Journal iranian political sociology

Vol. 5, No.11, Bahman2023

Abstract

Providing a very high amount of investment in the upstream sectors of the oil industry, especially the exploration and development of the fields, makes it difficult for developing countries, including Iran, to implement oil projects. One of the ways to compensate for the lack of capital and required financial resources is to conclude a contract with reputable international companies, and since the activity in the upstream sector of the oil and gas industry is very profitable, these companies have a high incentive to invest. Oil industry projects are always high-risk projects and the financial characteristics of oil contracts play an important role in the success of their implementation, so the structure of the financial system in oil contracts should be carefully considered. In this article, while stating the framework of the financial system of mutual sale contract and Iran's oil contracts and introducing the studies related to this research, different aspects of the two contracts have been compared in terms of different characteristics using the TOPSIS method and this issue has been analyzed. According to the results of the TOPSIS decision-making method, the components of the contractor's assigned costs, reasonable flexibility in the contractor's work description, maintenance withdrawal from the reservoir, and securing and attracting foreign investment were of high priority. Based on the introduced criteria, the IPC contract was identified as a suitable contract for Iran's oil industry.

Keywords: mutual sale contract, legal financial system, new Iranian oil contract.

ماهنامه علمی (مقاله علمی_پژوهشی) جامعه شناسی سیاسی ایران، سال پنجم،شماره یازدهم، بهمن ۱۴۰۱،صص۶۲۶۹-۶۲۴۲

مقایسه تطبیقی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی از منظر مالی در ایران

[۱]محسن کسائی زاده
[۲]سید عادل خراسانی

تاریخ دریافت :۲۸ /۱۴۰۱/۳
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۶/۱۹

چکیده

تأمین حجم بسیار بالای سرمایه‌گذاری در بخش‌های بالادستی صنعت نفت به ویژه 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 ازآنجاکه 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 به دقت مورد توجه قرار گیرد. در مقاله حاضر ضمن بیان چارچوب نظام مالی قرارداد بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران و معرفی مطالعات انجام شده مرتبط با این پژوهش، جوانب مختلف دو قرارداد از حیث ویژگی‌های مختلف با استفاده از روش تاپسیس مقایسه و به واکاوی این مسئله پرداخته شده است. با توجه به نتایج حاصل از روش تصمیم گیری تاپسیس، مولفه های هزینه های تکلیفی پیمانکار، انعطاف پذیری منطقی در شرح کار پیمانکار، برداشت صیانتی از مخزن و تامین و جذب سرمایه گذاری خارجی از اولویت بالایی برخوردار بودند. بر اساس معیارهای معرفی شده، قرارداد IPC به عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت ایران شناسایی شد.

کلیدواژه‌ها: قرارداد بیع متقابل، نظام مالی حقوقی، قرارداد جدید نفتی ایران.

[۱]گروه اقتصاد و انرژی، واحد اهواز، دانشگاه آزاد اسلامی، اهواز، ایران
[۲]گروه اقتصاد و انرژی، واحد اهواز، دانشگاه آزاد اسلامی، اهواز، ایران (نویسنده مسئول)

1 - مقدمه

خصوصیات مختلف نفت در زمینه استفاده‌های صنعتی و نظامی، کشورهای پیشرفته را به فکر دستیابی به منابع عظیم نفتی در سراسر جهان واداشت. شرکت‌های تجاری در حوزه نفت و گاز 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 عوامل ابتدا بایستی چارچوب‌های معینی به وجود می‌آمد تا امور در چهارچوب قرار گیرند. قراردادهای نفتی همان چارچوب‌ها هستند که از زمان کشف نفت، به‌عنوان ابزار رسیدن به منافع مشترک طرفین و تنظیم روابط آنها به کار گرفته شده‌اند. کشورهای تولیدکننده نفت نیازها، علایق و اهداف متفاوتی نسبت به شرکت‌های بین‌المللی که در قلمرو آن‌ها به کار اکتشاف و توسعه میادین نفتی مشغول هستند، دارند. تولیدکنندگان نفت که عمدتاً از کشورهای در حال توسعه نیز می‌باشند، به دنبال 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، ۱۳۹۳). 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، ۲۰۱۲). در هر قرارداد سرمایه گزاری نفتی، مواد و بندهای مالی و اقتصادی، از آنجا که مکانیسم تخصیص عواید و تسهیلات ریسک میان طرفین را معین می‌کنند، نقش محوری دارند و به نوعی می‌توان آن‌ها را ستون فقرات هر قراردادی قلمداد کرد. در واقع یکی از عمده‌ترین وجوه افتراق انواع قراردادها، بندها و مواد مالی و اقتصادی است (زحمت‌کش، ۱۳۹۳).

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، به تدریج 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. از این رو، سیاست اتخاذی در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۶۶ به مرور زمان در قوانین دیگر از جمله قوانین بودجه و قوانین برنامه پنج‌ساله توسعه

اقتصـــادی، 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 البته شرایط و ویژگی‌های بودجه‌های سالیانه‌ی مصوب مجلس شورای اسلامی نیز در مورد شیوهٔ استفاده از منابع مالی خارجی، کشور را به سمت استفاده از روش بیع متقابل رهنمون ساخت.

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 کشـور دارند را مورد توجه قرار داده تا منافع بیشـتری عاید کشـور شـود. از این رو به تدریج نگرش خود پیرامون بهره‌برداری از منابع طبیعی زیرزمینی را از شیوه اعطای امتیاز به بیگانگان و یا حتی سهیم نمودن آن‌ها در استخراج و بهره‌برداری از منابع نفت، به سمت قراردادهایی متحول نموده که با حفظ مالکیت کامل دولت بر منابع نفتی کشور، به‌صـورت پیمانکاری و خدماتی و متمایز از چارچوب‌های حقوقی مرسـوم و متداول در حقوق داخلی و بین‌المللی می‌باشند (رحیمی و شافع، ۱۳۹۴).

قراردادهای بیع متقابل، یک روش قراردادی و تأمین مالی برای توســعه 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 توســعه پروژه‌های نفت و گاز که پرهزینه، پرخطر و پیچیده می‌باشـــند، بود. به موجب قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار نسـبت به طراحی و مهندسـی، تأمین تجهیزات و ماشـین‌آلات و در نهایت، سـاخت و نصـب اقدام کرده و مسـئولیت تأمین مالی این پروژه‌ها نیز بر عهده خود شـرکت 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 گذشـت زمان بر مبنای شـرایط دچار تغییرات گردید که در قالب نسـل‌های اول، دوم و سـوم به کار گرفته شـد. نسـل اول قراردادهای بیع متقابل دو گونه بودند: قراردادهای توسعه‌ای یا قراردادهای اکتشافی که از سـال ۱۳۷۳ به‌عنوان پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایران معرفی شـدند. در این قراردادها بعد از تائید تجاری بودن میدان در نتیجه عملیات اکتشـاف، طرح توسعه میدان پیشـنهاد می‌شـد. نسـل 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. 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 کدام یک از انواع قراردادها متضمن کارایی بیشتری می‌باشد را فراهم نموده است (پارسنر ریچارد، ۲۰۰۳). هر قراردادی که واجد کارایی بیشتری برای طرفین باشد، مطلوب‌تر بوده و بر قراردادهای دیگر ارجحیت دارد. به طور 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، ۲۰۰۳).

نظام مالی در یک قرارداد نفتی به‌عنوان مکانیزم کنترل بازیافت هزینه‌ها، سود سرمایه‌گذاری یا حق‌الزحمه به‌عنوان فصل ممیز این قراردادها و یکی از مهم‌ترین پارامترهای مورد استفاده توسط شرکت‌های نفتی بین‌المللی برای ارزیابی فرصت‌های سرمایه‌گذاری محسوب می‌شوند. بنابراین از عمده‌ترین وجوه افتراق قراردادها به لحاظ کارایی، بندهای مالی می‌باشند. لذا ارزیابی و مقایسه‌ی رژیم مالی قراردادهای نفتی، از اهمیت قابل توجهی برخوردار است. اهمیت این موضوع برای کشورهایی که اقتصاد آنها به طور قابل ملاحظه‌ای به درآمدهای صنعت نفت و گاز وابسته است دوچندان می‌شود. به طور مثال در سال ۱۳۹۴، بخش نفت و گاز ۲٪ تولید ناخالص ملی، ۳۰٪ درآمدهای دولت و ۸۲٪ درآمدهای صادراتی در حساب ملی ایران را تشکیل می‌دهند (گزارش بانک جهانی[1]، ۲۰۱۶).

در آذرماه سال ۱۳۹۴ از مدل جدید قراردادهای نفتی ایران با عنوان اختصاری ای پی سی[2] برای توسعه میادین هیدروکربنی کشور رونمایی گردید که جایگزین قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت گردید که یک قرارداد خدماتی بوده و برخلاف 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

[1] World Bank
[2] Iran Petroleum Contracts

تصـویب هیئت وزیران رسـیده اسـت. از بررسـی در اصـول و سـاختار این الگوی قراردادی می‌توان نتیجه گرفت صـنعت نفت ایران همچنان علاقه‌مند به حفظ چارچوب‌های قراردادی خانواده قراردادهای خدمت در بخش بالادسـتی اسـت، زیرا قراردادهای بیع متقابل و الگوی جدید قرارداد نفتی ایران هر دو از نوع قراردادهای خدمت توأم با ریسـک به شـمار می‌روند. با این حال تغییرات در رابطه با رویکرد صـنعت نفت به روابط قراردادی با پیمانکاران و سـرمایه‌گذاران بین‌المللی با نظر به جذابیت بیشـتر این قراردادها برای پیمانکاران یا سـرمایه‌گذاران 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 ضـریب بازیافت در طول دوره بهره‌برداری، انجام توسعه مستمر و پلکانی، ارتباط دهی دستمزد به میزان کار انجام شده، از مهم‌ترین این تغییرات است (امامی میبدی و هادی، ۱۳۹۶).

در مقاله حاضر ضمن بیان چارچوب نظام مالی قرارداد بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران و معرفی مطالعات انجام شـده مرتبط با این پژوهش، جوانب مختلف دو قرارداد از حیث ویژگی‌های مختلف با اسـتفاده از روش تاپسـیس مقایسه و به واکاوی این مسئله پرداخته شده است.

2 - مبانی نظری

▪ بیع متقابل

با توجه به تعاریف مختلفی که ارائه‌شده است می‌توان چنین استنباط کرد که بیع متقابل عبارت است از معامله کالا به کالا یا پایاپای که به‌عنوان معاملات تهاتری یاد می‌شود اما در ابعاد بسیار گسترده‌تر و کیفیت بسیار پیچیده‌تر، در این معاملات پرداخت به‌صورت غیر از روش نقدی صورت می‌گیرد که همان‌طور که عنوان گردید درساهای اخیر بیع متقابل در بخش نفت و گاز و پتروشیمی جهت توسعه میدان‌ها و افزایش تولیدات آن مورد استفاده قرارگرفته

است[۳].

بیع متقابل را می‌توان یک شـرکت خارجی را در نظر گرفت که با لحاظ نمودن شـرایط و امکانات مختلف و دارایی‌ها و سـرمایه خود در کشـور دیگر سـرمایه‌گذاری صـنعتی و تکنولوژیکی یا کشـاورزی نماید و کارهای مختلف آن اعم از مطالعات ابتدایی اکتشـافی و اسـتخراج- نصـب سـکو در دریا یا خشـکی- احداث خطوط لوله و ایجاد و نصب قطعات مختلف پالایشگاه- جهت پالایش و تصفیه نفت و گاز یا واحدهای تبدیل مواد خام به موادی باارزش افزوده همچون مجتمع‌های پتروشـیمی و پلیمری را انجام دهد بدون آنکه از مالک اصـلی هزینه و اجرتی دریافت نماید. بلکه در عوض، هنگام بهره‌برداری از واحدهای مربوطه، از محصـولات آن مجتمع برداشـت نموده تا آنکه سرمایه و سود سرمایه و هزینه‌های جانبی را تسویه نمایند (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶).

درواقع در قرارداد بیع متقابل توافقی می‌باشـد که به‌موجب آن‌یک شـرکت نفت خارجی، تمام سـرمایه‌گذاری‌ها و تأمین مالی لازم را ارائه نموده و عملیات اکتشـاف و یا بهره‌برداری را درازای دریافت اصـل سـرمایه و میزان معینی سـود که از فروش نفت و گاز حاصـله، توسـط شـرکت ملی نفت ایران انجام می‌پذیرد را به انجام می‌رسـاند. یا به عبارتی در پروژه‌های بیع متقابل، سرمایه‌گذار خارجی تمام هزینه‌های اولیه و نگهداری پروژه را انجام داده و کنترل کامل آن را به‌محض اتمام پروژه به شـریک ایرانی منتقل می‌کند. پس‌ازآن سـرمایه‌گذار تمام هزینه مالی و مقدار ثابتی از تولید (سود) را مجدداً به دست می‌آورد[۴] (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶).

یا می‌توان گفت قراردادهای بیع متقابل قراردادهای خدماتی باقیمت ثابت یا بازگشـت ثابت‌اند که بین وزارت نفت و یک کنسـرسیوم برای انجام پروژه‌های تخصـصـی بسته می‌شـود و وقتی پروژه تکمیل شـد تمام بخش‌های پروژه تحت کنترل وزارتخانه (شـرکت ملی نفت ایران) قرار می‌گیرد. این روش سـرمایه‌گذاری به دولت اجازه می‌دهد سـرمایه‌های خارجی و خدمات و دانش فنی را جذب کرده و درعین‌حال هزینه مبادلات خارجی را کاهش و ظرفیت صـادرات را افزایش دهد. البته در برخی قراردادهای بیع متقابل گاهی به پیمانکار اجازه داده می‌شـود در خریدهای زیر صـد هزار دلار و یا قراردادهای خرید خدمت زیر پانصـد هزار دلار، بدون توجه به نظر کارفرما رأساً

---

[۳] دریا باری وشتائی، محمدزمان ومرتضی یکی حسکویی، سر یکصد ساله صنعت نفت ایران، تحولات حقوقی و سیاسی.

[4] International Energy Agency, Energy Balance of Oeed Countries, 2001-2004

عمل نماید که باعث کمتر شـدن نظارت کارفرما می‌گردد. چنانچه در انعقاد قراردادهای بیع متقابل نظارت دقیق بر فعالیت‌های اجرایی پیمانکاران از جنبه‌های مالی، فنی، حقوقی و بازرگانی صـورت نگیرد، حصـول اهداف مطلوب به‌راحتی میسـر نخواهد شـد و البته این امر مسـتلزم در اختیار داشـتن نیروهای کارآمد و متخصـص در زمینه‌های موردنظر می‌باشد. نهایتاً به‌طور خیلی خلاصه می‌توان بیع متقابل را این‌گونه عنوان نمود: به معاملاتی اطلاق می‌گردد که بر اسـاس آن صـادرکننده متعهد می‌شـود تا علاوه بر تعهداتی که صـادرکننده به‌طورمعمول دریک معامله نقدی می‌پذیرد، تعهدات اضـافی و متقابلی را به نفع واردکننده تقبل نماید. مفهوم بیع متقابل در ایران در قانون بودجه ۱۳۷۲ ایجاد شد ولی اصطلاح بیع متقابل برای نخستین بار در قانون بودجه سال ۱۳۷۳ به کار گرفته شد که براساس آن به شـرکت ملی نفت ایران اجازه داده شـد تا جهت راه‌اندازی پالایشـگاه گاز عسـلویه و توسـعه میدان‌های گازی پارس شـمالی و جنوبی مبادرت به انعقاد قرارداد بیع متقابل تا سـقف ۳/۵ میلیارد دلار آمریکا کند[5]. نمونه بارز بیع متقابل در ایران مشارکت شرکت توتال فرانسه- اجیپ وانی ایتالیا درپارس جنوبی و توسعه میدان‌ها نفتی دریایی در فلات قاره می‌باشـد. مثلاً در مورد میدان گازی پارس جنوبی: در واقع این میدان دربردارنده ۳۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز دو میلیارد بشکه مایعات گازی می‌باشد که بزرگ‌ترین میدان گازی محسوب می‌گردد که میان ایران و قطر مشـترک می‌باشـد. قطر از سـال ۱۹۹۲ میلادی برداشـت از این مخزن را آغاز نمود و تا سـال ۲۰۰۱ قریب به ۱۰ سـال به ارزش دو میلیارد دلار از این مخزن برداشـت کرد. وزارت نفت طرح توسـعه این مخزن را طی ۱۰ فاز در دستور کار قرارداد که فاز اول آن به یک پیمانکار ایرانی داد و فاز ۲ و ۳ آن به شرکت توتال فرانسه در سال ۱۳۷۶ داد (طاهری فرد و سلیمی فر، ۱۳۹۳).

- **مشخصات قراردادهای بیع متقابل**

این قراردادها چهار ویژگی اسـاسـی را دارا می‌باشـند که عبارت‌اند از: طولانی بودن پروژه، سـنگین بودن، ارتباط تولیدی بین کالاها و خدمات صـادراتی و کالاها خدمات بازخرید شـده، وجود دو قرارداد مجزا (صـاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶).

[5] Feshaki, Fereidun, Development of the Iranian Oil Industry, International and Domestic Aspects (praeger Publisher, New York, 1976.

- طولانی بودن پروژه[6]

با توجه به موضوع پروژه این مدت ممکن است بین چهار سال تا چندین دهه طول بکشد مثلاً ساخت یک پروژه اقتصادی عظیم که به خط تولید برسد یا توسعه یک میدان نفت و گاز، مستلزم زمان زیادی است علاوه بر این زمان جهت ساخت، پروژه برای اینکه به مرحله بهره‌برداری برسد نیازمند مدت‌زمان نسبتاً طولانی برای بازخرید شدن تدریجی محصولات تولیدی نیاز است (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶).

- سنگین بودن قراردادهای بیع متقابل

علی‌الاصول این قراردادها جهت راه‌اندازی پروژه‌های سنگین و گران‌قیمت مورداستفاده قرار می‌گیرد؛ و هزینه این پروژه‌ها ممکن است به صدها میلیون دلار برسد مثلاً قراردادهای بیع متقابلی که جهت توسعه میدان‌ها نفت و گاز منعقد می‌گردد عظیم بودن این پروژه‌ها را تائید می‌کند (طاهری فرد و سلیمی فر، ۱۳۹۳).

- ارتباط تولیدی بین کالاهای صادراتی و محصولات بازخرید شده

بدین معنی که درواقع صادرکننده اصلی می‌پذیرد که محصولات تولیدی آن پروژه یا مواد استخراج‌شده از آن پروژه را که با کمک و مساعدت خود او راه‌اندازی شده و به بهره‌برداری رسیده است بازخرید کند مثلاً اگر موضوع بیع متقابل توسعه، استخراج و بهره‌برداری از یک میدان نفت یا گاز باشد، نفت و گازی که بعداً براثر فرآیند توسعه و تولید موضوع قرارداد استخراج می‌گردد، توسط صادرکننده اصلی بازخرید می‌شود (طاهری فرد و سلیمی فر، ۱۳۹۳).

- وجود دو قرارداد مجزا

در قرارداد اول صادرکننده تعهد می‌کند تا کالاها و خدماتی را که در مقابل ثمن معینی جهت ساخت یا توسعه یک واحد اقتصادی ارائه نماید. در قرارداد دوم صادرکننده متعهد می‌شود که بخشی از محصولات تولیدی آن واحد اقتصادی را بازخرید کند. علی‌الاصول این دو قرارداد متضمن شروطی که نشان‌دهنده ارتباط آن‌ها با یکدیگر باشد، نیستند (صاحب هنر و همکاران. ۱۳۹۶).

[6] Long-Term

- **ویژگی‌های اصلی قراردادهای بیع متقابل**

به‌طورکلی می‌توان از ویژگی‌های اصلی و مهم این نوع قراردادها به موارد ذیل اشاره نمود:

به پیمانکار هزینه‌های سرمایه، هزینه‌های مربوطه مالی و سود از پیش تعیین‌شده در طول یک دوره سه‌ساله از تاریخ شروع تولید تا ۶۵ درصد تولید میدان نفتی بازپرداخت می‌شود. سود یا نرخ بازگشت برای پیمانکاران حدود ۱۳ درصد است. سود پرداختی به پیمانکار در اقساط مساوی از طریق دوره استهلاک از پیش تعیین‌شده سرمایه صورت می‌گیرد.

پیمانکاران هیچ‌گونه منافعی پس از پرداخت سود در پایان دوره ندارند (طاهری فرد و سلیمی فر، ۱۳۹۳).

- **قراردادهای نفتی جدید**

نسل جدید قراردادهای بالادستی که از آن تحت عنوان قراردادهای نفتی ایران یاد می‌شود اخیراً طراحی و در دستور کار وزارت نفت قرار گرفته است. در این گزارش به ارزیابی این قرارداد از جنبه‌های مختلف حقوقی، مالی، اقتصادی و فنی پرداخته و سعی شده است نقاط ضعف و قوت آن نسبت به قراردادهای بیع متقابل تبیین گردد. مهم‌ترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. همچنین دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت، عامل R ، سطح تولید و نوع میدان شناور است (به نقل از مرکز پژوهش‌های مجلس).

- **رژیم مالی قرارداد**

همان‌طور که بیان شد برخلاف قراردادهای بیع متقابل که پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری حضور نداشت، در قراردادهای آی پی سی شرکت خارجی در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد. به طور کلی از محل بخشی از عواید حاصل از نفت تولیدی در این قراردادها، هزینه و دستمزد پیمانکار (شرکت‌های خارجی- ایرانی) پرداخت می‌شود. در ادامه به بررسی مؤلفه‌ها و ساختار این دو مقوله پرداخته شده است (منظور و همکاران، ۱۳۹۵).

- **نفت هزینه**

هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی بر قرارداد نفتی ایران صورت می‌گیرد به سه دسته ذیل تقسیم‌بندی می‌شود:

الف) هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم : هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف برنامه توسعه و دیگر اهداف عملیات توسعه ضروری‌اند؛ این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شود:

هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به هدف تولید اولیه: میزان این هزینه‌ها برآورد شده و در قرارداد به‌عنوان تعهد متصدی عملیات نفتی برای هزینه کرد چنین مخارجی و دستیابی به اهداف تولید اولیه درج خواهد شد؛ هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی: براساس نتایج حاصل از عملیات ارزیابی و تولید اولیه و با در نظر گرفتن رفتار مخزن و طرح توسعه جامع میدان هزینه‌های الزام برای دستیابی به اهداف فاز بعدی توسط طرفین هر ساله مورد بازنگری و تصویب قرار می‌گیرد. برنامه و بودجه سالیانه که باید توسط کمیته مدیریت مشترک و شرکت ملی نفت تأیید گردد معیار تأیید و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای خواهد بود و انحراف از بودجه سالیانه نباید بیشتر از ۵ درصد باشد (منظور و همکاران، ۱۳۹۵).

ب) هزینه‌های غیرمستقیم:

هزینه‌های غیرمستقیم شامل تمامی هزینه‌هایی هستند که به وسیله متصدی تعهد و پرداخت شده‌اند و به‌صورت غیرمستقیم و مربوط به عملیات توسعه هستند؛ این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق سازوکار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهند شد، صرفاً شامل هزینه‌های قانونی ایران می‌باشند (منظور و همکاران، ۱۳۹۵).

ج) هزینه‌های پول:

در قرارداد بیع متقابل این ردیف هزینه‌ای تحت عنوان هزینه‌های پولی و به منظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش‌بینی شده است؛ مطابق این قرارداد، به پرداخت‌های نقدی و تعهد شده توسط پیمانکار، هزینه‌های بانکی با روش مرابحه مرکب تعلق می‌گیرد (زهدی، ۱۳۸۷). این هزینه‌ها به‌صورت ماهیانه محاسبه و تاریخ احتساب آنها روز نخست اولین ماه پس از ماهی است که به هزینه‌های غیرسرمایه ای و هزینه‌های بهره‌برداری

و هرگونه تأخیر در پرداخت اقساط هزینه‌ها تعلق می‌گیرد. نرخ محاسبه این هزینه‌ها از جمع نرخ بهره لایبور به علاوه یک درصد حاصل می‌شود.

اما در خصوص نحوه بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش‌بینی شده است که این مطالبات از محل عایدات میدان و در قالب نفت هزینه‌ای مستهلک خواهند شد. منظور از نفت هزینه‌ای عبارت است از؛ بخشی از تولیدات تخصیص یافته به منظور بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های تعهد و پرداخت شده اکتشاف، توسعه، تولید، هزینه‌های پول و حق‌الزحمه توسعه و بهره‌برداری از میدان به وسیله متصدی اکتشاف، توسعه و تولید میدان، برحسب مورد است. شایان ذکر است که میزان نفت هزینه از ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان تجاوز نخواهد کرد و حداکثر معادل ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان خواهد بود. بدین ترتیب هزینه‌های سرمایه‌ای که تا هنگام شروع تولید اولیه (یا نهایی از میدان) صورت گرفته حداکثر ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان شروع بازپرداخت باید پرداخت شود، آغاز بازپرداخت این هزینه‌ها بعد از شروع تولید اولیه و از محل تولیدات میدان خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ای که از تاریخ تولید هزینه‌های اولیه به بعد انجام شده است؛ نیز ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه کرد تسویه می‌گردند (منظور و همکاران، ۱۳۹۵).

د) دستمزد:

پرداخت دستمزد (فی) براساس میزان تولید محقق شده از میدان و به‌صورت فی در هر بشکه پیش‌بینی شده است. به طور مشخص میزان دستمزد در توسعه میادین به‌صورت زیر تعیین می‌گردد

DF (Payable) = (A) or (B) (Full Figure) × P (Plateau Percentage) × D (Plateau Duration Percentages)

به‌گونه‌ای که DF بیانگر دستمزد مربوط به توسعه میدان، Aنرخ دستمزد پایه برای میادین نفتی و B نرخ دستمزد برای میادین گازی، در حالت تحقق کامل اهداف قرارداد است P .درصد تحقق تولید نسبت به سطح پلتو قراردادی و D درصد پایداری تولیدی در سطح پلتو نسب به میزان مندرج در قرارداد است. به طور کلی نرخ دستمزد در مناطق خشکی و میادین غیرمشترک پایین‌تر و در مناطق دریایی به خصوص عمیق و میادین مشترک

بالاتر می‌باشد. همچنین نحوه تعدیل میزان دستمزد براساس RI و سطح تولید از میدان نیز به‌صورت زیر انجام خواهد گرفت:

RI = کل دریافتی انباشتی بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی/کل هزینه‌های انباشتی صورت گرفته و پرداخت شده توسط بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی

همان‌طور که قبلاً اشاره شد با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده (عامل R) در طول دوره انجام پروژه، نرخ دستمزد کاهش می‌یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد بادآورده به پیمانکار می‌باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد. طبق جدول فوق در صورتی که عامل R کمتر از ۱ باشد و تولید از میدان مورد بررسی کمتر از ۵۰ هزار بشکه در روز باشد، دستمزد (فی) برابر با A۱ خواهد بود. در صورت افزایش عامل R به نحوی که میزان آن بین ۱ و ۲ قرار گیرد و با فرض عدم افزایش تولید میدان از سطح ۵۰ هزار بشکه در روز دستمزد به B۱ کاهش خواهد یافت. همچنین در این قراردادها (احتمالاً) به منظور توجه بیشتر به میادین کوچکتر با افزایش سطح تولید از میدان نیز ضریب تعدیل‌کننده دستمزد کاهش می‌یابد (منظور و همکاران، ۱۳۹۵).

3- روش پژوهش

بررسی و تحقیق نقادانه شیوه‌های خالص تطبیق عام تئوری در هر یک از فنون ویژه علمی، وظیفه شاخه‌ای از فلسفه علم است که روش‌شناسی خوانده می‌شود. اگر جستجوی شناخت با روش‌شناسی درستی صورت پذیرد، آنگاه دستیابی به هدف‌های تحقیق میسر خواهد شد (خاکی، ۱۳۸۷). تحقیق حاضر از نظر هدف در حیطه پژوهش‌های کاربردی می‌باشد. و با توجه به اینکه در این پژوهش از روش‌های مطالعه کتابخانه‌ای و دسترسی و استفاده از پایگاه‌های اطلاعاتی استفاده خواهیم کرد، می‌توان بیان کرد که پژوهش حاضر با توجه به ماهیت و روش گردآوری داده‌ها از نوع پژوهش توصیفی- پیمایش است. بدین منظور ابتدا بانک‌های اطلاعاتی و سایر منابع علمی داخلی و خارجی در حوزه قراردادهای جدید نفتی و بیع متقابل بررسی شده و پس از استخراج اطلاعات مالی

قراردادها با کمک پرسشنامه و مصاحبه با خبرگان، شاخص‌های مالی با استفاده از روش‌های آماری که بعدتر توضیح داده خواهد شد، بررسی و تحلیل می‌شوند.

▪ مدل مفهومی پژوهش

مدل مفهومی پژوهش به شرح زیر می‌باشد:

سرمایه‌گذار > درآمدهای ناخالص > ۱- سهم میزبان ۲- بازپرداخت به شرکت

بازپرداخت به شرکت > ۱- پاداش REM ۲- هزینه‌های عملیاتی ۳- هزینه‌های بانکی ۴- هزینه‌های سرمایه‌ای ۵- هزینه‌های غیرسرمایه‌ای

▪ جامعه و نمونه پژوهش

در این پژوهش، با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه‌شده در رژیم مالی و جریان وجوه طرفین قرارداد شبیه‌سازی مالی دوره‌های توسعه و تولید فازهای ۴ و ۵ میدان پارس جنوبی انجام می‌گیرد. به عبارتی دیگر اگر فرض نمائیم دولت هم‌اکنون بخواهد فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی را توسعه دهد، آنگاه منافع حاصل از توسعه در دو قالب قراردادی بیع متقابل و قراردادهای نفتی جدید برای طرفین قرارداد چگونه خواهد بود.

- معرفی میدان نفتی مورد مطالعه:

طرح توسعه فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی به همراه ۴۳ پروژه نفت و گاز دیگر در تیرماه ۱۳۷۷ در سمینار لندن در معرض مناقصه بین‌المللی قرار گرفت. قرارداد اجرای فاز ۴ و ۵ در ۵ مردادماه ۱۳۷۹، به مشارکت دو شرکتانی و پتروپارس واگذار شد .مبلغ قرارداد به تفکیک هزینه‌ها شامل هزینه سرمایه‌ای معادل ۱۹۲۸ میلیون دلار، هزینه بانکی معادل ۹۲۵ میلیون دلار و دستمزد معادل ۱۰۷۴ میلیون دلار منعقد شد. تولیدات میدان شامل تولید روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی برای مصارف داخلی، سالیانه حدود ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع برای صادرات، روزانه ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی برای صادرات، ۴۰۰ تن گوگرد در روز برای صادرات، سالیانه ۱ میلیون تن گاز اتان برای خوراک واحدهای پتروشیمی (کاشانی، ۱۳۸۸؛ به نقل از دیباوند و همکاران، ۱۳۹۷). بهره‌برداری از پالایشگاه فازهای ۴ و ۵ در ۲۷ فروردین سال ۱۳۸۴ با حضور رئیس‌جمهور محترم وقت جمهوری اسلامی ایران آغاز گردید.

برای مصاحبه با خبرگان در جهت تعیین معیارهای مؤثر بر نظام مالی در هر دو قرارداد و ارسال پرسشنامه خبره محور در جهت تأیید مؤلفه‌ها و امتیازدهی، تعداد ۲۰ نفر از اساتید و کارشناسان خبره حوزه نفت و گاز انتخاب خواهند شد.

- **ابزارهای گردآوری داده‌ها**

مطالعه حاضر را می‌توان از منظر گردآوری اطلاعات به‌صورت زیر شرح داد. در این تحقیق از سه روش اسنادی، دلفی و پیمایشی برای گردآوری اطلاعات استفاده شده است. این اطلاعات با همکاری خبرگان و کارشناسان بخش نفت و گاز خواهد گردید. به منظور گردآوری اطلاعات مورد نیاز جهت مبانی نظری تحقیق و در راستای تشکیل مدل مفهومی از روش اسنادی و کتابخانه‌ای و بررسی جدیدترین مقالات علمی و کتب مربوط به مؤلفه‌های مؤثر بر نظام مالی قراردادهای نفتی استفاده خواهد شد. سپس به منظور پالایش و نهایی نمودن مؤلفه‌ها موجود در پروژه‌های نفتی از تکنیک اعتبار یابی دلفی فازی در راستای اجماع نقطه‌نظر خبرگان استفاده گردیده است.

تکنیک دلفی فازی در بسیاری از موارد در یک مرحله انجام می‌شود که هدف آن غربالگری شاخص‌های پژوهش است. در مواردی که هدف شناسایی عوامل جدید باشد معمولاً دلفی فازی چندمرحله‌ای صورت می‌گیرد. به این صورت که ابتدا با استفاده از مرور ادبیات و پیشینه پژوهش تعداد از عوامل را استخراج می‌کنیم و سپس توسط یک پرسشنامه نیمه ساختاریافته از پاسخ‌دهندگان درخواست می‌شود که براساس یک طیف (معمولاً پنج‌تایی است) اهمیت شاخص‌ها را مشخص نمایند در انتهای پرسشنامه نیز یک سؤال باز نوشته می‌شود و از پاسخ‌دهندگان (خبرگان) خواسته می‌شود که علاوه بر شاخص‌های مذکور اگر معیار دیگری در نظر دارند که با هدف تحقیق در ارتباط است بیان کنند. بعد از جمع‌آوری داده‌ها و تجزیه و تحلیل، پرسشنامه دوم نیز دوباره با همان شاخص‌ها در اختیار خبرگان قرار می‌گیرد و همانند قبل اهمیت شاخص‌ها جهت امتیازدهی سؤال می‌شود این فرایند تا زمان اجماع نظرات ادامه می‌یابد و معمولاً در راند آخر که اجماع صورت گرفت عملیات غربالگری و حذف شاخص‌های کم‌اهمیت صورت می‌گیرد.

همچنین ابتدا پرسشنامه خبرگان را توزیع و جمع‌آوری می‌کنیم و پس از استخراج داده‌ها پرسشنامه دور دوم خبرگان توزیع و جمع‌آوری می‌گردد. با توجه به عوامل استخراج‌شده و معیارهای تعیین‌شده، پرسشنامه‌هایی تهیه

گردیده و برای خبرگان فرستاده می‌شود؛ و خبرگان مورد نظر به امتیازدهی عوامل نسبت به معیارها می‌پردازند و مؤلفه‌های مناسب مؤثر بر نظام مالی قراردادهای نفتی را انتخاب می‌نمایند. در این تحقیق به منظور طراحی مدل اولیه از روش کتابخانه‌ای بهره گرفته شده و سپس با استفاده از پرسشنامه اقدام به اخذ نظر خبرگان گردیده است. به طور کلی دو نوع پرسشنامه در این تحقیق به کار گرفته خواهد شد که پرسشنامه اول در قالب اعتبار یابی دلفی فازی جهت پالایش مؤلفه‌های موجود در پروژه‌های نفتی، پرسشنامه دوم جهت تعیین وزن مؤلفه‌ها استفاده می‌شود.

- **روش اندازه‌گیری متغیرها**

در این پژوهش اطلاعات مالی مربوط به مؤلفه‌های مالی مانند هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم و هزینه پول و دستمزد از قراردادهای نفتی قابل استخراج می‌باشد و از آنجا که این پژوهش به مقایسه و رتبه‌بندی مؤلفه‌های مالی قراردادها می‌پردازد روش اندازه‌گیری متغیرها جهت مقایسه آنها به‌صورت ذیل می‌باشد.

ایجاد ماتریس تصمیم‌گیری: در این مرحله ماتریسی رسم خواهد شد که در سطر آن گزینه‌ها و در ستون آن شاخص‌ها و در سطر پایانی وزن هریک از شاخص‌ها آورده می‌شود و در تلاقی سطر و ستون، میزان اهمیتی که هر پاسخگو برای هرکدام از گزینه‌ها با توجه به شاخص مربوطه قائل شده است، آورده می‌شود. در جدول ۱، وزن‌های ترجیحی به کار رفته در این پروژه را نشان می‌دهد.

r_{ij} امتیاز گزینه i اُم در شاخص j اُم و w_j وزن شاخص j اُم می‌باشد.

عدد ۱: به معنی ترجیح یکسان یا گزینه یا شاخص i نسبت به j اهمیت برابر دارد و یا ارجحیتی نسبت به هم ندارند.

عدد ۳: به معنی کمی مرجح یا گزینه یا شاخص i نسبت به j کمی مهم‌تر است و یا بالعکس.

عدد ۵: به معنی خیلی مرجح یا گزینه یا شاخص i نسبت به j مهم‌تر است و یا بالعکس.

عدد ۷: به معنی خیلی زیاد مرجح یا گزینه i دارای ارجحیت خیلی بیشتری از j است و یا بالعکس.

عدد ۹: به معنی کاملاً مرجح یا گزینه i از j مطلقاً مهم‌تر و قابل مقایسه با j نیست و یا بالعکس.

عدد ۲، ۴، ۶، ۸: به معنی بینابین یا ارزش‌های بین ارزش‌های ترجیحی را نشان می‌دهد، مثلاً ۸ بیانگر اهمیتی زیادتر از ۷ و پایین‌تر از ۹ برای i یا j است.

جدول ۱. امتیازدهی خبرگان

شاخص‌ها / گزینه‌ها	C_1	C_2	...	C_n
A_1	r_{11}	r_{12}	...	r_{1n}
A_2	r_{21}	r_{22}	...	r_{2n}
.	.	.		.
.	.	.		.
.	.	.		.
A_m	r_{m1}	r_{m2}	...	r_{mn}
W_j	W_1	W_2	...	r_{mn}

منبع: میبدی و هادی، ۱۳۹۶

جدول ۲. قراردادهای امتیازدهی به مؤلفه‌های مورد بررسی مالی

وزن‌هـــــای ترجیحی	تعریف	توضیحات
۱	ترجیح برابر	دو قرارداد مشارکت یکسانی نسبت به هدف دارند.
۳	ترجیح متوسط	تجربیات و قضـــاوت به طور ملایم یک قرارداد را به قرارداد دیگر ترجیح می‌دهد.
۵	ترجیح قوی	تجربیات و قضـــاوت به طور قوی یا ویژه، یک قرارداد را به قرارداد دیگر ترجیح می‌دهد.
۷	ترجیـح خیـلی	یک قرارداد به طور قوی نسبت به قرارداد دیگر ترجیح داده می‌شود.

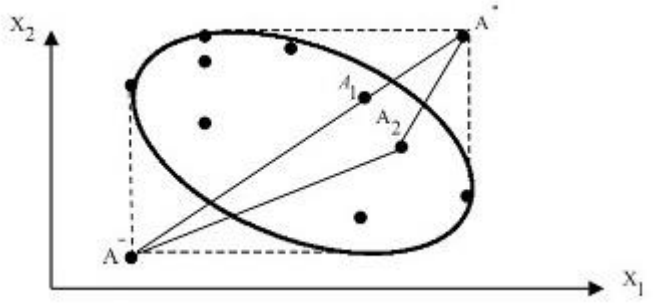
	قوی	
۹	ترجیح بی‌نهایت	ترجیح یک قرارداد نسبت به قرارداد دیگر در حد حداکثر درجه ممکن است.
۲، ۴، ۶	مقادیر بینابینی	برای بیات ترجیحات بین مقادیر بالاست.

منبع: میبدی و هادی،۱۳۹۶

- **روش‌های تجزیه و تحلیل داده‌ها**

در این پژوهش از تکنیک تاپسیس استفاده می‌کنیم. تاپسیس یا اولویت‌بندی براساس شباهت به راه‌حل ایده آل از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره است، که نخستین بار به‌وسیله ونگ و یون در سال ۱۹۸۱ معرفی شد، یکی از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره مانند ای اچ پی[۷] است. از این تکنیک می‌توان برای رتبه‌بندی و مقایسه گزینه‌های مختلف و انتخاب بهترین گزینه و تعیین فواصل بین گزینه‌ها و گروه‌بندی آنها استفاده نمود.

در رتبه‌بندی گزینه‌ها به روش تاپسیس گزینه‌هایی که بیشترین تشابه را با راه‌حل ایده آل داشته باشند، رتبه بالاتری کسب می‌کنند. فضای هدف بین دو معیار به‌عنوان نمونه در شکل ۲ نشان داده شده است. در اینجا A^+ و A^- به ترتیب، راه‌حل ایده آل و راه‌حل ایده‌آل منفی است. گزینه A۱ به نسبت گزینه A۲ فاصله کمتری تا راه‌حل ایده آل و فاصله بیشتری را تا راه‌حل ایده آل منفی دارد.



فاصله از ایده آل مثبت و منفی

منبع: میبدی و هادی، ۱۳۹۶

[7] AHP

بنابراین از جمله مزیت‌های این روش آن است که معیارها یا شاخص‌های به کار رفته برای مقایسه می‌توانند دارای واحدهای سنجش متفاوتی بوده و طبیعت منفی و مثبت داشته باشند. به عبارات دیگر می‌توان از شاخص‌های منفی و مثبت به شکل ترکیبی در این تکنیک استفاده نمود.

بر اساس این روش، بهترین گزینه یا راه‌حل، نزدیک‌ترین راه‌حل به راه‌حل یا گزینه ایده آل و دورترین از راه‌حل غیر ایده آل است. راه‌حل ایده آل، راه‌حلی است که بیشترین سود و کمترین هزینه را داشته باشد، در حالی که راه‌حل غیر ایده آل، راه‌حلی است که بالاترین هزینه و کمترین سود را داشته باشد. به طور خلاصه، راه‌حل ایده آل از مجموع مقادیر حداکثر هر یک از معیارها به دست می‌آید، در حالی که راه‌حل غیر ایده آل از مجموع پایین‌ترین مقادیر هر یک از معیارها حاصل می‌گردد.

4 - یافته ها

در این مطالعه، از روش‌های آماری شناخته‌شده و معروف جهت تجزیه‌وتحلیل داده‌های به‌دست‌آمده از پرسشنامه‌های استفاده‌شده است. به‌صورت دقیق‌تر، از روش‌های آماری جهت به دست آوردن مهم‌ترین معیارها از پرسشنامه‌های طیف لیکرت و طیف ساعتی استفاده گردید و جهت تعیین مهم‌ترین معیارها آزمون علامت و نیز تحلیل پارتو استفاده‌شده است. همچنین روش مقایسات زوجی به‌عنوان روش غیر آماری جهت وزن دهی معیارهای منتخب به کار گرفته‌شده است. این وزن‌ها درروش تاپسیس برای رتبه‌بندی معیارها به‌کاررفته‌اند.

- **روش AHP برای مقایسات زوجی و وزن دهی معیارهای منتخب**

جهت یافتن وزن هر یک از معیارهای منتخب، از مقایسات زوجی معیارها و زیرمعیارها استفاده‌شده است. جهت انجام این کار از نرم‌افزار اکسپرت چویس[8] استفاده‌شده است. اهمیت‌های نسبی هر یک از معیارها و زیر معیارها در

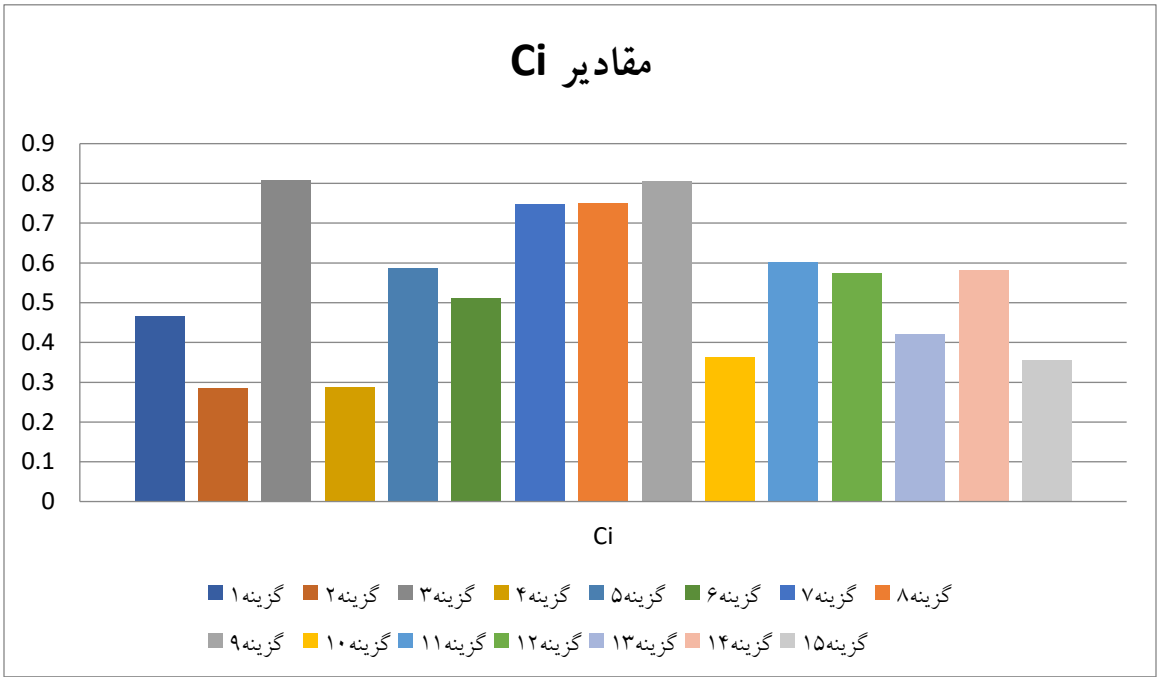
[8] Expert Choice 11

زیر آمده است. اهمیت‌های به‌دست‌آمده حاصل از تجمیع نظر کلیه خبرگان مورد مصاحبه بوده است. این تجمیع نظر به‌وسیله خود نرم‌افزار و از طریق محاسبه میانگین موزون نظرات، مشابه با فرمول زیر به دست می‌آید.

$$W_i = \frac{\sum_{j=1}^{N} w_j x_{ij}}{\sum_{j=1}^{N} w_j}$$

که در آن x_{ij} وزن به‌دست‌آمده برای معیار i بر اساس نظر خبره j و w_j ضریب اهمیت نسبی نظر خبره j است. بر این اساس، W_i عبارت است از وزن نهایی به‌دست‌آمده حاصل از تجمیع نظر خبرگان.

- **وزن دهی معیارهای مورد بررسی**



نمودار ۱. وزن معیارهای استخراج شده برای تصمیم‌گیری نظام مالی قراردادهای نفتی

وزن‌های جدول فوق با توجه به نظرات خبرگان استخراج شده است. در بین معیارهای مورد بررسی به ترتیب بازده مورد انتظار، تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی، کیفیت اجرای پروژه، برداشت صیانتی از

مخـــزن، انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار و هزینه‌های تکلیفی پیمانکار به واسطه نوسانات بـازار و رفتار مخزن نسبت به سایر معیارها از اهمیت بیشتری برخوردارند.

- **آزمون مقایسه زوجی**

جداول زیر اهمیت نسبی زیرمعیارهای معرفی شده را نسبت به یکدیگر نشان می‌دهد.

جدول ۳. اهمیت‌های نسبی زیرمعیارهای ریسک پذیری

	انعطاف‌پذیری	ســـاخـــتـــار انتقال‌پذیری	توازن ریســک و پاداش	قیـمـت قـرارداد و سقف	وزن بـــه دست آمـده در معیار
انعطاف‌پذیری		۰.۰۸۶	۲/۴۶۵	۱/۸۸۷	/۲۷۷ ۰
ساختار انتقال پذیری			۰.۰۴۳	۳/۱۲۷	/۴۶۱ ۰
تـوازن ریســک و پاداش				۰.۰۷۸	/۱۱۸ ۰
قـیـمـت قـرارداد و سقف	نـاســـازگـاری = ۰/۰۰۰۵۹				۰.۰۲ ۴

جدول فوق اهمیت نسبی چهار زیرمعیار ریسک پذیری را نشان می‌دهد.

جدول ۴. اهمیت‌های نسبی زیرمعیارهای سرمایه‌ای

	انعطاف‌پذیری	هزینه تمام شده	نرخ بازگشت	بازده مورد انتظار	وزن به‌دست‌آمده در معیار
هزینه تمام شده		۰.۰۳۶	۲/۴۶۵	۱/۸۸۷	۰/۲۷۷
نرخ بازگشت			۰.۰۴	۳/۱۲۷	۰/۴۶۱
بازده موردانتظار				۰.۱۱۳	۰/۱۱۸
کیفیت اجرای پروژه	ناسازگاری = ۰/۰۰۰۵۹				۰.۰۹۶

جدول فوق اهمیت نسبی زیرمعیارهای ویژگی‌های سرمایه‌ای را نشان می‌دهد.

جدول ۵. اهمیت‌های نسبی زیرمعیارهای مالی

	توازن در توزیع	حجم تأمین مالی	مدت بازپرداخت	جذابیت ابزار	وزن به‌دست‌آمده در معیار
توازن در توزیع		۰.۰۳۶	۲/۴۶۵	۱/۸۸۷	۰/۲۷۷
حجم تأمین مالی			۰.۰۶۵	۳/۱۲۷	۰/۴۶۱
مدت بازپرداخت				۰.۰۶۵	۰/۱۱۸
جذابیت ابزار	ناسازگاری = ۰/۰۰۰۵۹				۰.۰۶۵

جدول فوق اهمیت نسبی زیرمعیارهای ویژگی‌های مالی را نشان می‌دهد.

جدول ۶. اهمیت‌های نسبی زیرمعیارهای سود وسرمایه

	سازوکار تقسیم سود	امین و جذب سرمایه	برداشت صیانتی	وزن به‌دست‌آمده در معیار
سازوکار تقسیم سود		۰.۰۶۱	۲/۴۶۵	۰/۲۷۷
امین و جذب سرمایه			۰.۰۱۰۴	۰/۴۶۱
برداشت صیانتی	ناسازگاری = ۰/۰۰۰۵۹			۰.۰۸۷

جدول فوق اهمیت نسبی زیرمعیارهای سود و سرمایه را نشان می‌دهد.

- **امتیازدهی و رتبه‌بندی گروه‌های مشتریان**
  - **تشکیل ماتریس نرمال تصمیم‌گیری**

در این قسمت با استفاده از پرسشنامه‌های مخصوص امتیازدهی، برای هر یک از گروه‌های مشتریان در هر معیار، امتیازهایی از خبرگان به دست آمد. میانگین امتیازات داده‌شده توسط خبرگان به هر یک از گروه‌های مشتریان در هر معیار در جدول زیر آمده است.

  - **مقایسه قرارداد بیع متقابل و IPC**

جدول ۷. نتایج رتبه‌بندی وزن معیارها در قرارداد بیع متقابل و IPC

معیار		قرارداد بیع متقابل			قرارداد IPC			
	رتبه	وزن	فاصله از ایده آل منفی	فاصله از ایده آل مثبت	رتبه	وزن	فاصله از ایده آل منفی	فاصله از ایده آل مثبت

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

منبع: یافته‌های تحقیق

در مرحله آخر روش TOPSIS، نزدیکی نسبی گزینه‌ها به راه‌حل ایده آل، محاسبه گردید. با محاسبه این نسبت، هر معیاری که فاصله نسبی آن با راه‌حل ایده آل منفی بیشتر و فاصله نسبی آن با راه‌حل ایده آل مثبت کمتر باشد،

شاخص نزدیکی آن بیشتر است و در نتیجه در جایگاه بالاتری قرار خواهد گرفت که بر اساس جدول ۷، 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 هرکدام 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 بهصورت معین در زمان انعقاد قرارداد مشخص شده و همراه با هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی سرمایه‌گذار در اقساط ۷-۵ 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 فوق العاده ای 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، باوجودآنکه اهمیت بالایی در هرکدام از قراردادها 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 ۸ نشان داده شده است. نتایج نشان می‌دهد نظر متخصصان امر در صنعت نفت براین است که قرارداد IPC می‌تواند منافع بیشتری را نصیب کشور سازد.

جدول ۸. خلاصه نتایج مقایسه نتایج رتبه‌بندی قرارداد بیع متقابل و IPC

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

5- بحث و نتیجه گیری

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 به‌عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت ایران شناسایی شد.

در یک جمع بندی 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 به ویژه میادین پر ریسک و مشترک کشور می‌باشد. یکی از انتقادهایی که به قرارداد بیع متقابل وارد می‌شود، عدم

پیش‌بینی سازوکاری مناسب و پویا به منظور ایجاد و ارتقا سطح انگیزه شرکت‌های بین‌المللی نفتی جهت حضور در میادین پر ریسک و یا مشترک بود. در اجرای قرارداد IPC، به صرفه 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 (فریمانی، ۲۰۱۷).

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. ازآنجاکه 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[۹] در این بند، دو هدف دنبال شده است: فراهم آوردن حداکثر ضریب بازیافت از میادین (رویکرد فنی) و دوم فراهم آوردن حداکثر بازده اقتصادی و ارزش خالص حال[۱۰] (رویکرد اقتصادی) (قندی و همکاران، ۲۰۱۷).

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 یک سو و کاهش تعامل پیوسته میان پیمانکار و کارفرما در جریان تعیین هزینه‌های سالیانه از سوی دیگر گردیده بود. همان طور که بیان شد در قرارداد بیع متقابل سقف هزینه‌های سرمایه‌ای 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

---

[۹] 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.

[10] npv

پیمانکار گرفته شـده اسـت، اما کماکان ریسـک افزایش هزینه‌های عملیاتی وجود داشـت. در قرارداد جدید نفتی ایران طبق آنچه در بند "ث" ماده ۸ قرارداد آمده است، سقف هزینه‌های سرمایه ایوجود ندارد و اصطلاحاً سقف باز می‌باشـند و هزینه‌های سـرمایه‌ای براسـاس برنامه‌های مالی عملیاتی، به‌صـورت سـالانه تعیین می‌گردد. دوره بازپرداخت در قرارداد بیع متقابل مشخص بوده و اگر قیمت نفتخام بالا باشد، بازپرداخت در دوره کوتاهتری انجام می‌شـود و در صـورت کاهش قیمت نفت، بازپرداخت برای مدتی طولانی‌تر بوده و با ناکافی بودن میزان تولید، ممکن بود قسـمتی از هزینه‌ها به پیمانکار بازپرداخت نشـود. در قرارداد جدید نفتی از زمان رسـیدن میدان به تولید اولیه، تمام هزینه‌ها و پاداش طبق دوره تعیین شـده 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 انعطاف پذیر 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 (هایاشی، ۲۰۱۰).

6 - منابع

امامی میبدی، علی و اعلمی، ربـاب. جـزوه آموزشـی اقتصـاد انـرژی، انتشـارات دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، صص ۱-۱۸۷، ۱۳۹۱.

رحیمی، فتح الله و شافع میرشـهبیز (۱۳۹۴)، قـرارداد بین‌المللی نفتـی بیـع متقابـل و موقعیت آن در رویارویی با عقود اسلامی، فصلنامه پژوهش تطبیقی حقوق اسلام و غـرب، دوره ۲، شماره ۱، صفحه.۵۶-۲۹

زحمت‌کش، حسین (۱۳۹۳)، رژیم حقوقی و ترتیبات مالی در قراردادهـــای بالادســـتی در صنعت نفت، فصلنامه مطالعات خصوصی، دوره ۴۴، شماره ۳، پاییز.۱۳۹۳ صفحه -۴۰۱.۴۲۰

عامری، فیصل، شیرمردی دزکی، محمدرضا (۱۳۹۳)، قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولیدکننده نفت: تحلیلی بر مالکیت نفت، نظارت و مـدیریت دولـت میزبـان و رژیم مالی قرارداد. فصلنامه پژوهش حقوق خصوصی، سـال دوم، شـماره ششـم، صـفحه.۶۵-۱۰۸

نیکبخت، حمیدرضـا و آرین، محمد (۱۳۹۳)، طراحـــی الگوهـــای قـــراردادی جدیـــد بـــرای توسعه میادین هیدروکربوری ایران: بررسی و نقـد قـانون جدیـد وزارت نفـت. فصـلنامه تحقیقات حقوقی، شماره ۷۱، صفحه.۷۵ - ۱۲۰

صاحب هنر، حامد، طاهری فرد، علی، مریدی، فاضل و مهدوی، روح‌اله (۱۳۹۶)، ارزیابی مالی-اقتصاد قراردادهای جدید نفتی ایران: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی، شماره ۲۸، صص ۳۵-۷۳.

طاهری فرد، علی و سلیمی‌فر، مصطفی (۱۳۹۳)، بررسی توزیع ریسک در نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع‌متقابل توسعه، *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال دوم، شماره ۹، صص ۱۵۱- ۱۷۴

منظور، داوود، کهن هوش نژاد، روح الله و امانی، مسعود (۱۳۹۵)، ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، شماره ۱۸، صص ۱۷۹-۲۱۷.

Boykette, T., Peirano, M., Boria, S., Kelley, H., Schimana, E., Dekrout, A. (۲۰۱۲). Oil Contracts, How to Read and Understand a Petroleum Contract, Times Up Press.

Posner, R. A. (۲۰۱۴). Economic analysis of law. Wolters Kluwer Law & Business. Aspen Publishers, ۶th edition, New York, p.۱۵.

Schwartz, A. (۲۰۰۳). The law and economics approach to contract theory. Economic Analysis of the Law: Selected Readings, Edited by Wittman, Donald.A, Blackwell Publishing, ۱۴۱-۱۵۲

Shiravi, A., Ebrahimi, S. N. (۲۰۰۶, August). Exploration and development of Iran's oilfields through buyback. In Natural Resources Forum (Vol. ۳۰, No. ۳, pp. ۱۹۹-۲۰۶). Blackwell Publishing Ltd.