

ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک TOPSIS

علی امامی میبدی^۱

دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی، emami@atu.ac.ir

احمد هادی

دانشجوی دکتری مدیریت قرارداد های بین المللی نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی،

Ahmad.hadi1390@gmail.com

تاریخ دریافت: ۹۶/۰۳/۱۱ تاریخ پذیرش: ۹۶/۰۷/۱۴

چکیده

یکی از مهم ترین بخش های قراردادهای نفتی، رژیم مالی است. شروط مربوط به رژیم مالی، اختصاصی بوده و بر اساس مذاکرات طرفین تنظیم می شود و نقش به سزایی در موفقیت قراردادها و رضایت طرفین از آن دارد. در مقاله حاضر 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 تأمین مالی مصاحبه شده است. به منظور مقایسه معیارهای ارزیابی جهت اولویت بندی و همچنین انتخاب بهترین روش تأمین مالی در قرارداد بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران، از نظر خبرگان و روش تصمیم گیری TOPSIS استفاده شده است. با توجه به نتایج حاصل از روش تصمیم گیری TOPSIS، معیارهای تأمین 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.

طبقه بندی JEL: E32, K12, E66

کلید واژه ها: قرارداد بیع متقابل، قرارداد جدید نفتی ایران، نظام مالی، روش TOPSIS

۱- مقدمه

قابلیت‌های متعدد نفت در زمینه استفاده‌های صنعتی و نظامی، کشورهای توسعه‌یافته را به فکر دستیابی به منابع عظیم نفتی در سراسر جهان واداشت. شرکت‌های تجاری نیز که به دنبال کسب سود، دنیا را می‌پیمایند نگاه خود را متوجه نفت، به‌عنوان منبع سرشار درآمد، ساختند. برای ایجاد تفاهم بین منافع این بازیگران ابتدا بایستی چارچوب‌های معینی به وجود می‌آمد. قراردادهای نفتی همان چارچوب‌ها هستند که از زمان کشف نفت، به‌عنوان ابزار رسیدن به منافع مشترک طرفین و تنظیم روابط آن‌ها به‌کار گرفته شده‌اند (عامری، شیرمردی دزکی، ۱۳۹۳).

کشورهای تولیدکننده نفت نیازها، علایق و اهداف متفاوتی نسبت به شرکت‌های بین‌المللی که در قلمرو آن‌ها به‌کار اکتشاف و توسعه میادین نفتی مشغول هستند، دارند. تولیدکنندگان نفت که عمدتاً از کشورهای در حال توسعه نیز می‌باشند، به‌دنبال توسعه پایدار از رهگذر انعقاد قراردادهای بهره‌برداری از منابع خود و شرکت‌های بین‌المللی به دنبال به دست آوردن حداکثر سود از محل سرمایه‌گذاری در این کشورها می‌باشند (عامری و شیرمردی دزکی، ۱۳۹۱). طراحی و تدوین رژیم‌های مالی و قراردادی به‌عنوان بخشی از سیستم نفتی هر کشور، یکی از ابزارهای مهم در ایجاد تعامل و همکاری دولت دارنده ذخایر نفتی با شرکت‌های بین‌المللی نفتی به‌عنوان سرمایه‌گذار (پیمانکار) است (بویکت و همکاران^۱، ۲۰۱۲). در هر قرارداد سرمایه‌گذاری نفتی، مواد و بندهای مالی و اقتصادی (از آنجا که مکانیسم تخصیص عواید و تسهیم ریسک میان طرفین را معین می‌کنند)، نقش محوری دارند و به‌نوعی می‌توان آن‌ها را ستون فقرات هر قراردادی قلمداد کرد. در واقع یکی از عمده‌ترین وجوه افتراق انواع قراردادهای، بندها و مواد مالی و اقتصادی است (زحمت‌کش، ۱۳۹۳).

قانون‌گذار با لحاظ پیشینه تاریخی قراردادهای نفتی و آثار آن بر سرنوشت سیاسی و ثروت‌های عمومی کشور، در راستای اعمال مالکیت بر منابع طبیعی، به‌کارگیری نوعی از قراردادهای نفتی که آسیب کمتری بر اقتصاد و سیاست کشور دارند را مورد توجه قرار داده تا منافع بیشتری عاید کشور شود. از این‌رو به‌تدریج نگرش خود پیرامون

1. Boykett and et al

بهره‌برداری از منابع طبیعی زیرزمینی را از شیوه اعطای امتیاز به بیگانگان و یا حتی سهم نمودن آن‌ها در استخراج و بهره‌برداری از منابع نفت، به سمت قراردادهایی متحول نموده که با حفظ مالکیت کامل دولت بر منابع نفتی کشور، به‌صورت پیمانکاری و خدماتی و متمایز از چارچوب‌های حقوقی مرسوم و متداول در حقوق داخلی و بین‌المللی می‌باشند (رحیمی و شافع، ۱۳۹۴).

رشد و تبیین تحلیل اقتصادی حقوق در چند دهه گذشته و به‌کارگیری ابزارهای تحلیلی موجود در اقتصاد در تبیین و تحلیل قرارداد، امکان سنجش این امر که کدامیک از انواع قراردادها متضمن کارایی بیشتری می‌باشد را فراهم نموده است (پاسنر و ریچارد^۱، ۲۰۰۳). هر قراردادی که واجد کارایی بیشتری برای طرفین باشد، مطلوب‌تر بوده و بر قراردادهای دیگر ارجحیت دارد. به‌طور کلی از دیدگاه تحلیل اقتصادی حقوق، حقوق بایست به سمتی حرکت نماید که موجبات افزایش کارایی قراردادهایی که تحت حاکمیت آن منعقد می‌شود را فراهم نماید (شوارتز^۲، ۲۰۰۳).

تامین حجم بسیار بالای سرمایه‌گذاری در بخش‌های بالادستی صنعت نفت به‌ویژه اکتشاف و توسعه میدان‌ها، کشورهای در حال توسعه از جمله ایران را در اجرای پروژه‌های نفتی با مشکل مواجه می‌کند. یکی از روش‌های جبران کمبود سرمایه و منابع مالی مورد نیاز، انعقاد قرارداد با شرکت‌های معتبر بین‌المللی می‌باشد و از آنجاکه فعالیت در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز بسیار سودآور است، این شرکت‌ها انگیزه بالایی برای سرمایه‌گذاری دارند. همواره پروژه‌های صنعت نفت، از پروژه‌های با ریسک بالا بوده و ویژگی‌های مالی قراردادهای نفتی نقش مهمی در موفقیت اجرای آن‌ها دارد، لذا ساختار نظام مالی در قراردادهای نفتی باید به‌دقت مورد توجه قرار گیرد. در مقاله حاضر ضمن بیان چارچوب نظام مالی قرارداد بیع متقابل و قرارداد IPC^۳ و معرفی مطالعات انجام شده مرتبط با این پژوهش، نظام مالی دو قرارداد از حیث ویژگی‌های مختلف با استفاده از روش TOPSIS^۴ مقایسه و به واکاوی این مسئله پرداخته شده است.

1. Posner and Richard

2. Schwartz

3. Iran Petroleum Contract

4. Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution

۲- مبانی نظری

طراحی و تدوین یک رژیم مالی در همه کشورها با اهداف خاص و بر پایه قوانین و مقررات حاکم بر آن کشور صورت می‌گیرد. در حقیقت می‌توان تمامی قوانین و مقررات کشور در ارتباط با منابع هیدروکربوری را در قانون منابع هیدروکربوری (نفت) گردآوری کرد و همچنین موارد خاصی که لازم است در این رابطه به آن پرداخته شود را به این مجموعه افزود. در این صورت چارچوب قانونی مشخصی برای مالک ذخایر (دولت) و شرکت‌های پیمانکار اعم از شرکت‌های ملی و بین‌المللی وجود خواهد داشت که شفافیت بیشتری را به‌ویژه برای سرمایه‌گذاران خارجی به همراه دارد. عدم شفافیت قراردادهای نفتی در طول سال‌های گذشته سبب شده که نقدهای فراوانی در مورد آن‌ها صورت پذیرد. با توجه به اینکه معیار مشخصی در ارتباط با ارزیابی هر یک از آن‌ها وجود ندارد، هنوز هم ابهامات و انتقادات در مورد قراردادهای منعقد شده برقرار است. درحالی‌که قانون هیدروکربوری می‌تواند چارچوب و معیار مشخصی را برای ارزیابی این قراردادها تعیین نموده و از چالش‌ها در این زمینه بکاهد. می‌توان گفت که این قانون متدولوژی یکسانی را برای ارزیابی فراهم می‌آورد. در نتیجه با مشخص شدن چارچوب و متدولوژی از اختلاف برداشت و استنتاجات سلیقه‌ای جلوگیری به عمل می‌آید (امامی، ۱۳۹۱).

قرارداد بیع متقابل

در سال ۱۳۶۶ با تصویب "قانون نفت" نظام حقوقی حاکم بر صنعت نفت ایران با چالش جدیدی مواجه گردید به‌گونه‌ای که بر اساس این قانون، جذب سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت ممنوع شد. پس از وضع قانون موصوف، به‌تدریج واقعیت‌های ملموس اقتصادی و تخریب صنعت نفت در دوران جنگ تحمیلی، این نگرش را در دوران بازسازی با خود به همراه آورد که اکتشاف و توسعه منابع نفتی بدون جذب سرمایه و دانش فنی شرکت‌های نفتی بین‌المللی، عملاً آن‌طور که انتظار می‌رود محقق نخواهد گردید. ازاین‌رو، سیاست اتخاذی در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۶۶ به مرور زمان در قوانین دیگر از جمله قوانین بودجه و قوانین برنامه پنج ساله توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مورد تعدیل قرار گرفت (نیکبخت و آرین، ۱۳۹۳). از بین انواع روش‌های رایج و متداول در جهان برای همکاری با شرکت‌های نفتی خارجی فعال در

صنعت نفت و گاز، راهی به جز استفاده از روش‌هایی مانند «بیع متقابل» باقی نمی‌ماند؛ البته شرایط و ویژگی‌های بودجه‌های سالیانه مصوب مجلس شورای اسلامی نیز در مورد شیوه استفاده از منابع مالی خارجی، کشور را به سمت استفاده از روش بیع متقابل رهنمون ساخت (حسن بیگی، ۱۳۸۱).

قراردادهای بیع متقابل^۱، یک روش قراردادی و تأمین مالی برای توسعه میادین نفت و گاز بوده که پس از انقلاب اسلامی در ایران مورد استفاده قرار گرفت. یکی از اهداف این قرارداد دست یافتن به ارز خارجی و تخصص مورد نیاز برای توسعه پروژه‌های نفت و گاز که پرهزینه، پرخطر و پیچیده می‌باشند، بود. به موجب قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار نسبت به طراحی و مهندسی، تأمین تجهیزات و ماشین‌آلات و در نهایت، ساخت و نصب اقدام کرده و مسئولیت تأمین مالی این پروژه‌ها نیز بر عهده خود شرکت نفتی پیمانکار بود. پس از موفقیت پیمانکار در رسیدن به اهداف تولید نفت و گاز مورد نظر، هزینه‌ها پرداخت می‌گردید (شیراوی و ابراهیمی، ۲۰۰۶).

قرارداد بیع متقابل با گذشت زمان بر مبنای شرایط دچار تغییرات گردید که در قالب نسل‌های اول، دوم و سوم به کار گرفته شد. نسل اول قراردادهای بیع متقابل دو گونه بودند: قراردادهای توسعه‌ای یا قراردادهای اکتشافی که از سال ۱۳۷۳ به عنوان پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایران معرفی شدند. در این قراردادها بعد از تأیید تجاری بودن میدان در نتیجه عملیات اکتشاف، طرح توسعه میدان پیشنهاد می‌شد. نسل دوم قراردادهای بیع متقابل، قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه بودند که از سال ۱۳۸۲ شکل گرفتند. نسل سوم قراردادهای بیع متقابل از سال ۱۳۸۵ با بازنگری در قراردادهای نسل اول و دوم توسط شرکت ملی نفت مطرح شد.

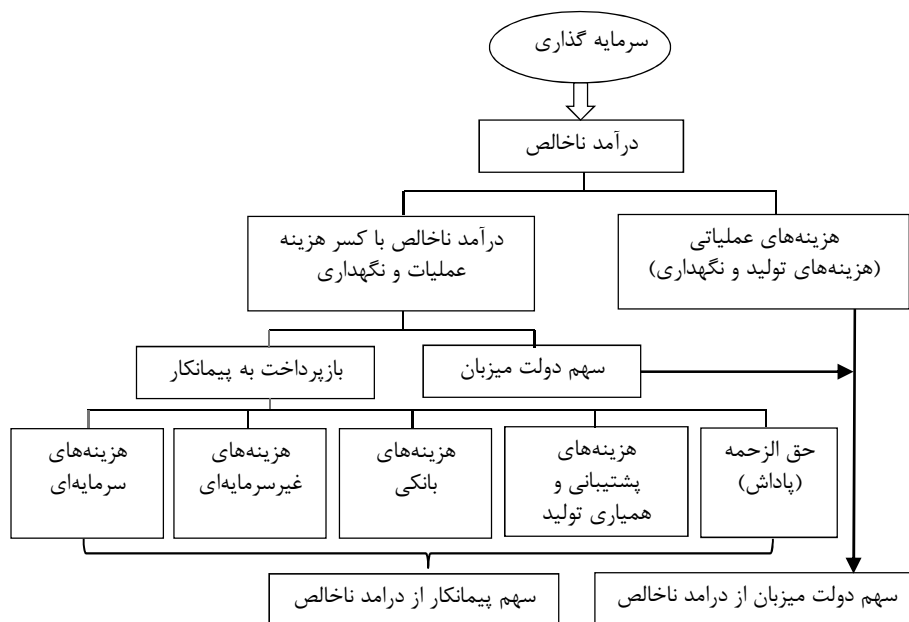
نظام مالی قرارداد بیع متقابل

درواقع، در قرارداد بیع متقابل پیمانکار کلیه هزینه‌های مربوط به سرمایه‌گذاری اعم از تأمین مالی پروژه، خرید تجهیزات، نصب و راه‌اندازی و کلیه هزینه‌های مربوط به

1. buyback

2. Shiravi and Ebrahimi

استفاده از نیروی انسانی و هزینه‌های عملیاتی مربوط را تا مرحله اکتشاف یا توسعه میادین نفتی و گازی خاص به عهده می‌گیرد. در مقابل، کارفرما توافق می‌کند که کلیه خدمات پیمانکار اعم از هزینه‌ها، حق الزحمه و سود سرمایه‌گذاری را با فروش مستقیم نفت خام یا گاز به دست آمده از همان میدان یا با تخصیص عواید به دست آمده از سهم نفت و گاز شرکت خارجی که شرکت نفتی داخلی به طرف ثالث فروخته است را طی اقساط معین و در زمان معلوم جبران کند (محمودی و همکاران، ۱۳۹۲). در قراردادهای نفتی ایران، هزینه‌های نفتی و دستمزد مبانی اصلی نظام مالی را تشکیل می‌دهند. هزینه‌ها و مطالبات پیمانکار در عموم قراردادهای بیع متقابل به پنج دسته هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های بانکی و حق الزحمه یا پاداش تقسیم می‌شوند که در ادامه به آن‌ها پرداخته شده است.



منبع: بانک مرکزی روسیه

نمودار ۱. ساختار نظام مالی قرارداد نفتی بیع متقابل

هزینه‌های سرمایه‌ای^۱

هزینه‌های سرمایه‌ای به کلیه هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که برای توسعه میدان مطابق با مفاد قرارداد انجام شده و طبق اصول حسابرسی به حساب پروژه منظور شده است، مشروط به اینکه تحت هزینه‌های دیگر قابل شناسایی نباشند. هزینه‌های سرمایه‌ای نیز به نوبه خود به دو بخش هزینه‌های مستقیم و هزینه‌های مدیریت پروژه تقسیم می‌شوند که هزینه‌های مدیریت پروژه نباید از ۱۰ درصد هزینه‌های مستقیم زیاده باشد.

یکی از ویژگی‌های قراردادهای بیع متقابل وجود سقف برای هزینه‌های سرمایه‌ای می‌باشد بدین معنا که اولاً هزینه‌های انجام شده 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 مزبور هزینه 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.

در بیع متقابل تحت شرایط خیلی خاص، مثل افزایش اهداف پروژه، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای ممکن است افزایش پیدا کند؛ بنابراین افزایش هزینه‌ها به دلیل افزایش قیمت‌ها یا به دلیل تغییر در شرح کارها باعث افزایش سقف هزینه‌های سرمایه‌ای نمی‌شود. برای کاهش ریسک پیمانکاران در سال ۱۳۸۶ برخی از مفاد قراردادهای بیع متقابل تغییر کرد و تعیین سقف به بعد از انجام مطالعات فید^۲ و برگزاری مناقصات قراردادهای فرعی موکول شد. به هر حال بعد از تعیین سقف مزبور هرگونه افزایش در هزینه‌ها به عهده پیمانکار خواهد بود.

1. Capital Expenditure

2. FEED

هزینه‌های غیرسرمایه‌ای^۱

هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به هزینه‌های احصا شده‌ای اطلاق می‌شود که طبق قرارداد، به‌طور غیرمستقیم اما لزوماً مربوط به انجام عملیات توسعه بوده، محدود به "هزینه‌های دولتی ایران"^۲ و دیگر هزینه‌هایی که در قرارداد با عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای مشخص شده، می‌باشند. این هزینه‌ها به دولت و مقامات عمومی پرداخت می‌شود و تعیین آن به‌طور دقیق در زمان انعقاد قرارداد مقدور نیست مثل هزینه تملک اراضی یا هزینه آموزش کارکنان شرکت نفت. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای حدود ۱۰ تا ۱۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای را تشکیل می‌دهد و فاقد محدودیت سقف بوده و کل آن به پیمانکار قابل بازپرداخت است.

کلیه 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 از جمله مالیات بر درآمد پیمانکار در ایران تحت عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای بدون رعایت سقف توسط شرکت ملی نفت ایران قابل بازپرداخت است؛ بنابراین کلیه مالیات‌های پرداخت شده توسط پیمانکار به وی بازپرداخت می‌شود و کلیه مالیات‌های تکلیفی که توسط کارفرما باید کسر شود نیز از منابع شرکت نفت به سازمان امور مالیاتی پرداخت می‌شود.

هزینه‌های عملیاتی^۳

هزینه‌های عملیاتی یا هزینه‌های بهره‌برداری عبارت است از کلیه هزینه‌ها و مخارجی که مستقیماً، لزوماً و انحصاراً در خصوص انجام عملیات بهره‌برداری یا تأمین قطعات یدکی، از تاریخ تولید نهایی تا زمان تحویل پروژه به کارفرما، از سوی پیمانکار صورت گرفته است (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳). این هزینه‌ها در صورتی به حساب پروژه منظور می‌شود که بهره‌برداری به عهده پیمانکار باشد مثل زمان تولید زود هنگام که

-
1. Non Capital Expenditure
 2. Iranian charges
 3. Operational Expenditure

پیمانکار در کنار ادامه عملیات توسعه بهره‌برداری از چاه‌ها و تأسیسات تولید زود هنگام را نیز انجام می‌دهد یا در دوره‌ای که پروژه به تولید نهایی خود رسیده ولی هنوز به‌کارفرما تحویل داده نشده است. هزینه‌های عملیاتی فاقد سقف و یا حسابرسی بوده و قابل بازپرداخت است.

هزینه‌های بانکی^۱

هزینه‌های بانکی، هزینه‌های تأمین منابع مالی یا بهره پول می‌باشد. کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای 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 لیبور^۲ (نرخ بانک بین‌المللی لندن) مثل ۰/۷۵ به اضافه نرخ لیبور است (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳). هزینه‌های عملیاتی اگر در دوره سه ماهه پس از انجام هزینه بازپرداخت شود، مشمول بهره نمی‌گردد اما در صورت تأخیر در پرداخت، هزینه‌های عملیاتی معوقه نیز مشمول بهره می‌شود (قنبری جهرمی، اصغریان، ۱۳۹۴).

هزینه‌های همیاری و پشتیبانی تولید^۳

مشمول بر تمام مخارجی است که پیمانکار در راستای اجرای ضمیمه "P" قرارداد، تحت عنوان "مساعدت و پشتیبانی عملیات تولید" و پس از اتمام عملیات توسعه هر فاز و در حین عملیات تولید از میدان فارغ از طرف بهره‌بردار، پرداخت می‌کند.

حق الزحمه (پاداش)^۴

علاوه بر هزینه‌های نفتی، در صورتی که پیمانکار به اهداف تولید برسد T حق الزحمه^۱ به وی تعلق می‌گیرد. به بیان دیگر حق الزحمه مبلغ ثابتی در قرارداد است که به‌عنوان

1. Bank Charges

2. Libor

3. Production Support & Assistance Expenditure

4. Remuneration Fee

پاداش برای پیمانکار در نظر گرفته می‌شود. از آنجاکه قراردادهای بیع متقابل، ریسکی است، مبالغ استحقاقی پیمانکار باید از حداکثر ۶۰ درصد از عواید یا محصول میدان پرداخت گردد.

بازپرداخت هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمه در قرارداد بیع متقابل

در قرارداد بیع متقابل هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای که پیمانکار برای عملیات توسعه تا زمان تحویل پروژه متحمل شده و طبق دستورالعمل حسابرسی در حساب پروژه منظور شده بود، به همراه هزینه‌های بانکی آن، به صورت اقساط برابر ماهانه و در طول دوره بازپرداخت^۲، یعنی دوره اول استهلاک^۳ که از تاریخ تحویل پروژه آغاز می‌شد، پرداخت می‌گردید.

هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای که پیمانکار تا قبل از تکمیل عملیات توسعه متحمل شده، اما پس از تحویل پروژه و تا قبل از مدت معینی (که به ماه مشخص می‌شود) پرداخت کرده، به همراه هزینه‌های بانکی آن به صورت اقساط برابر ماهانه و در طی مدت باقیمانده از دوره استهلاک و از اولین روز ماه پس از انجام هزینه، پرداخت می‌گردد. هزینه‌های بانکی تقریباً برابر نصف هزینه‌های سرمایه‌ای می‌باشد. همچنین هزینه‌های دولتی، هزینه‌هایی که پیمانکار به عنوان مالیات بر درآمد پرداخت می‌کرد، در صورت ارائه اسناد مثبت، هزینه‌های بهره‌برداری و تأمین قطعات یدکی، هزینه‌های پشتیبانی و کمک‌های فنی با ارائه صورت وضعیت ماهانه، به پیمانکار پرداخت می‌گردید. حق‌الزحمه بر اساس نرخ بازگشت سرمایه^۴ مقرر در قرارداد و با لحاظ سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، برآورد هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، جریان نقدی پروژه شامل جداول سرمایه‌گذاری و بازپرداخت^۵ و نرخ بهره هم زمان با تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای محاسبه می‌گردد. نرخ بهره نیز هم زمان با تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای محاسبه می‌شود. پس از تعیین، چنانچه فرضیات محاسبه حق‌الزحمه، مثل جریان نقدی پروژه

1. Remuneration

2. Cost recovery period

3. First amortization period

4. Rate of Return-ROR

5. Cash Flow

تغییر کند، حق الزحمه قابل افزایش نیست ولی اگر به افزایش نرخ بازگشت سرمایه منجر شود، حق الزحمه تا سقف نرخ بازگشت سرمایه کاهش پیدا می‌کند.

دوره بازپرداخت هزینه‌ها اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای در قرارداد معین می‌شود. بر این اساس کل هزینه‌ها بر ماه‌های بازپرداخت تقسیم شده، سقف مجاز بازپرداخت در یک ماه به دلار مشخص می‌گردد. در مورد حق الزحمه نیز به همین منوال عمل شده و کل حق الزحمه استحقاقی به ماه‌های پرداخت تقسیم گردیده، سقف مجاز پرداخت در یک ماه به دلار معین می‌شود؛ بنابراین در هر ماه مشخص است که حداکثر چه مبلغ دلاری تحت عنوان بازپرداخت هزینه یا پرداخت حق الزحمه باید به پیمانکار پرداخت گردد. بازپرداخت هزینه‌ها و سود شرکت حدود ۷ تا ۹ سال طول می‌کشد و پرداخت به صورت هر سه ماه یکبار بود و هزینه‌های پیمانکار به همراه سود در حدود ۵۰ تا ۶۰ درصد کل تولید را شامل می‌شد (شیراوی و ابراهیمی^۱، ۲۰۰۶)؛ و در صورتی که این میزان برای پرداخت کفایت نمی‌کرد، پرداخت هزینه‌های بهره‌برداری، پشتیبانی و کمک‌های فنی و هزینه‌های مربوط به مالیات که به صورت جاری بوده، نسبت به پرداخت هزینه‌های دیگر (هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، بانکی و حق الزحمه) که به حساب پروژه بودند، اولویت داشت (قنبری جهرمی، اصغریان، ۱۳۹۴).

در قراردادهای بیع متقابل امکان فروش نفت و گاز یا میعانات گازی برای بازپرداخت مبالغ به پیمانکار پیش‌بینی می‌شود و به این جهت یک قرارداد طولانی مدت فروش نفت، گاز یا میعانات گازی به عنوان یکی از ضمایم قرارداد مورد توافق طرفین قرار می‌گیرد. فروش نفت، گاز یا میعانات گازی به پیمانکار بیع متقابل برای شرکت ملی نفت جنبه اختیاری و خرید آن برای پیمانکار جنبه الزامی دارد؛ به عبارت دیگر شرکت ملی نفت می‌تواند برای جبران مبالغ استحقاقی پیمانکار به وی نفت به قیمت روز بفروشد و می‌تواند به اختیار خود نفت را فروخته، از درآمد و عواید آن پول پیمانکار را پرداخت کند. همین نکته باعث می‌شود که پیمانکار نتواند ذخایر نفتی ناشی از قراردادهای بیع متقابل را در دفاتر خود ثبت کند. البته اگر شرکت ملی نفت متعهد شود که برای جبران مبالغ استحقاقی پیمانکار معادل آن به وی نفت بفروشد (چنانچه در بعضی از

قراردادهای بیع متقابل چنین است) در این صورت ثبت ذخایر در دفاتر پیمانکار به میزان استحقاق پیمانکار، امکان پذیر است.

هر کدام از قراردادهای نسل اول، دوم و سوم بیع متقابل دارای ویژگی هایی بودند. در نسل اول و دوم، سقف هزینه های سرمایه ای در ابتدا تعیین و در قرارداد درج می گردید. در قراردادهای نسل سوم سقف هزینه های سرمایه ای ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات، مشخص می گردید. در نسخ اولیه قرارداد در صورت تکمیل کلیه عملیات موضوع قرارداد، راه اندازی و تحویل پروژه به کارفرما، هزینه ها به شرکت نفتی پیمانکار پرداخت می گردید و در صورت تأخیر در اجرای عملیات، طبق قرارداد، هزینه بانکی به مانده حساب سرمایه گذاری تعلق نمی گرفت که به دلیل عدم احتساب بهره طی دوره تأخیر پیش آمده شرکت نفتی با هزینه فرصت گزافی روبرو می گشت و نرخ بازگشت سرمایه گذاری نیز به تناسب کاهش می یافت (زهدي، ۱۳۹۲).

قرارداد جدید نفتی ایران (IPC)

ویژگی های هر قرارداد نفتی را اهداف طرفین قرارداد تعیین می کند. شرکت های نفتی داخلی و بین المللی بنگاه های اقتصادی اند که منطقاً در چارچوب ضوابط بنگاهداری، هدفی جز تأمین منافع سهامداران خود در فضای رقابتی ندارند. شرکت های ملی نفت به نمایندگی از دولت ها می بایست تأمین منافع نسل فعلی و نسل های آینده از منابع نفتی را مدنظر قرار دهند؛ بنابراین، منطق بنگاهداری ایجاب می کند که شرکت های نفتی، فارغ از نوع قرارداد و رژیم حقوقی حاکم بر آن، نخست حداقل بازده قابل قبول برای سرمایه گذاری های خود را با توجه به محدودیت های موجود در بازار جهانی سرمایه محاسبه کنند و سپس قراردادی را بپذیرند که عایدی ناشی از آن، در مقایسه با قراردادهای دیگری که در سایر کشورها منعقد کرده اند، رقابتی و قابل قبول باشد (درخشان، ۱۳۹۲).

در آذرماه سال ۱۳۹۴ از مدل جدید قراردادهای نفتی ایران با عنوان اختصاری IPC برای توسعه میدین هیدروکربنی کشور رونمایی گردید که جایگزین قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت گردید. IPC یک قرارداد خدماتی بوده و بر خلاف بیع متقابل

شرکت پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد و هزینه و دستمزد آن از عواید حاصل از نفت تولیدی در قرارداد پرداخت می‌گردد.

در حال حاضر اصول و چارچوب جدید قرارداد نفتی ایران به استناد جزء (۳) بند (ت) ماده (۳) و ماده (۷) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، به تصویب هیئت وزیران رسیده است. از مذاقه در اصول و ساختار این الگوی قراردادی می‌توان نتیجه گرفت صنعت نفت ایران همچنان علاقه‌مند به حفظ چارچوب‌های قراردادی خانواده قراردادهای خدمت در بخش بالادستی است، زیرا قراردادهای بیع متقابل و الگوی جدید قرارداد نفتی ایران هر دو از نوع قراردادهای خدمت توأم با ریسک به‌شمار می‌روند. باین‌حال تغییرات در رابطه با رویکرد صنعت نفت به روابط قراردادی با پیمانکاران و سرمایه‌گذاران بین‌المللی با نظر به جذابیت بیشتر این قراردادهای برای پیمانکاران یا سرمایه‌گذاران از یک طرف و حفظ حاکمیت و منافع ملی از طرف دیگر، محسوس است. برقراری روابط قراردادی طولانی، حضور پیمانکار در مرحله تولید و بهره‌برداری، تأکید بر انجام عملیات بهبود و افزایش ضریب باز یافت در طول دوره بهره‌برداری، انجام توسعه مستمر و پلکانی، ارتباط دهی دستمزد به میزان کار انجام شده، از مهم‌ترین این تغییرات است.

نظام مالی قرارداد IPC

هزینه‌های عملیاتی قرارداد نفتی ایران که توسط شرکت نفتی خارجی صورت می‌گیرد به سه دسته هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های پول تقسیم می‌شود:

هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم^۱

دربدارنده مخارجی است که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف برنامه توسعه ضروری است. این هزینه به دو دسته تقسیم می‌شود:

هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم بر اساس نتایج حاصل از عملیات ارزیابی و تولید اولیه، به منظور دستیابی به هدف تولید اولیه و با نظر گرفتن رفتار مخزن و طرح توسعه جامع میدان و همچنین هزینه‌های لازم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی، محاسبه می‌گردد. (کنفرانس IPC، ۲۰۱۴).

هزینه‌های غیرمستقیم^۱

مشمول بر هزینه‌هایی است که متصدی عملیات توسعه در بازه زمانی انجام عملیات به مراجع دولتی ایران پرداخت می‌کند و در فرآیند بازیافت مطالبات، به وی بازپرداخت خواهد شد.

هزینه‌های پول^۲

دربدارنده هزینه‌های تأمین منابع مالی پروژه است. مطابق این قرارداد، به پرداخت‌های نقدی و تعهد شده توسط پیمانکار، هزینه‌های بانکی با روش مراحله مرکب تعلق می‌گیرد. این هزینه بر اساس مجموع نرخ بهره لایبور به علاوه درصد مورد توافق شده و تاریخ احتساب آن‌ها روز نخست اولین ماه پس از ماهی است که هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای تعهد و پرداخت شده‌اند (حسینی، ۱۳۹۳).

دستمزد

پرداخت دستمزد (فی) بر اساس تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه پیش‌بینی شده است. به طور مشخص میزان دستمزد در توسعه میدان (DF) به صورت زیر تعیین می‌گردد:

$$DF(\text{Payable}) = (A) \text{ or } (B)(\text{Full Figure}) \times P(\text{Plateau Percentage}) \\ \times D(\text{Plateau Duration Percentages})$$

DF: دستمزد مربوط به توسعه میدان

A: نرخ دستمزد پایه برای میادین نفتی در حالت تحقق کامل اهداف (Full Figure)

B: نرخ دستمزد برای میادین گازی در حالت تحقق کامل اهداف (Full Figure)

P: درصد تحقق تولید نسبت به سطح پلتو قراردادی

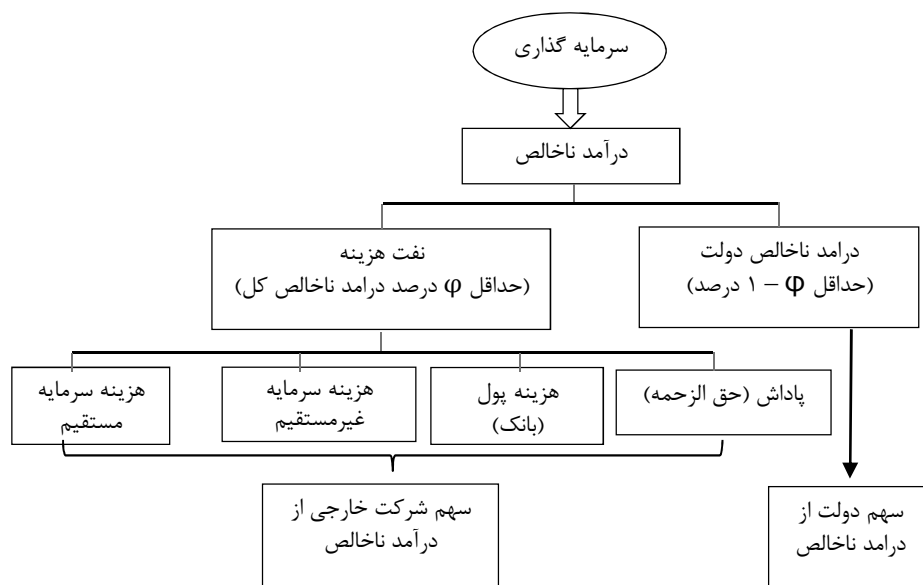
D: درصد پایداری تولیدی در سطح پلتو نسبت به میزان مندرج در قرارداد

عوامل زیر بر نرخ پایه دستمزد تأثیر گذارند:

1. Indirect Capital Cost

2. Cost of Money

- ۱- نوع میدان: میادین می‌توانند از نوع خشکی یا دریایی و با ریسک کم، متوسط و بالا باشند. به میادین دریایی به‌خصوص عمیق و با ریسک بالاتر و همچنین میادین مشترک دستمزد بالاتری تعلق می‌گیرد.
- ۲- R-factor: نسبت مجموع درآمد پیمانکار به هزینه در دوره مورد بررسی می‌باشد که با افزایش آن، میزان فی به‌صورت پلکانی کاهش می‌یابد.
- ۳- سطح تولید هر میدان: با افزایش سطح تولید هر میدان، فی به‌صورت پلکانی کاهش می‌یابد.
- ۴- قیمت نفت: با رعایت سقف و کف، فی با افزایش و کاهش قیمت به‌صورت پلکانی افزایش یا کاهش می‌یابد.
- ۵- قلمرو خدمات (اکتشاف، توسعه و تولید): در صورت حضور پیمانکار در فاز اکتشاف، یک دلار در هر بشکه/هزار فوت مکعب، به فی پایه افزوده می‌شود (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۹۵)



منبع: عسگری و همکاران، ۱۳۹۴

نمودار ۲. ساختار نظام مالی قرارداد نفتی ایران

بازپرداخت هزینه‌ها در قرارداد IPC

بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار از محل عایدات میدان و در قالب "نفت هزینه"^۱ پرداخت می‌شود. نفت هزینه بخشی از تولیدات تخصیص یافته به منظور بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های تعهد و پرداخت شده اکتشاف، توسعه، تولید، هزینه‌های پول و حق الزحمه توسعه و بهره‌برداری از میدان به وسیله متصدی اکتشاف، توسعه تولید میدان، برحسب مورد است. میزان نفت هزینه حداکثر معادل ۵۰ درصد تولیدات میدان می‌باشد (کنفرانس IPC، ۲۰۱۴).

در این قرارداد با توجه به امکان تغییر رفتار میدان و تحولات بازار، در هنگام عقد قرارداد سقفی برای هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته نشده و میزان هزینه هر ساله در قالب برنامه و بودجه تصویب شده توسط کمیته مشترک توسعه میدان، تعیین می‌گردد و انحراف تا ۵ درصد از میزان تعیین شده در این برنامه جایز است (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۹۵).

هزینه‌های سرمایه‌ای (از شروع تولید اولیه یا نهایی میدان) حداکثر ظرف مدت ۵ الی ۷ سال از زمان شروع بازپرداخت، پرداخت می‌گردد که آغاز بازپرداخت بعد از شروع تولید اولیه و از محل تولیدات میدان می‌باشد. هزینه‌های سرمایه‌ای که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده نیز به مدت ۵ تا ۷ سال از تاریخی که هزینه شده، تسویه می‌گردد.

هزینه‌های پول نیز برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم اضافه شده و پرداخت می‌گردد. هزینه‌های غیرمستقیم قبل از شروع تولید اولیه ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان هزینه کرد و شروع پرداخت آن از تاریخ تولید اولیه خواهد بود. هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه مشابه هزینه‌های بهره‌برداری به صورت جاری تسویه می‌گردند (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۹۵).

۳- مروری بر مطالعات انجام شده

مطالعات داخلی

ذاکرنیا و همکاران (۱۳۹۵)، در پژوهش خود با استفاده از متغیرهای کلامی و در محیط فازی عوامل مؤثر بر انتخاب روش تأمین مالی را شناسایی و با استفاده از روش TOPSIS فازی دسته‌بندی و اولویت‌بندی کردند. عوامل مؤثر بر انتخاب روش تأمین مالی به سه دسته کلی عوامل مربوط به منبع تأمین مالی کننده، شرکت تأمین مالی شونده و عوامل کلان سیاسی و اقتصادی تقسیم‌بندی شدند. یافته‌های این پژوهش نشان می‌دهد که تأمین مالی در ایران متأثر از سه عامل کلی یعنی عوامل مرتبط با تأمین مالی شونده، عوامل مرتبط با تأمین مالی کننده و عوامل مرتبط با عوامل کلان اقتصادی سیاسی می‌باشد.

عباسی و مصطفوی (۱۳۹۵)، در پژوهش خود روش‌های مناسب تأمین مالی پروژه‌ها در بخش بالادستی صنعت نفت ایران با توجه به قوانین و ساختارهای سیاسی و بررسی موانع موجود سه گزینه امتیازی، مشارکت در تولید و بیع متقابل را بررسی و با استفاده از مدل سلسله مراتبی^۱ (AHP) باهم مقایسه کردند. نتایج این تحقیق بیانگر آن است که برای سنجش سه روش تأمین مالی امتیازی، مشارکت در تولید و بیع متقابل در راستای انتخاب روش بهینه تأمین مالی پروژه‌ها در بخش بالادستی صنعت نفت برای میادین مستقل و مشترک نفت ایران، در میادین مستقل روش بیع متقابل و در میادین مشترک روش مشارکت در تولید از بالاترین ارجحیت برخوردار می‌باشند.

ابراهیمی و شیریحیان (۱۳۹۳)، در پژوهش خود به بررسی سازگاری قوانین جاری حاکم بر بخش بالادستی صنعت نفت و گاز با نوع قراردادهایی که استفاده می‌شوند، پرداختند و هدف پژوهش را پاسخ به این سؤال می‌دانند که قوانین حاکمیتی اخیر مرتبط با صنعت نفت و گاز، مدیران و تصمیم گیران نظام حقوقی و قراردادی حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور را عمدتاً به چه نوعی از قراردادهای متعارف این عرصه هدایت می‌نمایند؟ همچنین با توجه به مجوزهای حاکمیتی اخیر در خصوص

1. Analytic Hierarchy Process

امکان مشارکت سرمایه‌گذار خارجی در بخش صنعت نفت و گاز پیشنهاد می‌نمایند که در طراحی کلیه مراحل عملیاتی قراردادهای جدید از ساز و کار همکاری مشترک بین طرفین داخلی و خارجی استفاده گردد، چنین تعاملی باعث کاهش هزینه‌های انجام عملیات، شفافیت مالی بیشتر به واسطه حضور طرفین و ... می‌شود.

مومنی و صالحیان و همکاران (۱۳۸۸)، با هدف تعیین روش بهینه قراردادهای در تأمین مالی و اجرای پروژه‌ها در بخش بالادستی، برای میادین مستقل و مشترک نفت و گاز ایران، دو گزینه روش قراردادی بیع متقابل و مشارکت در تولید را مورد بررسی قرار داده و با استفاده از مدل تحلیل فرایند سلسله مراتبی (AHP) با هم مقایسه نموده‌اند. به این منظور، معیارهای تصمیم‌گیری برای انعقاد قراردادهای در بخش بالادستی صنایع نفت و گاز به دو دسته کلی معیارهای پیش از عقد قرارداد و معیارهای درون قرارداد تقسیم شده است. این نتیجه حاصل شد که به‌کارگیری روش قراردادهای مشارکت در تولید در میادین مستقل ۶۵/۷ درصد و در میادین مشترک ۶۸/۳ درصد، نسبت به قراردادهای بیع متقابل برتری دارند. پژوهشگران با توجه به نتایجی که از تحلیل‌ها حاصل می‌شود پیشنهادهایی بدین شرح ارائه می‌نمایند: رفع موانع و محدودیت‌های به‌کارگیری روش‌های دیگر قراردادی، حفظ و پرورش نیروی انسانی متخصص و کارآمد، حرکت در جهت استانداردهای بین‌المللی، استفاده از شیوه‌ها و مدل‌های علمی پذیرفته شده در تصمیم‌گیری‌ها، بررسی شیوه قراردادی کشورهای دیگر نفت‌خیز.

صارمی و جمالی (۱۳۸۲)، یک مدل تصمیم‌گیری چند شاخصه فازی بر اساس مفاهیم تئوری مجموعه فازی، مبانی فکری فنون تصمیم‌گیری گروهی و تجزیه و تحلیل ساختار سلسله مراتبی به منظور انتخاب مناسب‌ترین روش سرمایه‌گذاری خارجی طراحی کردند. یک مدل تصمیم‌گیری چند شاخصه فازی پیشنهاد شد و قابلیت به‌کارگیری این مدل از طریق مثال برای انتخاب مناسب‌ترین شیوه سرمایه‌گذاری خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت کشور اثبات گردید. بر اساس نتایج حاصله، به‌کارگیری هریک از روش‌های سرمایه‌گذاری خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت بستگی به مزایا، محدودیت‌ها و شرایط محیطی به‌کارگیری آن‌ها دارد و نمی‌توان یک روش آن هم بیع متقابل را برای همه طرح‌های توسعه میادین نفتی کشور تجویز نمود.

قلی پور (۱۳۹۲)، در پژوهش خود ابتدا نقاط قوت و ضعف انواع قراردادهای نفتی شامل: قراردادهای امتیازی، قراردادهای مشارکت در تولید، قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری، قراردادهای بیع متقابل و سرمایه‌گذاری دولتی بیان و از دو منظر مالی (سرمایه‌گذاری) و حقوقی این قراردادها را با یکدیگر مقایسه نموده و در نهایت اظهار می‌دارد که از بررسی و تحلیل پنج نوع قرارداد فوق به این نتیجه می‌رسیم که برخی از این قراردادها مانند قرارداد امتیازی منسوخ شده، برخی مانند قرارداد تأمین مالی از منابع دولتی غیرکارا بوده و بعضی از آنها مانند روش مشارکت در تولید باید با توجه به شرایط و مقررات کشور ما اصلاح گردند. البته در شرایط تحریم، تأمین منابع توسط دولت و صندوق توسعه ملی برای پیمانکاران و سازندگان داخلی می‌تواند بخشی از نیازهای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز را مرتفع سازد.

جلیلی و همکاران (۱۳۸۹)، هدف از ارائه پژوهش خود را شناسایی روش‌های تأمین مالی خارجی و ارزیابی و رتبه‌بندی آنها بر اساس سه شاخص ریسک و هزینه سرمایه و مجموع ریسک و هزینه سرمایه معرفی می‌نمایند. ابزار جمع‌آوری اطلاعات پرسشنامه و در مورد تجزیه و تحلیل داده‌ها از روش سلسله مراتبی و مقایسه‌ای AHP و از روش آمار توصیفی برای توصیف داده‌ها استفاده نمودند. در نهایت نتایج حاصل از رتبه‌بندی روش‌های مورد مطالعه و ارزیابی نهایی خود را برای روش‌های تأمین مالی خارجی برای اولویت به‌کارگیری در صنعت نفت به ترتیب اولویت بیع متقابل،^۱ FDI،^۲ خطوط اعتباری، وام‌های تضمینی، فاینانس و یوزانس تعیین نمودند.

مطالعات خارجی

کریپا و ژافا^۳ (۲۰۱۳)، در پژوهش خود هدف اصلی نشان دادن اهمیت استفاده از سرمایه‌گذاری‌های زیر بنایی برای تأمین مالی پروژه‌های^۴ مربوط به بخش انرژی در کشورهای در حال توسعه است. نویسندگان در نوشته خود اظهار می‌دارند تأمین مالی

-
1. Build-Operate-Transfer
 2. Foreign Direct Investment
 3. Kripa and Xhafa
 4. Project Finance

در پروژه‌های مربوط به بخش انرژی به صورت گسترده‌ای از طریق ساخت، اجرا و انتقال (B.O.T) که برای نخستین بار در سال ۱۹۸۴ در ترکیه اجرا شده، طی قراردادهای طولانی مدت صورت می‌پذیرد. در این پژوهش نویسندگان داشتن یک نظام مالی برای تأمین مالی پروژه را به عنوان یک ضرورت برای موفقیت پروژه معرفی کرده و این عامل برای یک سطح اطمینان ۹۵٪ معنی‌دار است. عوامل دیگری که تأمین مالی پروژه را تحت تأثیر قرار می‌دهند تحولات سیاسی، تبدیل ارز، عملکرد واحد، هزینه‌های سوخت، تورم در کشورها می‌باشند.

کایسر^۱ (۲۰۱۳)، به ارائه روش‌ها و تحقیقات جدید به محققان و پژوهشگران علاقه‌مند در زمینه تأمین مالی پروژه‌ها پرداخته است، به همین منظور همه تحقیقات انجام شده در خلال سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۳ را بررسی نموده است. موضوعات کلی این پژوهش‌ها بدین شرح می‌باشد: ۱- ترتیبات قراردادی و چهارچوب قانونی امور مالی پروژه ۲- روش‌های اندازه‌گیری ریسک پروژه و انتخاب پروژه ۳- جهانی شدن و توسعه پروژه‌های عمومی و همکاری با بخش خصوصی و سایر بخش‌ها ۴- پروژه‌های تحت پروتکل کیوتو و پروژه‌های انرژی تجدیدپذیر.

شن فا و ژائو پینگ^۲ (۲۰۰۹)، بیان کردند که امور مالی پروژه در اصل یک قرارداد "اشتراک منافع" می‌باشد. به صورت کلی نویسندگان به بررسی و تشریح تخصیص ریسک در مورد امور مالی پروژه پرداخته و معتقدند تخصیص و تقسیم ریسک، یک جنبه کلیدی امور مالی پروژه‌ها می‌باشد و در صورت تعارض در این موضوع، تخصیص نامناسب ریسک رخ می‌دهد؛ و در نهایت اظهار می‌دارند نتایج این مقاله یک راهنما برای توسعه تأمین مالی پروژه از تئوری تا عمل در چین می‌باشد.

جاف^۳ (۲۰۰۶)، به بررسی قراردادهای نفتی عراق پرداخته و اظهار می‌دارد پیشرفت عراق در عرصه نفتی به شرایط منعقد شده در قرارداد شامل ریسک‌های مالی در زمینه

1. Kayser

2. Shen-fa and Xiao-ping

3. Jaffe

اکتشاف و میزان پاداش در نظر گرفته برای سرمایه‌گذار خارجی برای اکتشاف، وابسته می‌باشد. همچنین با در نظر گرفتن مطالعات انجام شده در زمینه قراردادهای نفتی در دیگر کشورها، شرایط تاریخی و سیاسی و اهداف کشور میزبان برای سرمایه‌گذاری خارجی حائز اهمیت بوده در این زمینه به شکست کشورهای نظیر ایران (ژوئن ۲۰۰۳)، ونزوئلا (۲۰۰۱) و گاز عربستان (۱۹۹۰) اشاره کرده که با وجود داشتن ذخایر غنی، در جذب سرمایه‌گذار مالی خارجی موفق ظاهر نشدند. این پژوهشگر معتقد است قراردادهای مشارکت در تولید با شرکت‌های خارجی در کنار تأمین منابع مالی داخلی در صنعت نفت عراق می‌تواند عراق را به یکی از کشورهای موفق در زمینه نفت در منطقه و جهان تبدیل کند.

بایندمن^۱ (۱۹۹۹)، معتقد است که قراردادهای مشارکت در تولید (PSA)^۲ شایع‌ترین انواع قرارداد برای اکتشاف و توسعه منابع نفتی است. وی در این مطالعه به بررسی تعادل بین ریسک و پاداش و تقسیم منافع میان طرفین قرارداد به‌وسیله ابزار اقتصادی مدرن پرداخته و اظهار می‌دارد یکی از ریسک‌های مهم برای شرکت نفت خارجی که سرمایه‌گذاری انجام می‌دهد، غیرتجاری بودن مخازن کشور میزبان است و در صورتی که قرارداد به مرحله تولید نرسد، شرکت سرمایه‌گذار هرگز موفق به دریافت هزینه‌های خود نخواهد شد و در این صورت زیان بزرگی متوجه شرکت خواهد شد. در صورتی که مخزن به مرحله تولید برسد، شرکت سرمایه‌گذار هدفش به‌دست آوردن فوری هزینه‌های انجام شده و کسب سود فراوان خواهد رسید و از سوی دیگر کشور میزبان به‌واسطه دیدگاه صیانتی خود در قبال ذخایر انرژی خود، نگران از دست رفتن سرمایه ملی می‌باشد. بحث دیگری که در این پژوهش مطرح می‌شود مربوط به حساسیت قرارداد به تغییرات پارامترهای درون‌زا (به‌عنوان مثال نوسان در هزینه‌های لازم برای اکتشاف و تولید نفت) و بیرونی (به‌عنوان مثال تغییر در ارزش قیمت نفت) که می‌تواند در بحث مربوط به مقرون‌به‌صرفه بودن اقتصادی پروژه تأثیرگذار بوده و در نهایت منجر به زیان طرفین قرارداد شود.

1. Bindemann

2. Production-Sharing Agreement

۴- روش TOPSIS

از بین بسیاری از روش های تصمیم گیری چند معیاره، TOPSIS یک تکنیک عملی و مفید برای رتبه بندی و انتخاب راه حل ممکن در بررسی مسائل جهان واقعی از طریق اندازه گیری فواصل (اقلیدسی یا بلوکی) است (زانگ^۱، ۲۰۱۱). روش TOPSIS ابتدا توسط هوانگ و یون^۲ در سال ۱۹۸۱ مطرح شد. قاعده اصلی این روش به این صورت است که بهترین راه حل (گزینه انتخابی)، باید کمترین فاصله را از ایده آل مثبت و بیشترین فاصله را با ایده آل منفی داشته باشد. حل مسئله به روش تکنیک TOPSIS مستلزم انجام گام های زیر است:

گام اول: ایجاد ماتریس تصمیم گیری: در این مرحله ماتریسی رسم خواهد شد که در سطر آن گزینه ها و در ستون آن شاخص ها و در سطر پایانی وزن هریک از شاخص ها آورده می شود و در تلاقی سطر و ستون، میزان اهمیتی که هر پاسخگو برای هر کدام از گزینه ها با توجه به شاخص مربوطه قائل شده است، آورده می شود.

r_{ij} امتیاز گزینه i ام در شاخص j ام و w_j وزن شاخص j ام می باشد. در جدول ۱، وزن های ترجیحی به کار رفته در این پروژه را نشان می دهد.

شاخص ها گزینه ها	C_1	C_2	...	C_n
A_1	r_{11}	r_{12}	...	r_{1n}
A_2	r_{21}	r_{22}	...	r_{2n}
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$
A_m	r_{m1}	r_{m2}	...	r_{mn}
W_j	W_1	W_2	...	W_n

1. Zhang
2. Hwang and Yoon

جدول ۱. مقیاس ترجیحات بین دو قرارداد برای مقایسه‌های زوجی

وزن‌های ترجیحی	تعریف	توضیحات
۱	ترجیح برابر	دو قرارداد مشارکت یکسانی نسبت به هدف دارند.
۳	ترجیح متوسط	تجربیات و قضاوت به‌طور ملایم یک قرارداد را به قرارداد دیگر ترجیح می‌دهد.
۵	ترجیح قوی	تجربیات و قضاوت به‌طور قوی یا ویژه، یک قرارداد را به قرارداد دیگر ترجیح می‌دهد.
۷	ترجیح خیلی قوی	یک قرارداد به‌طور قوی نسبت به قرارداد دیگر ترجیح داده می‌شود.
۹	ترجیح بی‌نهایت	ترجیح یک قرارداد نسبت به قرارداد دیگر در حد حداکثر درجه ممکن است.
۲، ۴، ۶، ۸	مقادیر بینابینی	برای بیان ترجیحات بین مقادیر بالاست.

منبع: یافته‌های تحقیق

گام دوم: به هنجار کردن ماتریس تصمیم‌گیری (نرمالیزه کردن): به منظور قابل مقایسه شدن، ماتریس تصمیم‌گیری با استفاده از رابطه ۱ به ماتریس به هنجار شده یا به ماتریس بی‌مقیاس (N_1) تبدیل می‌شود.

$$n_{ij} = \frac{r_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m r_{ij}^2}} \quad (1)$$

گام سوم: به دست آوردن ماتریس بی‌مقیاس موزون: برای به دست آوردن ماتریس بی‌مقیاس موزون (V)، ماتریس بی‌مقیاس شده (به دست آمده از گام دوم) در ماتریس مربعی ($w_{n \times n}$) که عناصر قطر اصلی آن اوزان شاخص‌ها و دیگر عناصر آن صفر می‌باشد، ضرب می‌شود.

$$V = N_1 \times w_{n \times n} \quad (2)$$

گام چهارم: تعیین عامل ایده‌آل مثبت و ایده‌آل منفی: در این مرحله بایستی گزینه‌های که از نظر پاسخ‌دهندگان به‌عنوان مهم‌ترین عامل و کم‌اهمیت‌ترین عوامل مشخص شده‌اند، شناسایی شوند. به عبارتی برای شاخص‌های مثبت، ایده‌آل مثبت بزرگ‌ترین مقدار V و ایده‌آل منفی کوچک‌ترین مقدار V است، هم‌چنین برای

شاخص‌های منفی، ایده‌آل مثبت کوچک‌ترین مقدار V و ایده‌آل منفی بزرگ‌ترین مقدار V می‌باشد. رابطه ۳ و ۴ این موضوع را بیان می‌کند.

$$A^+ = \left\{ \left(\max_i V_{ij} \mid j \in J \right), \left(\min_i V_{ij} \mid j \in J' \right) \mid i = 1, 2, \dots, m \right\} = \{V_1^+, V_2^+, \dots, V_n^+\} \quad (3)$$

ایده‌آل مثبت :

$$A^- = \left\{ \left(\min_i V_{ij} \mid j \in J \right), \left(\max_i V_{ij} \mid j \in J' \right) \mid i = 1, 2, \dots, m \right\} = \{V_1^-, V_2^-, \dots, V_n^-\} \quad (4)$$

ایده‌آل منفی :

در این روابط، J شاخص‌های مثبت و J' شاخص‌های منفی هستند.

گام پنجم: محاسبه فاصله از ایده‌آل مثبت و منفی: منفی با توجه به روابط ۵ و ۶ میزان فاصله هریک از گزینه‌ها از ایده‌آل مثبت و ایده‌آل تعیین می‌شود.

$$d_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (V_{ij} - V_j^+)^2} ; i = 1, 2, \dots, m \quad (5)$$

$$d_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (V_{ij} - V_j^-)^2} ; i = 1, 2, \dots, m \quad (6)$$

گام ششم: محاسبه میزان نزدیکی هر کدام از عوامل به عامل ایده‌آل مثبت و ایده‌آل منفی: در این مرحله میزان نزدیکی هر یک از گزینه‌ها به ایده‌آل مثبت و ایده‌آل منفی (CL) طبق رابطه ۷ به دست می‌آید.

$$CL_i = \frac{d_i^-}{d_i^- + d_i^+} \quad (7)$$

گام هفتم: رتبه‌بندی گزینه‌ها: در این مرحله گزینه‌ها بر اساس مقدار CL رتبه‌بندی می‌شوند؛ به عبارتی هر گزینه‌ای که CL بالاتری داشته باشد رتبه بهتری کسب خواهد کرد (ژانگ^۱، ۲۰۱۱)

۵- روش‌شناسی تحقیق

پژوهش حاضر یک بررسی توصیفی است؛ که دو قرارداد بیع متقابل و IPC را به روش کمی TOPSIS ارزیابی نموده است. همچنین از نظر نوع هدف، تحقیق، کاربردی محسوب می‌شود. به منظور جمع‌آوری اطلاعات، از روش کتابخانه‌ای استفاده شده است. انتخاب معیارهای مؤثر بر نظام مالی در قرارداد بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران از طریق مطالعه ادبیات موضوع و مصاحبه با خبرگان شناسایی شده است. از آنجاکه اولویت‌بندی معیارهای نظام مالی نیاز به دانش کافی در مسائل مالی در صنایع بالادستی و پایین‌دستی صنعت نفت دارد، لذا اولویت‌بندی به روش میدانی با توزیع پرسشنامه و با استفاده از قضاوت ۲۰ نفر از مدیران و مسئولان قراردادهای نفتی، صاحب‌نظران و اساتید حوزه نفت و گاز انجام شده که نتایج انتخاب معیارها، در جدول ۲ ارائه شده است. معیارهای منتخب با توجه به روش کمی‌سازی داده‌های کیفی در مدل تاپسیس کمی، توسط خبرگان مطابق با جدول ۱ امتیازدهی شده، سپس با استفاده از شش گام مدل تاپسیس، معیارها اولویت‌بندی گردیدند. جهت تجزیه و تحلیل اطلاعات از نرم‌افزار TOPSIS استفاده شده است.

جدول ۲. معیارهای به کار رفته جهت ارزیابی نظام مالی قرارداد بیع متقابل و IPC

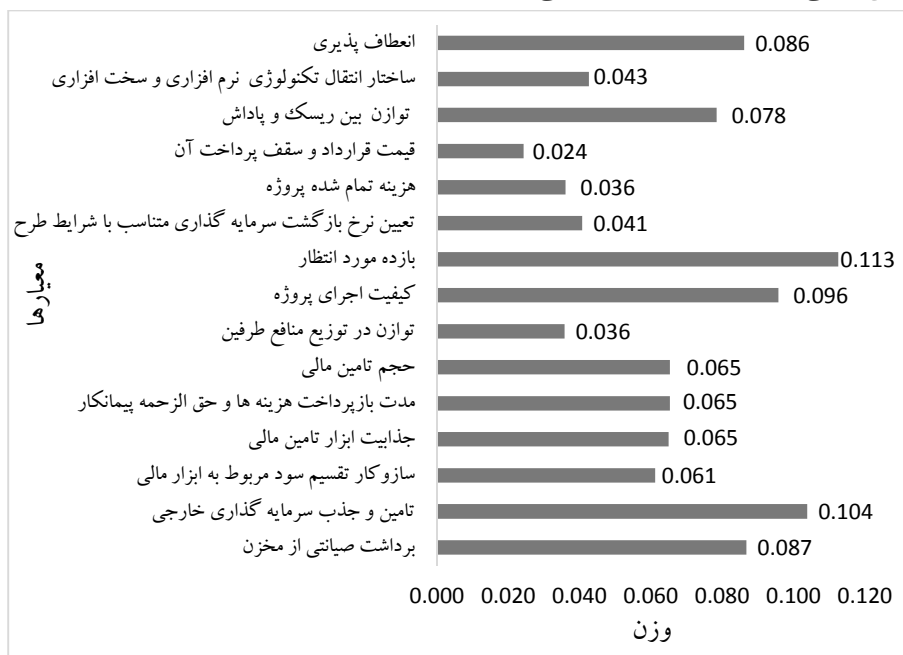
معیارها	محقق
هزینه فرصت از دست رفته، برداشت صیانتی از مخزن، افزایش و تداوم سطح تولید جاری، حاکمیت و مدیریت عملیات، مالکیت مخزن، انتقال دانش فنی، کیفیت اجرای پروژه، انعطاف‌پذیری، هزینه تمام شده پروژه.	عباسی و مصطفوی (۱۳۹۵)
الزام قانونی (اصل مالکیت و اصل حاکمیت دولت بر منابع و مخازن)، تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی، تأمین مصالح کشور و توسعه اقتصادی (اصل تولید صیانتی، اصل توسعه اقتصادی کشور).	منتظر و ابراهیمی (۱۳۹۱)
۱- عوامل مربوط به منبع تأمین مالی کننده: سطح ریسک‌پذیری، بازده مورد انتظار، حجم تأمین مالی، افق زمانی تأمین مالی. ۲- شرکت تأمین مالی شونده: ساختار بهینه سرمایه، هزینه فرآیند تأمین مالی، جذابیت ابزار تأمین مالی، اعتباری شرکت، سازوکار تقسیم سود مربوط به ابزار مالی، محدودیت‌های مربوط به (محل) استفاده از وجوه ابزار مالی، ریسک‌های مرتبط با ابزار. ۳- عوامل کلان سیاسی و اقتصادی: سیاست‌های مالی دولت، سیاست‌های پولی بانک مرکزی، سیاست‌های	ذاکر نیا، خواجه‌زاده دزفولی، فدایی واحد (۱۳۹۵)

محقق	معیارها
	نظارتی سازمان بورس، وجود محدودیت‌های شرعی و قانونی.
ابراهیمی و شیرجیان (۱۳۹۳)	قیمت قرارداد و سقف پرداخت آن، بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه پیمانکار، حدنصاب خرید، توازن بین ریسک و پاداش، توازن در توزیع منافع طرفین، حداکثر سازی ضریب بازیافت میدان توسط پیمانکار، رعایت اصل تولید صیانتی از میادین، انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار و هزینه‌های تکلیفی پیمانکار به واسطه نوسانات بازار و رفتار مخزن.
مومنی وصالیان، غنیمی فرد، محمودی (۱۳۸۹)	اقتصادی بودن طرح، برداشت صیانتی از مخزن، انعطاف‌پذیری و ایجاد عوامل انگیزشی، ریسک‌پذیری.
جمع‌بندی و معیارهای برگزیده	برداشت صیانتی از مخزن، تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی، سازوکار تقسیم سود مربوط به ابزار مالی، جذابیت ابزار تأمین مالی، مدت بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه پیمانکار، حجم تأمین مالی، توازن در توزیع منافع طرفین، کیفیت اجرای پروژه، بازده مورد انتظار، تعیین نرخ بازگشت، سرمایه‌گذاری متناسب با شرایط هر طرح، هزینه تمام شده پروژه، قیمت قرارداد و سقف پرداخت آن، سطح ریسک‌پذیری- توازن، بین ریسک و پاداش، ساختار انتقال تکنولوژی، نرم‌افزاری و سخت‌افزاری، انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار و هزینه‌های تکلیفی پیمانکار به واسطه نوسانات بازار و رفتار مخزن

۶- یافته‌های تحقیق

در این بخش نتایج و یافته‌های حاصله در قالب وزن دهی معیارها و رتبه‌بندی آن در دو قرارداد بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران ارائه شده است و درنهایت بررسی مقایسه‌ای از نتایج حاصل انجام می‌گیرد.

وزن دهی معیارهای مورد بررسی



منبع: یافته‌های تحقیق

نمودار ۳. وزن معیارهای استخراج شده برای تصمیم‌گیری نظام مالی قراردادهای نفتی

وزن‌های جدول فوق با توجه به نظرات خبرگان استخراج شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود در بین معیارهای مورد بررسی به ترتیب بازده مورد انتظار، تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی، کیفیت اجرای پروژه، برداشت صیانتی از مخزن، انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار و هزینه‌های تکلیفی پیمانکار به واسطه نوسانات بازار و رفتار مخزن نسبت به سایر معیارها از اهمیت بیشتری برخوردارند.

مقایسه قرارداد بیع متقابل و IPC

جدول ۳. نتایج رتبه‌بندی وزن معیارها در قرارداد بیع متقابل و IPC

قرارداد بیع متقابل				قرارداد IPC				معیار
رتبه	وزن	فاصله از ایده‌آل منفی	فاصله از ایده‌آل مثبت	رتبه	وزن	فاصله از ایده‌آل منفی	فاصله از ایده‌آل مثبت	
۸	۰/۰۶۱	۰/۵۲	۰/۴۰	۵	۰/۰۹۲	۰/۹۷	۰/۵۶	برداشت صیانتی از مخزن
۷	۰/۰۷۳	۰/۴۰	۰/۴۴	۱	۰/۰۹۹	۰/۹۶	۰/۴۴	تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی
۱۴	۰/۰۴۰	۰/۶۴	۰/۲۶	۱۰	۰/۰۶۱	۰/۵۸	۰/۸۱	سازوکار تقسیم سود مربوط به ابزار مالی
۱۱	۰/۰۵۱	۰/۵۸	۰/۹۳	۹	۰/۰۷۱	۰/۶۹	۰/۷۲	جذابیت ابزار تأمین مالی
۱۲	۰/۰۴۸	۰/۵۶	۰/۲۹	۸	۰/۰۷۵	۰/۷۰	۰/۶۶	مدت بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه پیمانکار
۱۵	۰/۰۳۴	۰/۶۷	۰/۲۱	۶	۰/۰۸۹	۰/۹۳	۰/۵۸	حجم تأمین مالی
۲	۰/۰۹۱	۰/۳۱	۰/۵۷	۱۳	۰/۰۲۳	۰/۲۳	۱/۱۸	توازن در توزیع منافع طرفین
۵	۰/۰۷۷	۰/۴	۰/۴۸	۷	۰/۰۸۷	۰/۸۵	۰/۵۷	کیفیت اجرای پروژه
۳	۰/۰۸۸	۰/۳۴	۰/۵۷	۳	۰/۰۹۷	۰/۹۶	۰/۴۸	بازده مورد انتظار
۴	۰/۰۷۹	۰/۳۸	۰/۴۹	۱۲	۰/۰۳۳	۰/۳۲	۱/۰۹	تعیین نرخ بازگشت سرمایه‌گذاری متناسب با شرایط طرح
۱	۰/۱۲۵	۰/۹	۰/۷۷	۱۵	۰/۰۱۳	۰/۱۳	۱/۲۷	هزینه تمام شده پروژه
۶	۰/۰۷۶	۰/۳۹	۰/۴۷	۱۴	۰/۰۱۹	۰/۱۸	۱/۲۲	قیمت قرارداد و سقف پرداخت آن
۱۳	۰/۰۴۱	۰/۶۲	۰/۲۶	۲	۰/۰۹۸	۱/۰۶	۰/۵۱	توازن بین ریسک و پاداش
۹	۰/۰۶۰	۰/۴۹	۰/۳۶	۱۱	۰/۰۴۷	۰/۴۷	۰/۹۸	ساختار انتقال تکنولوژی نرم‌افزاری و سخت‌افزاری
۱۰	۰/۰۵۸	۰/۵۳	۰/۳۷	۴	۰/۰۹۶	۰/۹۵	۰/۴۹	انعطاف‌پذیری

منبع: یافته‌های تحقیق

در مرحله آخر روش TOPSIS، نزدیکی نسبی گزینه‌ها به راه‌حل ایده‌آل، محاسبه گردید. با محاسبه این نسبت، هر معیاری که فاصله نسبی آن با راه‌حل ایده‌آل منفی بیشتر و فاصله نسبی آن با راه‌حل ایده‌آل مثبت کمتر باشد، شاخص نزدیکی آن بیشتر است و در نتیجه در جایگاه بالاتری قرار خواهد گرفت که بر اساس جدول شماره ۳، رتبه‌های آن قابل مشاهده است. مقایسه تطبیقی نتایج دو روش قراردادی نشان می‌دهد: در مقایسه رتبه وزن معیارها، معیار بازده مورد انتظار در قرارداد بیع متقابل و IPC رتبه مساوی داشت. توضیح اینکه در هر کدام از قراردادهای مورد بررسی، سرمایه‌گذار خارجی و شرکت ملی نفت ایران سود یا بهره خاصی را مد نظر دارند که با توجه به ریسکی که قبول می‌کنند، تعیین می‌گردد. در هر سه نسل قراردادهای بیع متقابل، سرمایه‌گذار خارجی سهمی در سود ناشی از افزایش قیمت نفت ندارد و نرخ بازده پروژه برای سرمایه‌گذار خارجی، در سطح مشخصی بوده و از مقداری که در قرارداد تعیین شده، بیشتر نمی‌شد. دستمزد در قرارداد بیع متقابل به صورت معین در زمان انعقاد قرارداد مشخص شده و همراه با هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی سرمایه‌گذار در اقساط ۵-۷ ساله پرداخت می‌گردید. در قرارداد جدید نفتی نرخ بازده پروژه برای سرمایه‌گذار تعیین نشده و محدودیتی برای آن ایجاد نمی‌شود. دستمزد پروژه یا پاداش نیز به عوامل مختلف از جمله میزان تولید وابسته بوده و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد، پرداخت می‌گردد (ماده ۶ قرارداد).

هزینه تمام شده پروژه در قرارداد بیع متقابل بالاترین درجه اهمیت و در قرارداد IPC کمترین درجه اهمیت را داشت. انعقاد قراردادهای بیع متقابل با توجه به قیمت جهانی پایین نفت و کمبود منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران، فرصت مناسبی را برای کشور در توسعه 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 آن‌ها، هزینه تمام شده پیمان با توجه به قیمت جهانی نفت در زمان تحقق تولید و اتمام قراردادها، شرایط فوق‌العاده‌ای را برای کشور رقم زد و به لحاظ اقتصادی منفعت حاصل شده برای کشور بسیار بیشتر از شرکت‌های بین‌المللی نفتی حاضر در این قراردادها بود.

اهمیت معیارهای انعطاف‌پذیری، توازن بین ریسک و پاداش، بازده مورد انتظار، تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی در قرارداد IPC تقریباً یکسان بود. معیارهای بازده مورد انتظار و کیفیت اجرای پروژه در دو قرارداد دارای اهمیت مساوی بودند بنابراین در انتخاب نوع قرارداد این معیارها اهمیت یکسان داشته یا به بیان دیگر می‌توان این نتیجه را گرفت که این معیارها، باوجود آنکه اهمیت بالایی در هر کدام از قراردادهای دارند اما در تصمیم‌گیری برای انتخاب نوع قرارداد مهم نمی‌باشند. نتایج نهایی اولویت‌بندی با توجه به معیارهای در نظر گرفته شده برای ارزیابی نظام مالی دو قرارداد بیع متقابل و IPC، در راستای انتخاب بهترین قرارداد در تأمین مالی و اجرای پروژه‌ها در بخش بالادستی نفت و گاز ایران، در جدول ۴ نشان داده شده است. نتایج نشان می‌دهد نظر متخصصان امر در صنعت نفت بر این است که قرارداد IPC می‌تواند منافع بیشتری را نصیب کشور سازد.

جدول ۴. خلاصه نتایج مقایسه نتایج رتبه‌بندی قرارداد بیع متقابل و IPC

قرارداد	فاصله از ایده‌آل منفی	فاصله از ایده‌آل مثبت	وزن
بیع متقابل	۷/۷۵	۴/۶۷	۰/۳۸
IPC	۴/۶۷	۷/۷۵	۰/۶۲

منبع: یافته‌های تحقیق

۷- نتیجه‌گیری

نتایج ارزیابی ۱۵ معیار در نظام مالی در دو قرارداد بیع متقابل و قرارداد IPC به روش TOPSIS نشان داد، ۳ معیار تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی، برداشت صیانتی از مخزن و انعطاف‌پذیری از اهمیت بالاتری برخوردار بودند و این معیارها در قرارداد IPC رتبه بالاتری را نسبت به قرارداد بیع متقابل دریافت کرد، بنابراین قرارداد IPC به عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت ایران شناسایی شد.

در یک جمع‌بندی مختصر با توجه به نتایجی که ذکر گردید، بیان می‌گردد، یکی از اهداف اصلی قراردادهای نفتی تشویق و حمایت از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میدان‌های هیدروکربنی به‌ویژه میادین پر ریسک و مشترک

کشور می‌باشد. یکی از انتقادهایی که به قرارداد بیع متقابل وارد می‌شود، عدم پیش‌بینی ساز و کاری مناسب و پویا به منظور ایجاد و ارتقا سطح انگیزه شرکت‌های بین‌المللی نفتی جهت حضور در میدان پر ریسک و یا مشترک بود. در اجرای قرارداد IPC، به‌صرفه بودن سرمایه‌گذاری یکی از جاذبه‌های سرمایه‌گذاری می‌باشد زیرا در قرارداد جدید با استفاده از روش‌های جدید، امکان افزایش ضریب بازیافت از مخازن و جلوگیری از افت تولید فراهم شده است.

اصل تولید صیانتی، حداکثر استفاده از تولیدات حاصل از میدان‌های نفتی می‌باشد. یکی از ویژگی‌های قرارداد بیع متقابل، کوتاه بودن مدت طرح است (عمر متوسط قراردادهای بیع متقابل ۵ تا ۶ سال) از همین حیث، یکی از اشکالات مطرح شده در این قرارداد، غیرصیانتی بودن تولید بوده زیرا برای پیمانکار تولید از میدان در بلندمدت اهمیت و اولویتی نداشت. از آنجاکه IPC قراردادی بلندمدت می‌باشد و میزان پاداش، متناسب با میزان تولید هر بشکه نفت تعیین می‌گردد، لذا پیمانکار برای دستیابی به سود حداکثری و حداکثر بازیافت نگاهی بلندمدت به مخزن داشته و به دنبال تحقق تولید صیانتی است. در بند ج ماده ۳ الگوی قراردادهای جدید، به مسئله صیانت پرداخته شده است^۱. در این بند، دو هدف دنبال شده است: فراهم آوردن حداکثر ضریب بازیافت از میدان (رویکرد فنی) و دوم فراهم آوردن حداکثر بازده اقتصادی و ارزش خالص حال^۲ (رویکرد اقتصادی).

منظور از انعطاف‌پذیری قرارداد، تسهیم منصفانه دریافتی طرفین قرارداد (کارفرما و پیمانکار) در شرایط متغیر بازار نفت و گاز می‌باشد. تعیین سقف مشخص در نسل اول و دوم قرارداد بیع متقابل باعث انعطاف‌پذیری پایین قرارداد از یکسو و کاهش تعامل پیوسته میان پیمانکار و کارفرما در جریان تعیین هزینه‌های سالیانه از سوی دیگر گردیده بود. همان‌طور که بیان شد در قرارداد بیع متقابل سقف هزینه‌های سرمایه‌ای

۱. بند ج ماده ۳: تعهد طرف دوم قرارداد به برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز در طول دوره قرارداد با بکارگیری فناوری‌های نوین و پیشرفته و سرمایه‌گذاری‌های لازم از جمله اجرای طرح‌های بهبود با افزایش ضریب بازیافت متناسب با پیچیدگی‌های میدان یا مخزن.

2. Net Present Value (NPV)

بسته بوده و در صورت هزینه اضافه بر سقف مشخص شده، بازپرداخت به پیمانکار صورت نمی‌گرفت حتی در نسل سوم سقف هزینه‌ها مشخص بود ولی این سقف در بازه زمانی یک تا دو سال بر مبنای مناقصه بسته می‌شد. گرچه ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای از پیمانکار گرفته شده است، اما کماکان ریسک افزایش هزینه‌های عملیاتی وجود داشت. در قرارداد جدید نفتی ایران طبق آنچه در بند "ث" ماده ۸ قرارداد آمده است، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای وجود ندارد و اصطلاحاً سقف باز می‌باشند و هزینه‌های سرمایه‌ای براساس برنامه‌های مالی عملیاتی، به‌صورت سالانه تعیین می‌گردد. دوره بازپرداخت در قرارداد بیع متقابل مشخص بوده و اگر قیمت نفت خام بالا باشد، بازپرداخت در دوره کوتاه‌تری انجام می‌شود و در صورت کاهش قیمت نفت، بازپرداخت برای مدتی طولانی‌تر بوده و با ناکافی بودن میزان تولید، ممکن بود قسمتی از هزینه‌ها به پیمانکار بازپرداخت نشود. در قرارداد جدید نفتی از زمان رسیدن میدان به تولید اولیه، تمام هزینه‌ها و پاداش طبق دوره تعیین شده در قرارداد پرداخت می‌گردد (ماده ۱۰ قرارداد) و پایان دوره قرارداد مانع از پرداخت هزینه‌های باقی‌مانده با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد (ماده ۶ بند پ ۱). در قرارداد بیع متقابل دستمزد ثابت و براساس عوامل مختلف انعطاف‌پذیر نبوده و تقریباً برابر نصف هزینه‌های سرمایه‌ای محاسبه می‌شد. در قرارداد جدید نفتی دستمزد بر اساس میزان تولید روزانه تعیین گردیده و نرخ آن بر اساس قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل R و سطح تولید شناور می‌باشد.

۱. دستمزد برای تولید هر بشکه نفت از میدان‌ها یا مخازن نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد گاز و هر بشکه میعانات گازی از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم، هزینه‌های غیر مستقیم و هزینه‌های بهره برداری به همراه هزینه‌های تامین مالی متعلقه بر اساس قرارداد حسب مورد جهت اجرای طرح از محل حداکثر ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آن‌ها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد.

۸- پیشنهادات

- از آنجا که در مورد مخازن مشترک با کشورهای همسایه، قوانین مدونی وجود ندارد و تنها ممکن است بر طبق توافق طرفین، بهره‌برداری از مخازن مشترک انجام پذیرد لذا پیشنهاد می‌گردد در زمینه جذب سرمایه‌گذاری خارجی، اولویت فعالیت‌های توسعه و اکتشاف بر روی مخازن مشترک موجود و احتمالی آتی قرار گیرد.
- یکی از اسباب لازم برای توسعه میادین نفتی و سرمایه‌گذاری در بخش‌های بالادستی، برخورداری از سطح بالای فناوری می‌باشد و چون ایران در این مقوله در سطح مقبولی قرار ندارد لذا توجه جدی به این مقوله ضروری به نظر می‌رسد.
- با توجه به تأثیرپذیری نرخ پایه دستمزد از عامل R در قرارداد IPC بایستی به نوعی پیمانکار در روند تصویب برنامه و بودجه سالیانه و همچنین روند اجرای پروژه مورد ممیزی قرارگیرد تا از بروز هزینه‌های اضافی و تحمیلی که می‌تواند عامل R و به طبع آن نرخ پایه دستمزد را تحت تأثیر قرار می‌دهد^۱، جلوگیری نمود.
- انسجام درونی تصمیمات (ارزیابی ریسک تبعات بلندمدت تصمیمات در برنامه‌ریزی‌ها و رعایت تعادل بین ریسک و پاداش در تعریف تعهدات پیمانکار باعث می‌گردد پیمانکار با اطمینان کامل به فکر استفاده از جدیدترین روش‌ها و فناوری‌ها گردد.
- بهینه‌سازی ظرفیت تولیدی نصب شده^۲ با شناخت مخزن و شرایط بازار.
- برنامه‌ریزی جهت توسعه کل زنجیره ارزش (صنایع پایین دستی و سایر صنایع وابسته).

1. Gold plating

۲. ظرفیت تولیدی نصب شده را ظرفیت طرح می‌نامند. این ظرفیت کلیه جنبه‌های نفت خام اعم از استخراج، حمل و نقل، انبار، تبدیل و پالایش را شامل می‌شود. در عربستان سعودی به جای ظرفیت نصب شده، واژه ظرفیت تسهیلاتی به کار می‌برند که دستگاه‌های جدا سازی گاز از نفت، خطوط لوله عمده و اصلی و سکوهاى بارگیری را شامل می‌شود (احمدیان، ۱۳۷۸).

منابع

- ابراهیمی، سید نصرالله و شیریحیان، محمد (۱۳۹۳)، قراردادهای بالادستی نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید، فصلنامه اقتصاد و انرژی. سال سوم، شماره ۱۰، صفحه ۳۹-۱.
- احمدیان، مجید (۱۳۷۸)، اقتصاد نظری و کاربرد نفت، ناشر پژوهشکده اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس، چاپ اول. صفحه ۵۷۴-۱.
- امامی میبدی، علی و اعلمی، رباب (۱۳۹۱)، جزوه آموزشی اقتصاد انرژی، انتشارات دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، صفحه ۱۸۷-۱.
- جلیلی، محمد، فلاح شمس، میرفیض، سید مصطفی، زین‌الدین و محمدی‌ها، سعید (۱۳۸۹)، رتبه‌بندی شیوه‌های تأمین مالی خارجی برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت جمهوری اسلامی ایران با استفاده از روش تحلیل سلسله مراتبی، فصلنامه مطالعات کمی در مدیریت، دوره ۱، شماره ۲، صفحه ۷۹-۵۳.
- حسن بیگی، ابوالفضل (۱۳۸۱)، نفت بای‌بک و منافع ملی، تهران: انتشارات آوای نور، ۱۳۸۱، صفحه ۲۰۲-۱.
- حسینی، محمدمهدی (۱۳۹۳)، فضای بین‌المللی صنعت نفت، قراردادها و راهبردها، همایش ارزیابی و معرفی الگوی جدید قراردادهای نفتی، دانشگاه امام صادق.
- درخشان مسعود (۱۳۹۲)، ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران. سال سوم، صفحه ۱۱۳-۵۳.
- ذاکرنیا، احسان، خواجه‌زاده دزفولی، مهدی و فدایی واحد، میثم (۱۳۹۵)، اولویت‌بندی عوامل مؤثر بر انتخاب شیوه تأمین مالی در ایران با استفاده از روش TOPSIS در محیط فازی مبتنی بر متغیرهای کلامی، مجله مهندسی مالی و مدیریت اوراق بهادار، دوره ۷، شماره ۲۷، تابستان ۱۳۹۵، صفحه ۷۰-۵۳.

رحیمی، فتح‌الله و شافع میرشهبیز (۱۳۹۴)، قرارداد بین‌المللی نفتی بیع متقابل و موقعیت آن در رویارویی با عقود اسلامی، فصلنامه پژوهش تطبیقی حقوق اسلام و غرب، دوره ۲، شماره ۱، صفحه ۲۹-۵۶.

زحمت‌کش، حسین (۱۳۹۳)، رژیم حقوقی و ترتیبات مالی در قراردادهای بالادستی در صنعت نفت، فصلنامه مطالعات خصوصی، دوره ۴۴، شماره ۳، پاییز ۱۳۹۳، صفحه ۴۲۰-۴۰۱.

زهدی، مسعود (۱۳۹۲)، ساختار قراردادهای بین‌المللی سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز و کاربرد علوم مالی، حسابداری و اقتصاد در آن‌ها و تحولات قرارداد، نشر شرکت هزاره سوم اندیشه، صفحه ۲۰-۱۹.

شیروی، عبدالحسین و ابراهیمی، سید نصرالله (۱۳۸۸)، اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل، مترجم: مجتبی اصغریان مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال ۲۶، شماره ۴۱، صفحه ۲۶۲-۲۴۳.

صارمی، محمود، جمالی، احمد (۱۳۸۲)، کاربرد مدل تصمیم‌گیری چند شاخصه فازی برای انتخاب شیوه مناسب سرمایه‌گذاری خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت جمهوری اسلامی ایران، فصلنامه پژوهشنامه بازرگانی، دوره ۸، شماره ۲۹، صفحه ۱۸۸-۱۶۷.

عامری، فیصل، شیرمردی دزکی، محمدرضا (۱۳۹۳)، قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولیدکننده نفت: تحلیلی بر مالکیت نفت، نظارت و مدیریت دولت میزبان و رژیم مالی قرارداد. فصلنامه پژوهش حقوق خصوصی، سال دوم، شماره ششم، صفحه ۶۵-۱۰۸.

عباسی، ابراهیم و مصطفوی، سید ایمان (۱۳۹۵)، بررسی روش‌های تأمین مالی پروژه‌ها در بخش بالادستی صنعت نفت ایران، فصلنامه اقتصاد مالی، دوره ۱۰، شماره ۳۵، صفحه ۱۳۰-۱۰۳.

عسگری، محمدمهدی، شیرجیان، محمد و طاهری فرد، علی (۱۳۹۴)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران. فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال پانزدهم، شماره ۵۸، صفحه ۱۵۸-۱۱۱.

قلی پور، ناصر (۱۳۹۲)، ارائه الگوی مناسب توسعه سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ایران، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۹۹، صفحه ۳۶-۳۰.

قنبری جهرمی، محمدجعفر و اصغریان، مجتبی (۱۳۹۴)، مطالعه تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدماتی نفتی عراق و ایران، مجله مطالعات حقوق تطبیقی، دوره ۶، شماره ۲، صفحه ۷۷۱-۷۵۱.

کاظمی نجف‌آبادی، عباس (۱۳۹۳)، آشنایی با قراردادهای نفتی، تهران، مؤسسه مطالعات و پژوهش‌های حقوقی شهر دانش، صفحه ۲۱۲-۱.

محمودی، حسن، سلحشور، جمشید، مهدوی عادل، مهدی و خسروی، سلمان (۱۳۹۲)، ارزیابی و مقایسه قراردادهای بیع متقابل و طرح و ساخت با شرط تأمین مالی EPCF، هفتمین کنگره ملی مهندسی عمران، زاهدان، دانشگاه سیستان و بلوچستان، http://www.civilica.com/Paper-NCCE07-NCCE07_0142.html

مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل (۱۳۹۵)، معاونت پژوهش‌های اقتصادی، مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی، شماره مسلسل ۱۵۰۵۹.

منتظر، مهدی و ابراهیمی، سید نصرالله (۱۳۹۱)، دلایل استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران. مجله حقوقی بین‌المللی، دوره ۲۹، شماره ۴۷، صفحه ۴۵-۳۱.

مومنی وصالیان، هوشنگ، غنیمی فرد، حجت‌الله و محمودی، محمد (۱۳۸۸)، بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران. سال دوم، دوره ۲، شماره ۶، صفحه ۱۵۷-۱۳۵.

نیکبخت، حمیدرضا و آرین، محمد (۱۳۹۳)، طراحی الگوهای قراردادی جدید برای توسعه میادین هیدروکربوری ایران: بررسی و نقد قانون جدید وزارت نفت. فصلنامه تحقیقات حقوقی، شماره ۷۱، صفحه ۱۲۰-۷۵.

نیکبخت، حمیدرضا و موسوی، سید حسن (۱۳۹۴)، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، فصلنامه تحقیقات حقوقی، شماره ۷۲، صفحه ۶۹-۳۵.

Bindemann, K. (1999). Production-sharing agreements: an economic analysis, Oxford Institute for Energy Studies Chicago, 1-93.

Boykette, T., Peirano, M., Boria, S., Kelley, H., Schimana, E., Dekrout, A. (2012). Oil Contracts, How to Read and Understand a Petroleum Contract, Times Up Press.

Hwang, C.L., Yoon, K. (1981). Multiple Attributes Decision Making Methods and Applications, Berlin: Springer.

Jaffe, A.M. (2006). Iraq's Oil Sector: Issues and Opportunities. The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University.

Kayser, D. (2013). Recent research in project finance—a commented bibliography. Procedia Computer Science, 17, 729-736.

Kripa E, Xhafa H. (2013). Project finance, and projects in the energy sector in developing countries. Economics and Finance Review, Vol. 3(01), 1-11.

Mian, M. A. (2011). Project economics and decision analysis: deterministic models (Vol. 1). Pennwell Books.

Posner, R. A. (2014). Economic analysis of law. Wolters Kluwer Law & Business. Aspen Publishers, 6th edition, New York, p.15.

Schwartz, A. (2003). The law and economics approach to contract theory. Economic Analysis of the Law: Selected Readings, Edited by Wittman, Donald.A, Blackwell Publishing, 141-152

Shen-fa, W., & Xiao-ping, W. (2009). The rule and method of risk allocation in project finance. Procedia Earth and Planetary Science, 1(1), 1757-1763.

Shiravi, A., Ebrahimi, S. N. (2006, August). Exploration and development of Iran's oilfields through buyback. In Natural Resources Forum (Vol. 30, No. 3, pp. 199-206). Blackwell Publishing Ltd.

Zhang, H., Gu, C. L., Gu, L. W., & Zhang, Y. (2011). The evaluation of tourism destination competitiveness by TOPSIS & information entropy—A case in the Yangtze River Delta of China. *Tourism Management*, 32(2), 443-451.

رانت منابع طبیعی، فساد و حکمرانی خوب (شواهدی از کشورهای دارنده منابع طبیعی)

علی رضا ناصری

استادیار گروه توسعه و برنامه‌ریزی اقتصادی دانشگاه تربیت مدرس، nasseri@modares.ac.ir

سجاد فرجی دیزجی^۱

استادیار گروه توسعه و برنامه‌ریزی اقتصادی دانشگاه تربیت مدرس،

s_dizaji@modares.ac.ir

حمید رضا پورسلیمی

کارشناس ارشد اقتصاد انرژی دانشگاه تربیت مدرس، hamidrezap2@gmail.com

تاریخ دریافت: ۹۵/۰۸/۱۵ تاریخ پذیرش: ۹۶/۰۵/۰۷

چکیده

پژوهش حاضر سعی دارد تا ضمن بررسی تأثیر رانت منابع طبیعی بر شاخص فساد در کشورهای دارای وفور منابع طبیعی، اثرات تعاملی رانت و حکمرانی خوب را بر روی فساد این کشورها آزمون کند. بدین منظور یک مدل نظری با رویکرد تئوری بازی‌ها و با بهره‌گیری از رهیافت سمبیت باتچریا (Sambit Bhattacharyya) و رولند هودلر (Roland Hodler) طراحی شده است. بر مبنای مدل فوق و جهت انجام آزمون تجربی، داده‌های مربوط به شاخص فساد، شاخص حکمرانی خوب، درآمدهای حاصل از منابع طبیعی و سایر درآمدهای ۵۰ کشور منتخب که بالاترین سطح درآمدی حاصل از منابع طبیعی را دارند، در فاصله سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۴ و در قالب رهیافت پانل دیتا مورد استفاده قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که رابطه بین فساد و رانت منابع به کیفیت شاخص‌های حکمرانی خوب وابسته است به گونه‌ای که با محقق شدن حداقلی از این شاخص، می‌توان اثرات فسادآفرین رانت منابع را کنترل نمود. با کنترل اثرات دوره‌های زمانی و اثرات ثابت منطقه‌ای و سایر متغیرها، نتایج فوق حفظ می‌شود. همچنین استفاده از شاخص‌های اثر بخشی دولت (Governance Effectiveness) و شاخص کیفیت مقررات (Regulatory Quality) به جای شاخص حکمرانی خوب نیز نتایج کلی مطالعه را تأیید می‌کند.

طبقه‌بندی JEL: O11, D72, C59, C33

کلیدواژه‌ها: حکمرانی خوب، شاخص فساد، رانت منابع، نظریه بازی‌ها، پانل دیتا

۱- مقدمه

در مواجهه با آثار منفی رانت منابع طبیعی در اقتصاد کشورها، این سوال مطرح می‌شود که آیا بهره‌گیری از این منابع در هر صورت دارای مضرات بیشتری نسبت به منافع آن دارد یا آنکه می‌توان با حصول شرایطی به شکل مطلوبی از آنها بهره‌برداری نمود؟ این پژوهش به جای تمرکز صرف بر مسئله نفرین یا نعمت منابع طبیعی، به دنبال پاسخگویی به این مسئله است که چگونه ویژگی‌های دموکراتیک و نحوه حکمرانی دولت‌های برخوردار از منابع طبیعی می‌تواند در مفید یا مضر بودن درآمد حاصل از منابع طبیعی بر روی اقتصاد کشورها تعیین‌کننده و مؤثر باشد.

با در نظر گرفتن دو بازیگر اصلی در رابطه با رانت منابع یعنی دولت و جامعه پیش از هر چیز چند سوال مطرح می‌شود. آیا نهاد دولت از تمرکز و ثبات لازم برای اداره جامعه برخوردار است؟ آیا نهادهای منتقد و قدرتمند خارج از دولت برای کنترل مسالمت‌آمیز چنین دولت متمرکزی وجود دارند؟ نقش جامعه در رابطه با شکل‌گیری و عملکرد این نهادها چگونه است؟ نقش دولت در اقتصاد از اثر بخشی لازم برخوردار است یا آنکه بیشتر نقش اختلالی دارد؟ نهادهای دموکراتیک موجود به‌صورت واقعی ایفای نقش می‌کنند یا آنکه به شکل نهادهای صوری و شبه دموکراتیک درآمده‌اند؟ در اینجا است که اهمیت شاخص حکمرانی خوب برای سنجش وضعیت دولت و شاخص فساد برای دنبال کردن نتایج سیاست‌گذاری و اقدامات دولت در این حوزه مطرح می‌شود.

یکی از مجاری اصلی اثربخشی سوء رانت منابع طبیعی بر اقتصاد کشورها، گسترش فساد ساختار سیاسی و اقتصادی است که بسته به زمینه‌های نهادی هر کشور، میزان آن می‌تواند متفاوت باشد. شاخص فساد یکی از شاخص‌های حکمرانی خوب می‌باشد که سطح و میزان اثرپذیری آن از درآمدهای منابع- مطابق با مدلی که در پژوهش ارائه خواهد شد- به کیفیت دیگر شاخص‌های حکمرانی خوب وابسته است.

افزایش نقش اختلالی دولت‌ها از طریق افزایش حجم دستگاه دولت و گستردگی قوانین دولتی در مسیر انجام فعالیت اقتصادی سایر بخش‌ها، موجب افزایش هزینه‌های اقتصادی می‌گردد. از این رو دولت‌های مبتنی بر رانت منابع طبیعی برای جبران این هزینه‌ها و نیز به منظور جبران ناکارآمدی‌های خود به درآمد حاصل از منابع روی

آورده‌اند. تا جایی که وابستگی این دولت‌ها به رانت منابع طبیعی در یک بستر تاریخی شکل جدی‌تری به خود گرفته است. علاوه بر آن دولت‌های ناکارآمد وابسته به رانت، به‌منظور کاهش سطح انتقادات و همچنین تضمین بقای سیاسی خود به تضعیف نهادهای نوپای دموکراتیک نظیر انتخابات و مجلس روی می‌آورند و زمینه نهادی مقابله با ناکارآمدی خود و ساختار فاسد حاکمیتی را از بین می‌برند.

از سوی دیگر در مورد دولت‌هایی که عملکردی اثربخش داشته و قابلیت‌های منفی آنها توسط نهادهای مستقل و به‌وسیله گردش آزاد اطلاعات کنترل می‌گردد و علاوه بر آن امکان تغییر و تحول مسالمت آمیز آنها در هر زمان و مکان فراهم بوده و دگرگونی‌شان در گرو ایجاد بی‌ثباتی نمی‌باشد، می‌توان امیدوار بود که رانت منابع طبیعی در قالب صندوق تامین هزینه سیاست‌گذاری اختلال آمیز دولت در حوزه‌های مختلف و یا تعمیق بخش فساد سیستمی حاکمیت، نمود پیدا نکند. از این رو انتظار می‌رود به موازات افزایش اثربخشی دولت‌ها، زمینه نهادی جهت وابستگی سوء به درآمد منابع کاهش یافته و حتی استفاده دولت از این منابع برای ایفای نقش اثربخشی خود تحت نظارت‌های لازم و در جهت مولد نمودن و افزایش بازدهی این منابع و انتقال منافع آن به نسل‌های آینده صورت گیرد. در این پژوهش نقش شاخص‌های حکمرانی خوب در میزان فسادپذیری رانت منابع طبیعی، در مورد ۵۰ کشوری که دارای بالاترین درآمد از این منابع هستند در فاصله سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۴ به‌صورت تجربی مورد بررسی قرار می‌گیرد. بخش دوم تحقیق به مرور ادبیات موضوع و پیشینه تحقیق می‌پردازد. مدل نظری در بخش سوم ارائه شده است. تخمین تجربی مدل در بخش چهارم آورده شده است. در نهایت بخش پنجم به جمع بندی نتایج می‌پردازد.

۲- مروری بر ادبیات موضوع و پیشینه تحقیق

پس از پایان جنگ جهانی دوم و تا تا سال‌های آخر دهه ۱۹۷۰، نگرش دولت بزرگ به منزله رویکرد مسلط و با هدف سیاست‌گذاری توسعه در اکثر کشورها، رویکردی غالب بود. لذا اکثر اقتصاددانان و سیاست‌گذاران اعتقاد به دولت بزرگی داشتند که امور اقتصادی را همچون امور سیاسی در دست بگیرد و به‌منزله یک نهاد قدرتمند،

Evaluation of the Financial System of Buyback Oil Contracts and New Oil Contracts of Iran (IPC) through Use of TOPSIS Technique

Ali Emami Meibodi¹

Associate Professor, Faculty of Economics, Allameh Tabatabaei University,
emami@atu.ac.ir

Ahmad Hadi

Graduate of Industrial Management, Science and Research University Kermanshah

Branch, ahmad.hadi1390@gmail.com

Received: 2017/06/01 Accepted: 2017/10/05

Abstract

One of the most important aspects of oil contracts is their financial system. The financial provisions are proprietary and agreed to between the parties, and they play a significant role in the success of the contracts and the parties' satisfaction. In this article we present the nature and structure of the financial arrangements in the buyback contract and the new oil contract of Iran. We then use literature research and interviews with experts to choose criteria for assessment of financing arrangements. Our study indicates that the new oil contracts model is a suitable contract modality for the Iranian oil industry, in terms of producing the most satisfactory results with regards to attraction of foreign investment and financing, sustainable production of oil, logical flexibility in the description, and costs of contractors' obligations.

JEL Classification: E32, K12, E66

Keywords: buyback, IPC, the financial system, TOPSIS Technique

1. Corresponding Author