافیت مالی بیشتری است، ضمن این که ۵۱٪ از بودجه پروژه باید در ایران هزینه شود امّا سهم شرکت ایرانی و خارجی بسته به میزان سرمایه گذاری و نوع هر کدام از پروژه ها متغیّر است.

۴-۳-تبیین رژیم مالی قراردادهای IPC :

هزینه های مربوط به عملیات نفتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی بر قرارداد نفتی ایران صورت می گیرد به دسته های ذیل تقسیم می شود(صاحب هنر، و همکاران، ۱۳۹۶).

۴-۳-۱-هزینه های سرمایه ای مستقیم[1]:

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.

۴-۳-۲- هزینه های سرمایه ای غیر مستقیم[2]:

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

۴-۳-۳- هزینه های پول[4]:

در بردارنده هزینه های تامین منابع مالی پروژه است. این هزینه بر اساس مجموع نرخ بهره لایبور به علاوه درصد مورد توافق محاسبه شده و تاریخ احتساب آنها روز نخست اولین ماه پس از ماهی است که هزینه های سرمایه ای و غیرسرمایه ای و غیر سرمایه تعهد و پرداخت شده اند(حسینی، ۱۳۹۳: ۶۶).

۴-۳-۴-هزینه های عملیاتی[5]:

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.

[1] . Direct Capital Cost.
[2] . Joint Development Commitee
[3] . Indirect Capital Cost(IDC)
[4] . Cost of Money(COM)
[5] . Opex

۴-۳-۵- دستمزد:

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 [1] 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.

۴-۴- بازپرداخت 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 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).

۵-نظام مالی قراردادهای جدید نفتی ایران:

به طور مشخص ساختار کلی مدل قراردادهای جدید نفتی از نوع خدماتی با ریسک است. 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. 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. برای طرح های نفتی به صورت دلار در هر بشکه و برای طرح های گازی به صورت دلار در هزار فوت مکعب گاز، مبلغی تحت عنوان«فی» به پیمانکار پرداخت می شود(محمدی و همکاران، 31:۱۳۹۵). ساختار مالی این قراردادها شامل درآمد دولت و نفت هزینه می شود که

[1] .R: جهت کنترل سودآوری انباشتی پیمانکار بوجود می آید.

نفت هزینه شامل این موارد می باشند:هزینه سرمایه ای مستقیم ۱(DCC)؛هزینه غیر مستقیم۲ (IDC)؛هزینه پول۳ (COM)؛ هزینه عملیاتی و دستمزد (OPEX).(عیوضلو، ۱۳۹۸: ۱۴۳).

۶-مهمترین ویژگی های قراردادهای ipc از منظر ابعاد مالی:

- ✓ 25سال از زمان شروع عملیات توسعه و تمدید متناسب برای IOR/EOR.
- ✓ هزینه های اکتشافی و توسعه بین ۵ تا ۷ سال مستهلک می شود(اما در صورتی که هزینه ها جبران نشود امکان تمدید تا ۹ سال وجود دارد).
- ✓ هزینه های تولید نیز به صورت جاری بازیافت می شود.
- ✓ پاداش به صورت نقدی یا کالا است که: (اگر IOC دریافت پاداش را به صورت کالا انتخاب کند در حالی که الزامات مصرف در داخل کشور بوجود آید؛ پرداخت بصورت نقدی تامین می شود. در صورتی که محصولات میدان های گاز طبیعی در بازار داخل مصرف شوند، یا امکان صادارات آن وجود نداشته باشد از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان ها نسبت به بازپرداخت هزینه ها و نیز پرداخت دستمزد اقدام می شود).
- ✓ هزینه و جبران پاداش تا سقف ۵۰ درصد از تولید سالانه برای میادین نفتی و ۷۵ درصد میادین گازی محدود است.
- ✓ کل میزان قابل بازیافت هزینه سرمایه ای از ابتدا معین نیست بلکه مبتنی بر بودجه سالانه تعیین می شود.
- ✓ دستمزد مرتبط با حجم تولید بوده (در هر بشکه یا حجم گاز تولیدی) و بر حسب قیمت بازار سقف آن تعیین می شود.
- ✓ دستمزد پایه بر اساس عامل R (نسبت درآمدها به هزینه) و نرخ تولید تعدیل پذیر است. نرخ آن بر اساس عوامل قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل R شناور است.
- ✓ پرداخت های انگیزاننده در پروژه های خاص (ریسک بالا، میادین در حال تولید و میادین کوچک) وجود دارد.
- ✓ پرداخت های انگیزاننده برای پروژه های IOR و EOR وجود دارد(طاهری فرد و همکاران، ۱۳۹۵، ص۵۸).

۷-قابلیت های اصلی قراردادهای IPC:

- تولید صیانتی: از طریق تقویت هم سو سازی منافع شرکت عامل و کشور میزبان،
- انتقال فناوری: به علت مشارکت کشور میزبان در رأس فعالیت های مدیریتی و اجرایی و افزایش در مدت قرارداد (نسبت به قراردادهای بیع متقابل)،

[1].Direct Capital Cost
[2] . Indirect Capital Cost (IDC)
[3] . Cost of Money (COM)

- جذب سرمایه گذاری خارجی بیشتر (به سبب جذاب بودن قرارداد)،
- امکان توسعه میادین کوچک و دشوار (به علت مشوق های موجود در شیوه پرداخت)، امید به بین المللی شدن شرکت های تاسیس شده دیده شده است(عمادی،۱۳۹۲، ص ۲۴).

۸-مالیات در قراردادهای جدید نفتی:

در قراردادهای آی.پی.سی مکانیزم در نظر گرفته شده برای مالیات همانند قراردادهای بیع متقابل، معافیت مالیاتی است. میزان مالیات در قراردادهای بالادستی نفت و گاز به شدت درآمدهای پیمانکار را تحت تأثیر قرار می دهد و درآمد بالایی را نصیب کشور می کند، اما متأسفانه ایران تمایلی به کسب درآمد از محل مالیات در قراردادهای بالادستی نفت و گاز نداشته است و مطابق تبصره ۱ ماده ۱ شرایط عمومی قراردادهای بالادستی؛ تمام هزینه های دریافتی تحت عنوان هزینه های غیر مستقیم از طرف دوم، مجدد به طرف دوم قرارداد مسترد می گردد(احمدی، ۳۱:۱۳۹۱).

۹-هزینه و درآمد در قراردادهای IPC:

در قراردادهای IPC بر خلاق بای بک سقفی برای هزینه هایی که توسط پیمانکار انجام می شود در نظر گرفته نشده است.ولی معمولاً هزینه ها و شرح کار عملیات اکتشافی یا توصیفی، توسعه و بهره برداری حسب مورد بر اساس برنامه مالی عملیاتی سالیانه مصوب جهت تحقق اهداف نهایی طرح متناسب با شرایط و رفتار مخزن با توافق طرفین قرارداد تعیین می شود. هزینه هایی که توسط پیمانکار انجام می شود برای حسابرسی به کارگروه مشترک مدیریت قرارداد GMC فرستاده می شود. معمولاً لیدر اصلی هزینه ها را انجام می دهد و آخر هر ماه سهم شریک داخلی و شریک خارجی به صورت اعلامیه به آن ها اعلام می دارد و هر کدام از شرکاء سهم خود را به لیدر اصلی پرداخت می کنند. پیمانکاران در صورت استفاده از روش‌های افزایش ضریب بازیافت و در پی آن افزایش تولید نفت و گاز درآمد بیشتری خواهند داشت. پاداش و پرداختی پیمانکار در میدان‌های کوچک بیشتر خواهد بود. در مورد مسائل فنّی_مخزنی در جهت حفظ سلامت مخازن انعطاف‌پذیری کافی برای توسعه پلکانی پیش‌بینی شده است. در مورد مدل اقتصادی قرارداد ترتیباتی در نظام مالی در نظر گرفته شده تا شرکت‌های نفتی بین‌المللی بتوانند سود معقول و رایج قراردادهای بالادستی را که تحت هر نوع قرارداد دیگری دست‌یافتنی هستند به دست آورند. دستمزد پروژه (Fee)، به یکی از ارزهای مورد قبول بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران به تشخیص وزارت نفت برای هر بشکه نفت اضافی در میدان ها یا مخزن های نفتی و برای هر هزار فوت مکعب استاندارد گاز یا هر بشکه میعانات گازی اضافی در میدان ها یا مخزن های گازی می باشد. این دستمزد با هدف ایجاد انگیزه برای به کارگیری روش های بهینه در اکتشاف، توسعه، تولید و بهره برداری حسب شرایط هر طرح، به صورت تابعی از عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان یا مخزن و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی، شناور بوده و متناسب با قیمت های بین المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت های منطقه یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین می شود و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد پرداخت خواهد شد،

این دستمزد، یکی از مبانی اصلی تعیین شرکت برنده با رعایت قوانین و مقررات مربوط می باشد. در صورتی که پیمانکار پس از انجام عملیات اکتشاف موفّق به کشف زمینه جدیدی نباشد پرداختی به وی صورت نمی‌گیرد و اگر اکتشاف وی منجر به نتیجه شود، بازپرداخت بر اساس مکانیزم هزینه‌های مستقیم (هزینه‌های مربوط به عملیات نفت) صورت می‌گیرد. هر گونه تأخیر در بازپرداخت‌های نفتی در صورتی که مسبّب آن پیمانکار نباشد، دیرکرد آن محاسبه و پرداخت می‌شود. تمامی هزینه های انجام شده منهای هزینه های پرسنل خارجی و هزینه ۷ درصد سهم بیمه تامین اجتماعی در هزینه ها ثبت می شوند. همچنین عوارض و سایر پرداخت‌های قانونی بر عهده و از تکالیف طرف دوم قرارداد و به تبع آن، تسویه حساب با دستگاه‌های ذیصلاح نیز از تکالیف وی می‌باشد. این پرداخت‌ها بر پایه اعلام مراجع قانونی دریافت‌کننده عیناً به عنوان هزینه‌های غیرمستقیم پذیرفته شده و به ترتیب مقرر در این مصوبه، در وجه طرف دوم قرارداد بازپرداخت خواهد شد و همچنین در بندهای متعدد، بازپرداخت کلیه هزینه های غیرمستقیم (شامل مالیات)، عوارض، ارزش افزوده و جرائم به جزء جرائمی که به علت قصور پیمانکار رخ داده است بر عهده شرکت ملی نفت قرار گرفته است. یعنی در واقع مالیاتی که اخذ می شود در واقع بهای تمام شده شرکت ملی نفت ایران است. تا زمانی که پیمانکار به تولید نفت اولیه (آزمایشی) نرسد فقط هزینه توسط پیمانکاران انجام می شود. ولی وقتی که نفت اولیه استخراج گردید؛ پرداخت ها از سوی کارفرما شروع می شود که معمولاً پرداخت ها از سوی کارفرما به پیمانکار به دوصورت نقدی یا تحویل محصول انجام می شود. حالت نقدی آن به این صورت است که: نفت استخراج شده توسط شرکت ملی نفت ایران در بازارهای جهانی فروخته می شود و پول آن به پیمانکار پرداخت می گردد. در حالت تحویل محصول، نفت تولیدی به قیمت روز جهانی در هر بشکه محاسبه شده و به پیمانکار داده می شود. معمولاً با توجه به این که شرکت بین المللی بزرگ حوزه نفت و گاز که در این قراردادها به عنوان پیمانکار شناخته می شوند در پی تاثیر گذاری در فروش و قیمت گذاری نفت در بازارهای جهانی و همچنین تامین نفت مورد نیاز کشور خود هستند، بیشتر مایلند که به جای وجه نقد محصول دریافت نمایند. همچنین شرکت ملی نفت ایران به عنوان کارفرمای قراردادهای IPC با توجه به رقبای سرسخت در فروش نفت در بازرهای جهانی، تحریم ها و... راغب هستند که به جای فروش نفت در بازارهای جهانی و پرداخت پول آن به پیمانکار از روش تحویل محصول استفاده کرده و مستقیم نفت را بر اساس قیمت روز به پیمانکار واگذار نماید.

۱۰-حقوق و تعهدات غیر مالی پیمانکار:

به موجب تعهدات مالی، پیمانکار متعهد به انجام هزینه های نفتی و در صورت رسیدن به اهداف قراردادی، محق به بازیافت هزینه های نفتی به نحو مقرر و دستمزد خود بر اساس مبلغی به ازای هر بشکه نفت و میعانات نفتی و یا به ازای هر هزار فوت استاندارد گاز طبیعی می باشد. اما، حقوق و تعهدات طرفین در قراردادهای جدید نفتی ایران صرفاً محصور به حقوق و تعهدات مالی نیست. طرفین تعهدات دیگری نیز دارند که هر چند، این تعهدات دارای آثار مالی نیز می باشد ولی جنس و ماهیت این حقوق و تعهدات با حقوق و تعهدات مالی متفاوت است. پیمانکار در این فصل از تعهدات مکلف است ریسکهای قراردادی را بپذیرد؛ عملیات نفتی را به نحو قراردادی انجام

دهد؛ پروژه را در طول مدت قرارداد بیمه نموده و در راستای اجرای عملیات نفتی از ظرفیتهای داخل استفاده نماید و این استفاده نمی تواند کمتر از حد معینی باشد. همچنین، در راستای اجرای عملیات نفتی و در طول بهره برداری از فنآوری های روز دنیا استفاده نموده و آنرا به کشور منتقل نماید. یکی دیگر از تعهدات غیر مالی پیمانکار در طول اجرای عملیات نفتی رعایت قواعد و مقررات زیست محیطی می باشد تا کشور از آلاینده های نفت و گاز ناشی از عملیات نفتی موضوع قرارداد دچار آسیب نشود(جانانلو، ۱۳۹۶:۲۵۷).

۱۱-حقوق و تعهدات غیر مالی شرکت ملی نفت ایران:

در قراردادهای جدید نفتی ایران، علاوه بر اینکه شرکت ملی نفت ایران تعهدات مالی دارد و متعهد است نسبت به بازپرداخت هزینه های نفتی و دستمزد پیمانکار، مطابق شروط قراردادی اقدام نماید، تعهداتی نیز در راستای اجرای عملیات نفتی بر عهده خواهد داشت، که شامل موارد ذیل است:

- مساعدت در اخذ مجوزهای لازم برای اجرای عملیات نفتی؛
- بررسی و تصویب برنامه های مالی عملیاتی سالانه؛
- تامین امنیت اجرای عملیات نفتی(مصوبه هیات وزیران، ۱۳۹۵).

۱۲-نتایج و پیشنهادات:

۱۲-۱-نتایج کلی:

کشورهای تولیدکننده نفت نیازها، علایق و اهداف متفاوت از شرکت های بین المللی که در قلمرو آن ها به کار اکتشاف و توسعه میادین نفتی مشغول هستند، دارند .دولت ها می خواهند با جذب سرمایه های خارجی برای نیروی کار خود اشتغال ایجاد کنند، به نقدینگی لازم جهت اجرای اهداف توسعه ای خود دست یابند، تکنولوژی روز را از طریق شرکت های خارجی تحصیل نمایند، نیروی انسانی متخصص برای راهبری عملیات نفتی تربیت نمایند و خلاصه این کشورها که عمدتاً از کشورهای در حال توسعه نیز می باشند به دنبال توسعه پایدار از رهگذر انعقاد قراردادهای بهره برداری از منابع نفتی خود می باشند .در طرف مقابل شرکت های بین المللی نفتی قرار دارند که به دنبال به دست آوردن حداکثر سود از محل سرمایه گذاری خویش می باشند .ایجاد یک موازنه و تعادل بین این خواسته ها و اهداف مخالف کاری است که بایستی انجام گیرد تا هرکدام از طرفین رابطه سرمایه گذاری احساس کند، به مطلوب خود دست یافته است. برقراری چنین تعادلی البته آسان نیست ولی رژیم مالی قراردادهای نفتی همان عاملی است که به دنبال برقراری این تعادل و توازن بین منافع متضاد طرفین است.مهمترین وجوه تمایز این قراردادها نسبت به قراردادهای قبلی، 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 موارد(هزینه سرمایه ای مستقیم، هزینه غیر مستقیم، هزینه پول و هزینه عملیاتی و دستمزد) را شامل می شود.در قراردادهای جدید نفتی، هیچ سقفی در هنگام عقد قرارداد وجود ندارد، و بازپرداخت هزینه های سرمایه ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله و بازپرداخت سایر هزینه ها به همراه پاداش پیمانکار از محل ۵۰ درصد عواید میدان انجام می شود. و زمان شروع پرداخت بعد از رسیدن به تولید اولیه است. تعلق هزینه های بانکی تنها به هزینه های سرمایه ای غیر مستقیم و تاخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار صورت می گیرد. و بازپرداخت مالیات پرداخت شده تحت عنوان هزینه های مستقیم به پیمانکار انجام می شود. همچنین پرداخت پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه(فی در هر بشکه) می باشد. دوره زمانی در قراردادهای جدید نفتی ۲۵ سال از زمان شروع عملیات توسعه تمدید این قراردادها متناسب با IOR/EOR انجام می شود. هزینه های اکتشافی و توسعه بین ۵ تا ۷ سال مستهلک می شود، اما در صورتی که هزینه ها جبران نشود امکان تمدید تا ۹ سال وجود دارد. هزینه های تولید نیز بصورت جاری بازیافت می شود و پاداش بصورت نقدی یا کالا صورت می گیرد. در ضمن هزینه و جبران پاداش تا سقف ۵۰ درصد از تولید سالانه برای میادین نفتی و ۷۵ درصد در میادین گازی محدود است. و کل میزان قابل بازیافت هزینه های سرمایه ای از ابتدا معین نیست، بلکه مبتنی بر بودجه سالیانه تعیین می شود. دستمزد پیمانکار مرتبط با حجم تولید بوده (در هر بشکه یا حجم گاز تولیدی) و بر حسب قیمت بازار سقف آن تعیین می شود. همچنین دستمزد پایه بر اساس عامل R (نسبت درآمدها به هزینه) و نرخ تولید تعدیل پذیر است. نرخ آن بر اساس عوامل قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان و عامل R شناور است.

پیشنهادات

۱) در خصوص عدم ارتباط مستقیم میان دستمزد پیمانکار و قیمت نفت، میتوان با افزایش نرخ پاداش پایه این کاهش جذابیت را جبران نمود، اما این مسئله چندان مطلوب به نظر نمیرسد. چرا که در رژیم مالی مشارکت در تولید شرکت خارجی تنها در صورت افزایش شدید قیمت، از سودآوری بسیار بالاتر برخوردار می گردد. حال اگر شرکت ملی نفت به نمایندگی از دولت بخواهد جذابیت قرارداد در صورت افزایش قیمت نفت حفظ گردد، باید از ابتدا نرخ پایه دستمزد بالا قرار گیرد که در این صورت ریسک عدم افزایش قیمت بر عهده دولت بوده و پیمانکار در طول دوره قرارداد حتی اگر قیمت افزایش نیابد از نرخ سود بالاتر از حد متعارف برخوردار خواهد شد.

۲) مهم ترین نقاط ضعف این قرارداد از منظر رژیم مالی، عدم وجود شاخص صرفه جویی است. از یکسو وجود مکانیسم عمل R باعث بروز مسئله هزینه اضافی و تمایل پیمانکار به انجام هزینه های اضافی می شود. پیمانکار به دلیل برخورداری از پاداش بیشتر در صورت افزایش هزینه، تمایل دارد هزینه های خود را افزایش دهد. از سوی دیگر به دلیل نبود سقف هزینه نیز پیمانکار تمایل به انجام پیش برآورد هزینه دارد.

این مسائل در تمام قراردادهای خدماتی وجود دارد و مهمترین راهکار برای آن استفاده از شاخص صرفه جویی است.

۳) در قراردادهای IPC در قسمت هزینه های بانک تنها به تاخیرات صورت گرفته در بازپرداخت مطالبات پیمانکار اشاره شده است. و در قسمت هزینه های سرمایه ای انجام شده در دوران توسعه هیچ هزینه بانکی ذکر نشده است. با توجه به این که پیمانکار برای تامین مالی بخش عمده ای از سرمایه مورد نیاز خود علاوه بر منابع داخلی به بازارهای مالی نیازمند است، لذا هزینه های تامین مالی جزء هزینه های انجام شده وی خواهد بود. در صورتی که به صورت شفاف در قرارداد ذکر نشود در آینده در قالب افزایش نرخ دستمزد پیشنهادیش خواهد آمد و باعث اختلاف شده و شفافیت در سود آوری را زیر سوال می برد.

۴) با توجه به این که هزینه های استهلاک حائز مواد ۱۴۷ و ۱۴۸ قانون مالیات های مستقیم، به عنوان هزینه های پروژه یا داریی سرمایه ای ثبت می شوند. و به نست درآمد هر سال و یا به نسبت سنوات دوره بهره برداری، به عنوان هزینه های قابل قبول مالیاتی پذیرفته می شوند. پیشنهاد می شود مخارجی که طبق قانون مالیات های مستقیم سرمایه ای بوده و قابل مستهلک شدن است مشخص شود.

۵) پیمانکار برای هزینه های داخلی با ریال نیاز دارد، برای تامین وجه ریال معمولاً ارز(دلار) وارد کشور می کند، و به قیمت روز هزینه می شود، اما وقتی پیمانکار می خواهد ریال را به دلار برگرداند باید با نرخ رسمی بانک مرکزی انجام شود، که این موضوع مشکلاتی را برای ثبت حسابداری بوجود می آورد، پیشنهاد می شود در قرارداد های نفتی جدید به این موضوع توجه شود.

فهرست منابع

* درخشان، مسعود (۱۳۹۳)، قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی، دو فصلنامه علمی-پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی، سال ششم، شماره دوّم، پیاپی۱۲، بهار و تابستان ۱۳۹۳، ص۲۹.
* شیروی عبدالحسین و ابراهیمی، سیدنصرالله(۱۳۸۸). اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل، ترجمه مجتبی اصغریان، مجله حقوق بین المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین المللی ریاست جمهوری، سال بیست و ششم، شماره ۴۱.
* صابر، محمدرضا(۱۳۸۶). قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز و آثار حقوقی آن، رساله دکتری حقوق تجارت بین الملل، دانشگاه آزاد اسلامی، مرکز آموزش های بین المللی.
* ابراهیمی، سیدنصرالله(۱۳۸۴). اصلاح و جای گزین قرارداد بیع متقابل، راهکار یا ضرورت، شبکه اطلاع رسانی نفت و انرژی، شاتا.
* صادقی، جوانمرد(۱۳۸۳). جنبه های حقوقی قراردادهای سرمایه گذاری بیع متقابل؛ مفهوم، ماهیت و تشریفات انعقاد، مجله پژوهشی حقوقی شهر دانش، شماره ۵.

* منتظر، مهدی و ابراهیمی، سیدنصرالله(۱۳۹۲)، دلایل استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، مجله حقوق بین المللی، شماره ۴۷.
* درخشان، مسعود(۱۳۸۱). منافع ملی و سیاست های بهره برداری از منابع نفت و گاز، مجله مجلس و پژوهش، شماره ۳۴.
* رحمانی، فریده(بی تا). سرمایه گذاری مستقیم خارجی، مجله اطلاعات سیاسی- اقتصادی، شماره ۱۵۲-۱۵۱.
* امامی میبدی، علی و رادان، مهسا(۱۳۸۲). جزوه آموزشی روش های تامین مالی پروژه ها، موسسه مطالعات بین المللی انرژی.
* صارمی، محمود و جمالی، احمد(۱۳۸۲). کاربرد مدل تصمیم گیری چند شاخصه فازی برای انتخاب شیوه مناسب سرمایه گذاری خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت جمهوری اسلامی ایران، فصل نلمه شماره ۲۹.
* درخشان، مسعود(۱۳۹۲). ویژگیهای مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، پژوهش نامه نامه اقتصاد انرژی ایران، دوره ۳، شماره ۹، صفحه ۵۳-۱۱۳.
* جواندل جانانلو، فرخ(۱۳۹۶). ساختار حقوقی قراردادهای جدید نفتی ایران، رساله جهت اخذ درجه دکتری در رشته حقوق نفت و گاز، دانشگاه تهران.
* هاشمی، سید محمد (۱۳۹۱)، حقوق اساسی جمهوری اسلامی ایران، حاکمیت و نهادهای سیاسی، جلد دوم، انتشارات میزان، چاپ بیست و سوم، تابستان.
* دهقانی، تورج (۱۳۹۳)، سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز، تهران: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
* احمدی، علی‌اکبر؛ صالحی، علی (۱۳۹۱)، ارائه راهکارهای بهبود (تحقیق موردی: شرکت هپکو) ، اولین کنفرانس بین‌المللی اقتصاد، مدیریت، حسابداری و علوم اجتماعی، مدیریت دانش، تهران: دانشگاه پیام نور، رشت، ۱۳۹۳، ص ۳۱.
* محمدی، تیمور و مومنی، فرشاد و کاظمی نجف آبادی، عباس و بهادری، شیرکو(۱۳۹۵). تاثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران، فصل نامه مطالعات اقتصاد و انرژی، سال دوزادهم، شماره ۵۰، ص۲۸-۳۱.
* نظری، علی(۱۳۸۴). نگاهی به فرصت های سرمایه گذاری در پسا تحریم، ماهنامه تخصصی نفت و انرژی، سال چهارم، ش۲۳.
* ایرانپور، فرهاد (۱۳۸۷)، انواع قراردادهای نفتی «تحوّل قراردادها از قراردادهای معاوضی به سوی قراردادهای مشارکتی، فصلنامه حقوق مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دوره ۳۸، شماره۲، ص۳۲، تابستان.
* یزدانی‌پور، رضا (۱۳۹۴)، پیشینه حقوق و قراردادهای نفتی ایران به بهانه رونمایی از مدل IPC، ص۵. آذر.
* مصوبه هیات وزیران راجع به شرایط عمومی ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی(۱۳۹۵)، ماده۱، بندم.
* عیوضلو، رضا و صیادی، ممحمد و 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.

* حسینی، سیدمهدی (۱۳۹۳)، فضای بین‌المللی صنعت نفت قراردادها و راهبردها، همایش ارزیابی و معرفی الگوی جدید قراردادهای نفتی، تهران: دانشگاه امام صادق(ع).
* ابراهیمی، سیدنصرالله و منتظر، مهدی و مسعودی فرزاد(۱۳۹۳). اصول حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شماره ۱۲.
* عسکری، محمدمهدی، و شیریجیان، محمد و طاهری فرد، علی(۱۳۹۴)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای نفتی ایران، پژوهشنامه اقتصادی، دوره۱۵ ، شماره ۳، ص ۵۸.
* حاتمی، علی؛ کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳)، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه-گذاری، تهران، نیسا.
* شیروی، عبدالحسین(۱۳۹۳). حقوق نفت و گاز ، تهران، انتشارات میزان.
* 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.
* Sulaimanov, Ruslan(2011), Balancing State and Investor Interests International Petroleum: Comparison of Legislations in Kazakhstan and Other Center Asian Countres, Central European University, www.etd.ceu.hu/2011.(accessed , March,20,2012).
* 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.
* Tordo,S.(2007),Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues, The World Bank:www.worldenergyoutlook.org.

Financial Economics
Vol. (12) Issue (46) Summer 2023

Legal analysis of the fiscal regime of IPC upstream contracts in the oil and gas industry in Iran

Alireza Hasanalizadeh
Ph.D Student in Financial Law, Faculty of Economics and Management, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Ali Zare
Assistant Professor, Department of Private Law, College of Law, Technology and Political Science, Science and Research Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
(Corresponding Author)
alizare@srbiau.ac.ir

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

Abstract
This research focuses on the legal analysis of the fiscal regime of IPC upstream contracts in the oil and gas industry in Iran. Due to the short lifespan of buyback contracts and the consequent non-perseverance of their production, as well as being unattractive to foreign contractors, new oil contracts called IPCs aim to attract foreign investment, transfer technology, produce protection from reservoirs and increase the recycle coefficient as well as increase presence in international markets by way of creation of domestic exploration and production companies. The new oil contracts are in essence the improved version of buyback contracts. The new model for the new oil contracts is the risk associated services type, and it captures different facets of the oil industry (exploration, development and production). In the new oil contracts, costs are determined annually based on field behavior and through negotiations, the fiscal structure of these contracts is comprised of government revenue and oil costs. Oil costs consist of direct investment costs, indirect costs, cost of money, operational costs and salaries. The payback of direct investment costs happens in 5 to 7 year installments and other costs as and the contractor remuneration are reimbursed from the place of 50% of the field revenue. Payback will commence after production begins. The contractor remuneration is based on daily production (fee per barrel). the fiscal regime in the new oil contracts is a factor that seeks to strike a balance between the conflicting interests of the parties to the contract.
Keywords: fiscal regime, direct investment costs, indirect costs, cost of money, operational costs and salaries.