



Original Article

Fiscal Obligations of International Petroleum Companies (IOC) in the Iranian Upstream Oil and Gas Industry Contracts (IPC)

Goodarz Eftekhari Jahromi¹, Mehdi Montazer², Mohammad Emamgholi³

ABSTRACT

Due to the huge capital costs in the fiscal regime of new Iranian upstream oil contracts called IPC, the International Oil Company is committed to be present in the oil-possessed country and provide all the capital costs. Previously, in service contracts called buyback, remuneration was fixed and capital costs had a closed ceiling, which caused loss to international oil companies; thus International Oil Companies were reluctant to attend or invest in Iranian oil industry. Hence, the changes in this section of the new Iranian upstream oil contracts were motivating and attracted foreign investors. In fact, unlike service contracts called buyback, capital costs and noncapital costs have open ceiling. In these contracts, not only no fixed amount of remuneration for the investor exists, but also the remuneration increases in accordance with the increase of production. This leads to the investor's more motivation and incentive to apply the latest existing industrial technologies for optimum production and ultimately causes the increase of economic benefits for both parties. This article deals with the financial obligations of International Oil Companies in the new Iranian upstream oil contracts called IPC descriptively and analytically.

KeyWords: New Upstream Oil Contracts, Direct Capital Costs, Indirect Costs, Cost of Money, Exploitation Costs.

How to Cite:

DOI: <https://doi.org/10.29252/JLR.2022.227031.2214>

Received: 13/07/2020-Accepted: 06/03/2021

1. Professor Private Law, Faculty of Law, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran
Corresponding Author Email: G_Eftekhari@sbu.ac.ir
2. Assistant Professor, Private Law, Faculty of Human sciences, Islamic Azad University, Damavand Branch, Damavand, Iran
3. PhD candidate in private law, Islamic Azad University, Tehran branch, Tehran, Iran



Copyright: © 2024 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



مقاله علمی- پژوهشی

تعهدات مالی شرکت‌های نفتی بین‌المللی (IOC) در قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران موسوم به IPC

گودرز افتخار جهرمی^۱، مهدی منتظر^۲، محمد امامقلی^۳

چکیده

در نظام مالی قراردادهای بالادستی جدید نفتی ایران موسوم به IPC به علت سنگین بودن سرمایه، شرکت نفتی بین‌المللی متعهد به حضور در کشور صاحب نفت و سرمایه‌گذاری کلان است. سابقاً در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل پاداش‌ها به صورت ثابت و هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای دارای سقف بسته بودند که موجب تضرر شرکت‌های نفتی بین‌المللی و در نتیجه عدم تمایل به حضور و سرمایه‌گذاری شرکت‌های نفتی بین‌المللی در صنعت نفت ایران می‌شد؛ براین اساس، قراردادهای بالادستی جدید نفتی ایران با تغییراتی که در این بخش از قراردادها به وجود آورد، به دنبال جذابیت و جذب سرمایه‌گذاران خارجی است؛ با این توضیح که برخلاف قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیرمستقیم در این قراردادها باز هستند، ضمن اینکه پاداش سرمایه‌گذار در این قراردادها یک مبلغ ثابت نیست، بلکه با افزایش تولید، پاداش افزایش می‌یابد و این موضوع منجر به ترغیب و انگیزه بیشتر سرمایه‌گذار جهت استفاده از آخرین تکنولوژی‌های موجود در صنعت نفت و تولید بهینه و در نهایت موجب افزایش تولید و افزایش منفعت اقتصادی برای دو طرف می‌شود. در این مقاله تعهدات مالی شرکت‌های نفتی بین‌المللی در قراردادهای بالادستی جدید نفتی موسوم به IPC به صورت توصیفی - تحلیلی مورد بررسی قرار گرفته است.

کلید واژگان: قراردادهای بالادستی جدید نفتی، هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم، هزینه‌های مالی، هزینه‌های بهره‌برداری.

استناد به این مقاله: ...

DOI: <https://doi.org/10.29252/jlr.2022.227031.2214>

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۴/۲۳ - تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۲/۱۶

۱. استاد، دانشکده حقوق، دانشگاه شهید بهشتی (نویسنده مسئول)، تهران، ایران

ایمیل نویسنده مسئول: G_Eftekhari@sbu.ac.ir

۲. استادیار، دانشکده علوم انسانی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد دماوند، دماوند، ایران

۳. دانش‌آموخته دکتری حقوق خصوصی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران مرکز، تهران، ایران

Copyright: © 2024 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

مقدمه

نظام مالی و مالیاتی در قراردادهای نفتی بین‌المللی مشخص‌کننده سهم کشور صاحب نفت و شرکت‌های نفتی بین‌المللی از عواید و درآمدهای نفتی است. منظور از نظام مالی و مالیاتی بهینه این است که این قراردادها حداکثر نفع را برای کشور صاحب نفت به همراه داشته باشد.^۱ بر این اساس، بخش مالی این قراردادها باید طوری طراحی و تنظیم شود که علاوه بر تشویق و جذب سرمایه‌گذار، تولیدات افزایش، و هزینه‌ها کاهش یابد. در واقع نظام مالی در قراردادهای نفتی بین‌المللی، ابزاری مهم در ایجاد تعامل و همکاری بین کشور صاحب نفت در جایگاه کارفرما و شرکت نفتی بین‌المللی به‌عنوان پیمانکار است.^۲ بر این اساس می‌توان گفت، در یک قرارداد نفتی بین‌المللی مواد و بندهای مالی و مالیاتی به علت محوری بودن نقش آنها حکم ستون فقرات آن قرارداد را دارند و یکی از علل تفاوت قراردادهای بین‌المللی نفتی، همین بخش مالی و اقتصادی آن است.^۳

بحث مالی و سرمایه‌گذاری خصوصاً در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است؛ تا جایی که مدل‌های متفاوت مالی در قراردادهای موجب به وجود آمدن قراردادهای گوناگون شده‌اند. اهمیت بخش مالی و اقتصادی در قراردادهای نفتی بین‌المللی به چند دلیل مربوط می‌شود: اول اینکه ممکن است میلیون‌ها دلار برای کشف و توسعه یک میدان سرمایه‌گذاری شود و در نهایت آن میدان از نظر تجاری توجیه اقتصادی نداشته باشد و این موضوع یا به علت میزان منابع میدان کشف شده باشد یا کاهش در قیمت‌های نفت جهانی. در نتیجه، عملاً سرمایه‌ای که در میدان به کار رفته است، هیچ سودی برای طرفین، خصوصاً شرکت بین‌المللی نفتی، در پی نخواهد داشت. دلیل دیگر این است که سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز یک سرمایه‌گذاری عظیم است؛ به طوری که برای توسعه یک میدان نفتی چندین میلیارد دلار سرمایه مورد نیاز است که سایر هزینه‌های اکتشاف و بهره‌برداری نیز به آن اضافه خواهد شد. بر این اساس، این سرمایه عظیم نیاز به علم و تکنولوژی روز دارد تا ریسک و خطرپذیری پروژه را به حداقل برساند و از طرف دیگر بازیافت و برداشت از میدان را افزایش دهد. مورد دیگر اینکه، با بهره‌برداری از یک میدان نفتی از فشار آن به مرور زمان کاسته می‌شود که کاهش تولید را نیز در پی خواهد داشت. جبران این کاهش تولید نیاز به تزریق سرمایه‌گذاری بیشتر دارد.^۴

با توجه به موضوع پژوهش که به بررسی تعهدات مالی طرفین در قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC^۵ خواهد پرداخت و از آنجا که این روش قراردادی شباهت زیادی با قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل دارد، برای اثبات تکامل، برتری و سودآوری قراردادهای IPC برای طرفین قراردادی، قراردادهای بیع متقابل که قبل از قراردادهای IPC در صنعت نفت ایران مورد استفاده قرار می‌گرفتند، مورد اشاره قرار خواهد گرفت.

^۱ شیروی، عبدالحسین، *حقوق نفت و گاز*، تهران: انتشارات سمت، چاپ سوم، ۱۳۹۳.

^۲ Boykette, T., Peirano, M., Boria, S., Kelley, H., Schimana, E., Dekrout, A. "Oil Contracts, how to Read and Understand a Petroleum Contract", *Times Up Press*, 2012.

^۳ زحمت کش، حسین، «رژیم حقوقی و ترتیبات مالی در قراردادهای بالادستی در صنعت نفت»، *فصلنامه مطالعات خصوصی*، دوره ۴۴، ۱۳۹۳، شماره ۳.

^۴ شیروی، عبدالحسین و فاطمه امین مجد، «سرمایه‌گذاری خارجی در عملیات بالادستی نفت و گاز»، *فصلنامه حقوق خصوصی*، دوره ۹، پاییز و زمستان ۱۳۹۱، شماره ۲.

^۵ Iranian petroleum contract

۱. قراردادهای بیع متقابل و سیر تکامل آن

از اوایل دهه هفتاد، استفاده از قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل با سازوکارهای حقوقی و مالی رایج در آن برای جذب سرمایه‌گذاری در صنعت ایران آغاز شد.^۱ در حال حاضر کشورهای در حال توسعه به دلیل مشکلات و محدودیت‌هایی که در منابع ارزی به‌منظور بهره‌برداری از منابع طبیعی دارند، به بیع متقابل رجوع می‌کنند؛ به طوری که اکثر کشورهای جهان با اهداف متفاوت از جمله افزایش صادرات، صرفه‌جویی ارزی، دسترسی به فناوری پیشرفته و... فعالیت‌های تجاری خود را با قراردادهای بیع متقابل دنبال می‌کنند.^۲ این روش قراردادی یکی از شاخص‌ترین روش‌های قراردادی در بهره‌برداری از منابع طبیعی ملی و ثروت‌های عمومی نیز است؛ چراکه در این قراردادها برخلاف قراردادهای امتیازی مالکیت منابع طبیعی برای کشور میزبان باقی می‌ماند و شرکت خارجی فقط به‌عنوان پیمانکار در پروژه فعالیت می‌کند. اگر بخواهیم تعریفی کلی از قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل ارائه دهیم می‌توانیم بگوییم این روش شکل جدیدی از تجارت متقابل است که در آن یک طرف موافقت می‌کند تا تأسیسات، ماشین‌آلات، فناوری، منابع مالی و... را برای اجرای یک پروژه اقتصادی ارائه دهد و در مقابل در قراردادی دیگر ملزم شود بخشی از محصولات تولیدشده در همان پروژه را بازخرد کند و از همین طریق هزینه و سود را دریافت کند.^۳

اولین قرارداد خدماتی موسوم به بیع متقابل نفتی ایران با شرکت بین‌المللی نفتی خارجی در سال ۱۳۷۴ منعقد شد و در ادامه این قراردادها تکامل یافتند؛ چراکه ممکن بود نکات مبهمی در یک قرارداد وجود داشته باشد که در قرارداد بعدی رفع می‌شد؛^۴ به همین دلیل است که گفته می‌شود این قراردادها دارای سه نسل هستند. تمرکز نسل اول قراردادهای خدماتی بیع متقابل بر توسعه میادین قدیمی و بازسازی و افزایش میزان برداشت بود که این قراردادها کوتاه‌مدت نیز بودند. در این قرارداد پس از اتمام عملیات توسعه و تحقق اهداف مندرج در طرح جامع توسعه^۵ میدان برای انجام دادن عملیات بهره‌برداری به شرکت ملی نفت تحویل داده می‌شد و عملاً نقش پیمانکار محدود به مشاوره‌های فنی و نظارت بر تولید از طریق کمیته مدیریت مشترک بود.^۶

نسل دوم قراردادهای خدماتی بیع متقابل با توجه به ضرورت بهره‌برداری از میادین بکر، نیازمند حضور پیمانکاران خارجی در دو مرحله اکتشاف و توسعه بود. در این نسل قراردادی شرکت نفتی خارجی با پذیرش ریسک و با هزینه خود اقدام به جست‌وجو و اکتشاف میادین نفتی می‌کرد و در صورت کشف میدان برای انعقاد قرارداد توسعه‌ای در اولویت قرار می‌گرفت. از نظر هزینه‌ای، نسل اول هزینه‌ها دارای سقف بودند، اما هزینه‌ها در نسل دوم پس از کشف و در آغاز عملیات اجرایی سقف آن مشخص می‌شد. در ادامه به دلیل نگرانی‌ها و دغدغه‌های پیمانکاران از ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای در عملیات توسعه، نسل سوم

^۱ منتظر، مهدی و سید نصرالله ابراهیمی، «جایگاه قراردادهای بیع متقابل در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز ایران و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید»، مجله حقوقی بین‌المللی، شماره ۴۹، ۱۳۹۲.

^۲ شافع، میر شه‌بیز و فتح‌الله رحیمی، «دگرذیسی و تکامل مرحله ای قراردادهای بین‌المللی نفتی بیع متقابل در بستر حقوق ایران»، مجله دانش حسابرسی، سال چهاردهم، ۱۳۹۴، شماره ۵۸.

^۳ روحانی، فواد، **تاریخ اوپک**، ترجمه منوچهر روحانی، تهران: شرکت سهامی کتاب‌های جیبی، ۱۳۵۳.

^۴ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

^۵ MDP (master development plan)

^۶ ابراهیمی، سید نصرالله و محمد شیرجیان، «قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید»، فصلنامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، ۱۳۹۳، شماره ۱۰.

قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل پا به عرصه ظهور گذاشتند. هدف طراحان این الگوی قراردادی کاهش ریسک و نزدیک‌تر کردن سقف قرارداد با هزینه‌های واقعی بود که تعیین آن دو سال پس از انعقاد قرارداد با انجام دادن مطالعات دقیق توسط پیمانکار صورت می‌گرفت تا ریسک ناشی از عدم قطعیت‌های فنی و نوسانات قیمت اولیه تا حدودی برای پیمانکار کاسته شود، که اصطلاحاً به آن قراردادهای با سقف باز می‌گویند.^۱ پس از سال‌ها استفاده از این قراردادها، فعالان و گردانندگان حوزه نفت و گاز کشور به این نتیجه رسیدند که قراردادهای خدماتی بیع متقابل دیگر جذابیتی برای سرمایه‌گذاران خارجی ندارد. می‌توان گفت دلیل اصلی عدم تمایل سرمایه‌گذاری شرکت‌های خارجی بین‌المللی وجود تحریم‌های بین‌المللی و نبود یک پیشنهاد قراردادی و مالی جذاب بود.^۲ در واقع هنگامی که از یک شرکت نفتی بین‌المللی دعوت می‌شود که با پذیرش ریسک بالا اقدام به سرمایه‌گذاری کند، متقابلاً باید قرارداد را به گونه‌ای تنظیم کرد که جبران ریسک و خطرپذیری صورت پذیرد؛ مانند شریک کردن پیمانکار در عواید به‌دست‌آمده.^۳

بر این اساس، جذب سرمایه‌گذار و در ادامه انتقال به‌روزترین دانش و فناوری در حوزه نفت و گاز نیاز به یک پیشنهاد قراردادی جذاب داشت تا بیش از این صنعت نفت و در پی آن اقتصاد کشور متحمل ضرر نشود. مجلس شورای اسلامی در ردیف ۳ بند «ت» ماده ۳ قانون «وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱» به وزارت نفت اجازه داد تا از طریق قراردادهای مشارکتی و با قید عدم انتقال حق مالکیت نفت موجود در مخزن به طرف دیگر اقدام به جذب و مشارکت سرمایه‌گذاران خارجی بنماید. از این‌رو الگوی جدید قراردادهای نفتی موسوم به IPC با تکیه بر این قانون و به‌منظور جذب سرمایه‌ها و شرکت‌های بین‌المللی خارجی توسط هیئت دولت به تصویب رسید تا در میدان‌های هیدروکربوری کشور به کار گرفته شوند.

در تعریف قراردادهای IPC می‌توان گفت این قراردادها نسل چهارم و شکل تکامل‌یافته قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل‌اند که نگارندگان با طولانی کردن مدت قرارداد (۲۵ سال)، یکپارچه کردن مراحل اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری، باز گذاشتن سقف هزینه‌ها و قائل شدن پاداش برای ازدیاد تولید یک قرارداد جذاب، برای جذب سرمایه‌گذاران خارجی تدوین کرده‌اند. هدف از تدوین این قراردادها علاوه بر عدم انتقال مالکیت مخازن نفت و گاز به شرکت‌های نفتی خارجی^۴ حفظ جایگاه ایران در بازار جهانی نفت و گاز، یکپارچگی مراحل اکتشاف، توسعه، تولید و درنهایت افزایش تولید و... است.

در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل، به دلیل ثابت بودن نرخ پاداش، مدت زمان کم دوره قرارداد، محدود بودن قرارداد به مرحله اکتشاف و توسعه شرکت پیمانکار انگیزه‌ای برای حضور و حساسیتی برای میزان بهره‌برداری نداشت. در واقع عدم حضور پیمانکار در مرحله تولید و سودی که این مرحله می‌توانست برای وی داشته باشد وجود نداشت که در قراردادهای جدید نفتی این مرحله همراه با پاداش تولید اضافه برای ایجاد انگیزه و افزایش سودآوری کشور گنجانده شده است. به این صورت که هرچه میزان تولید و برداشت از

^۱ ابراهیمی، سید نصرالله، «اصلاح یا جایگزینی قراردادهای بیع متقابل، راهکار یا ضرورت»، شبکه اطلاع‌رسانی نفت، گاز و انرژی (شانا)، ۱۳۸۴.

^۲ صاحب هنر، حامد، محمدرضا لطفعلی پور، محمود هوشمند و مهدی فیضی، «مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در (PSC) مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی»، نظریه‌های کاربردی اقتصاد، سال چهارم، بهار ۱۳۹۶، شماره ۱.

^۳ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

^۴ منتظر، مهدی و سید نصرالله ابراهیمی، «دلایل استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، مجله حقوقی

بین‌المللی، ۱۳۹۱، شماره ۴۷.

یک میدان بالاتر باشد، سود شرکت پیمانکار نیز بیشتر خواهد شد و همین موضوع موجب حساس بودن پیمانکار بر تولید و در پی آن سودآوری برای صنعت نفت کشور خواهد شد.

توضیح اینکه، در قراردادهای IPC برای اینکه میزان پرداخت پاداش در طول سال‌های تولید، تا حدی منطقی شود از یک ضریب (R) برای تنظیم پرداخت‌ها استفاده می‌شود؛ ضریب (R) عبارت است از نسبت کل درآمدها به هزینه‌ها در هر موقعیت زمانی. اگر این عدد بین صفر و یک باشد به این معنی است که درآمدهای حاصل از میدان هنوز به میزان هزینه‌ها نرسیده، بنابراین مقدار پاداش حداکثر خواهد بود. اما اگر این عدد بیش از یک باشد به این معنی است که میزان درآمدها از هزینه‌ها بالاتر رفته، بنابراین میزان پاداش درصدی از سقف پاداش خواهد شد.

همان‌طور که بارها گفته شد، در قراردادهای بین‌المللی نفتی آنچه از اهمیت فراوانی برخوردار است و موجب جذب سرمایه‌گذار می‌شود، بسته‌های مالی و اقتصادی آن قرارداد است. در واقع در این قراردادها، رژیم مالی به‌عنوان یک چارچوب مدیریت، تأمین، تنظیم و تقسیم درآمدهای نفتی میان دولت و شرکت‌های بین‌المللی نفتی (سرمایه‌گذاران) نقش بسیار اساسی داشته و برای طرفین قرارداد از اهمیت بسزایی برخوردار است.^۱ در طراحی ابزارهای مالی، لازم است دولت تمایل خودش را برای به حدکثر رساندن درآمدهای نفتی در کوتاه‌مدت بسنجد که این امر مستلزم سهمی متعادل شده از ریسک و درآمد بین سرمایه‌گذار و دولت خواهد بود.^۲

۲. تعهدات مالی شرکت‌های نفتی بین‌المللی

آنچه در قراردادهای نفتی بین‌المللی از اهمیت بسزایی برخوردار است، مدیریت و برنامه‌ریزی صحیح در سرمایه‌ای است که به پروژه نفتی وارد می‌شود. شرکت‌های نفت و گاز در چهار بخش اصلی دارای فعالیت‌اند: اکتشاف، توسعه، بهره‌برداری، پالایش و فراوری. بازاریابی و فروش نیز از دیگر فعالیت‌های این شرکت‌هاست که شرکت‌های نفتی یکپارچه تمام این فعالیت‌ها را انجام می‌دهند. اما شرکت‌هایی نیز هستند که به صورت یکپارچه این مراحل را انجام نمی‌دهند، بلکه به‌طور مستقل در هر یک از این زمینه‌ها فعالیت می‌کنند.

این پروژه‌های عظیم، سرمایه‌های عظیمی را هم می‌طلبند که کشور میزبان که اکثراً از کشورهای در حال توسعه است، در این زمینه با مشکل مواجه است و قادر به پرداخت آن نیست. یکی از روش‌های جبران این مشکل، انعقاد قرارداد با شرکت‌های نفتی بین‌المللی است، و از آنجا که فعالیت در صنعت بالادستی نفت سودآوری بالایی دارد، انگیزه شرکت‌های بین‌المللی برای عقد قرارداد با کشورهای در حال توسعه در حوزه نفت و گاز بالاست.^۳ باوجود این، شرکت‌های نفتی بین‌المللی که به تأمین این هزینه‌ها تعهد می‌دهند نیز معمولاً از طریق بانک‌ها و مؤسسات مالی پشتیبانی و حمایت می‌شوند. ضمن اینکه «هزینه‌های نفتی»^۴ به‌صورت خاصی حسابداری، طبقه‌بندی و برنامه‌ریزی می‌شوند و دلیل آن مقررات مالیاتی متفاوت، هزینه‌های

^۱ Isehunwa, S., & Uzoalor, E. "Evaluation of True Government Take under fixed and Sliding Royalty Scales in Nigerian Oil Industry", *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 5(3), 2011, 735-741.

^۲ Luo Dongkun and Yan Na, "Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts", *Petroleum Exploration and Development*, Volume 37, Issue 6, December 2010, p. 758.

^۳ امامی میبدی، علی و احمد هادی، «ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک TOPSIS»، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال سیزدهم، ۱۳۹۶، شماره ۵۵.

^۴-Petroleum Costs

بالا و ریسک برگشت آن است. در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل «هزینه‌های نفتی» به چهار دسته تقسیم می‌شوند: ۱. هزینه‌های سرمایه‌ای^۱، ۲. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای^۲، ۳. هزینه‌های عملیاتی^۳ و ۴. هزینه‌های بانکی^۴.

در مقابل «هزینه‌های نفتی» در قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) به هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم^۵، هزینه‌های غیرمستقیم^۶، هزینه‌های پولی (مالی)^۷ و هزینه‌های بهره‌برداری^۸ تقسیم شده است که در ادامه به بررسی هزینه‌های قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و تطبیق هزینه‌های مذکور با قراردادهای سابق و رایج در صنعت نفت ایران یعنی قراردادهای بیع متقابل به صورت مبسوط پرداخته خواهد شد تا نقاط قوت و ضعف آن آشکار شود.

۲.۱. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم

در قرارداد خدماتی موسوم به بیع متقابل، هزینه‌های سرمایه‌ای شامل تمام هزینه‌هایی است که برای توسعه، بازسازی میدان و... هزینه شده است. این هزینه‌ها سقفی مشخص دارند که قبلاً در قرارداد تعیین شده است و تا همین سقف هم قابل‌باز یافت‌اند. براین اساس، چنانچه برای رسیدن به اهداف مشخص شده در قرارداد منعقد هزینه‌ها از سقف تعیین شده بیشتر شود، این مازاد هزینه به عهده شرکت بین‌المللی خواهد بود؛ مانند زمانی که قیمت‌ها افزایش می‌یابد یا در صورت تغییر در شرح کارها در این قرارداد در شرایطی خاص، مانند افزایش اهداف پروژه، ممکن است سقف هزینه‌های سرمایه‌ای افزایش پیدا کند.^۹

در قراردادهای جدید نفتی نیز هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای در حکم هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای بیع متقابل‌اند و به هزینه‌های ارائه خدمات و تأسیسات ماندگار در پروژه در طول دوره اکتشاف، ارزیابی و توسعه و در برخی موارد، حتی در دوره بهره‌برداری اطلاق می‌شود.^{۱۰} در واقع هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای به کلیه هزینه‌هایی اطلاق می‌شوند که برای عملیات اکتشاف، توسعه، بهبود یا افزایش ضریب بازیافت مخزن، از قبیل هزینه‌های مدیریتی، مهندسی حفاری، احداث تمام تأسیسات روزمینی و زیرزمینی که برای بهره‌برداری میدان یا مخزن نظیر تأسیسات فراوری، انتقال، تزریق، تأسیسات فرایندی و جنبی و راه‌اندازی کلیه واحدها، هزینه‌های انجام شده در مرحله اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان و نیز انجام دادن مرمت، بازسازی و نوسازی‌های لازم در میدان‌ها و مخزن‌های در حال تولید ضروری است.^{۱۱}

^۱ -Capital Costs (Capex)

^۲ -Non - Capex

^۳ -Opex

^۴ -Bank Charges

^۵ - Direct Capital Costs (DCC)

^۶ -indirect costs (IDC)

^۷ Cost of Money (COM)

^۸ -Operating Expenditure (OPEX)

^۹ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

^{۱۰} Ken, Kasriel & David, Wood, "Upstream Petroleum Fiscal & Valuation Modeling in Excel", John Wiley & Sons Ltd, (2013), P. 39.

^{۱۱} - شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی مصوب ۱۳۹۵/۵/۱۳ هیئت وزیران، روزنامه رسمی شماره ۲۰۸۰۳ مورخ ۱۳۹۵/۵/۱۹ ماده ۱، بند «ش».

۲.۱.۱. تأمین هزینه‌های اجرایی

منابع نفتی معمولاً در کشورهای در حال توسعه قرار دارند و متأسفانه این کشورها با وجود داشتن منابع غنی زیرزمینی مدیریت، دانش، تکنولوژی و سرمایه لازم برای استخراج آن را ندارند یا با کمترین ضریب برداشت نفت، توان استخراج آن را دارند. لذا برای اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری از آنها نیازمند سرمایه، دانش و تکنولوژی شرکت‌های نفتی بین‌المللی‌اند. بنابراین، شرکت نفتی بین‌المللی با انعقاد قرارداد نفتی با کشور میزبان متعهد به تأمین تمام هزینه‌ها از ابتدا تا انتهای پروژه است و در کنار آن باید متحمل ریسک‌های موجود نیز باشد. این نکات در مواد ۱۳ و ۲۹ مصوبه هیئت وزیران و نیز تعریف هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، در پیش‌نویس قراردادهای جدید نفتی ایران به‌وضوح به عهده پیمانکار گذاشته شده است و به موجب آن پیمانکار متعهد به تأمین و پرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای است.^۳

بنابراین پیمانکار در قراردادهای نفتی تمام هزینه‌ها و ریسک‌های قرارداد را متحمل می‌شود و دولت، بانک مرکزی و بانک‌های دولتی ایران در برابر آن هیچ تضمین و تعهدی ندارند. با توجه به اینکه بازیافت هزینه یک مفهوم دیرینه است که مبتنی بر اصل «کسی که سرمایه را می‌آورد حداقل باید سرمایه‌گذاری خود را برداشت کند» است،^۴ بازپرداخت کلیه هزینه‌های صورت‌گرفته طبق قرارداد از طریق تخصیص بخشی از محصولات اضافی میدان یا عواید حاصل از اجرای قرارداد بر پایه قیمت روز فروش محصول است. تشخیص پرداخت به پیمانکار از طریق تحویل محصول میدان یا مخزن یا عواید حاصل از آن به جای محصول با شرکت ملی نفت ایران است؛^۵ این در حالی است که سابقاً در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل بانک مرکزی ضمانت این قراردادها را بر اساس بند «ی» تبصره ۲۹ قانون برنامه توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران مصوب ۶۸/۱۱/۱۱ متعهد می‌شد. این رویه تا سال ۱۳۷۷ ادامه داشت، تا اینکه در قسمت ۱ بند «ل» قانون بودجه سال ۱۳۷۷ مقرر شد: «بازپرداخت تسهیلات مزبور و تمام تعهدات ذی‌ربط، تنها از محل درآمد حاصل از صادرات محصولات همان طرح‌ها و بدون تعهد بانک مرکزی صورت خواهد گرفت.»^۶ این شیوه قراردادی از قراردادهای خدماتی بیع متقابل به قراردادهای IPC نیز انتقال یافته است.

در قراردادهای نفتی منظور از هزینه‌های اکتشافی، هزینه‌های شناسایی، لرزه‌نگاری، زمین‌شناسی، نقشه‌کشی، مهندسی، حفر چاه‌های آزمایشی، نگهداری تأسیسات اکتشافی، حقوق و دستمزدها است و در نهایت ممکن است شرکت نفتی بین‌المللی به نتیجه مطلوب نرسد که تمام این هزینه‌ها، ریسک‌ها و

۱ - بند «ت» ماده ۳: «کلیه مخاطرات، ریسک‌ها و هزینه‌ها در صورت عدم کشف میدان یا مخزن تجاری بر عهده طرف دوم قرارداد می‌باشد.»
 ۲ - تمام هزینه‌های مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم، هزینه‌های تأمین مالی متعلقه بر اساس قرارداد (حسب مورد) هزینه‌های بهره‌برداری طرح اعم از عملیات اکتشافی، توسعه‌ای، طرح‌های بهبود یا افزایش ضریب بازیافت از ابتدا تا انتها توسط پیمانکار تأمین و به موقع پرداخت می‌گردد.
 ۳ - "Direct Capital Costs ("DCC") means any and all costs and expenditures, incurred and paid by the Contractor ..."

۴ Johnston, D., "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts", Tulsa, Oklahoma, United States, Penwell Publishing, (1994), p. 56.

۵ - بند ب و پ ماده ۳ مصوبه هیئت وزیران.

۶ ابراهیمی، سید نصرالله، مهدی منتظر و فرزاد مسعودی، «اصول حاکم‌بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، ۱۳۹۳، شماره ۱۲.

مخاطرات طبق قرارداد با پیمانکار است. این نکته در مصوبه هیئت وزیران طبق بند «ت» ماده ۳ مورد تأکید قرار گرفته است.

۲.۱.۲. ساختار و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم

همان‌طور که گفته شد، در قراردادهای IPC، مانند قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای به کلیه هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که توسط پیمانکار در خصوص عملیات نفتی، برای رسیدن به اولین تولید تا تولید نهایی پرداخت می‌شود. تمامی این هزینه‌ها از زمان اکتشاف تا زمان بهره‌برداری توسط طرفین با توجه به وضعیت و نیاز مخازن نفت و گاز در برنامه بودجه سالیانه تعیین و تصویب می‌شود. این در حالی است که در قراردادهای خدماتی بیع متقابل این هزینه همان ابتدا در قرارداد تعیین می‌شود و بعد از تعیین سقف، هرگونه افزایش در هزینه‌ها بر عهده پیمانکار بود و فقط آن هزینه‌های سرمایه‌ای قابل بازیافت بودند که واقعاً هزینه شده باشند. در حالی که در قراردادهای جدید نفتی این هزینه سالانه مشخص می‌شود. در واقع در این روش قراردادی ریسک افزایش هزینه‌ها برای پیمانکار کاهش داده شده است.

بر اساس بند «پ» ماده ۱۱ مصوبه هیئت وزیران پیمانکار مکلف است؛ با توجه به اطلاعاتی که از حضور در بهره‌برداری میدان کسب می‌کند و در پی آن با انجام دادن مطالعات لازم برای اصلاح طرح توسعه و در صورت نیاز، به ارائه پیشنهاد طرح‌های اصلاحی با هدف حفظ ظرفیت، بهبود یا افزایش بازیافت نفت یا گاز از میدان یا مخزن بپردازد. در صورتی که کارفرما این طرح‌ها را تصویب کند، با اعمال همان روش‌ها و شیوه‌ها و شرایط موجود در قرارداد اصلی این طرح‌ها نیز با انجام دادن اصلاحات در برآورد هزینه‌ها، زمان‌بندی قرارداد، دستمزد مربوط و نیز با منظور نمودن هزینه‌های مربوط در برنامه مالی عملیاتی سالانه طرح به اجرا درمی‌آید.

در واقع، برخلاف قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل، سقف هزینه‌ها بسته نیست؛ بلکه این هزینه‌ها به صورت طبقه‌بندی و برنامه‌ریزی شده پرداخت می‌شوند. به این ترتیب که شرکت نفتی خارجی براساس فعالیت‌ها و مطالعاتی که انجام می‌دهد، طبق نیازها، رفتار مخزن و تحولات بازار، هزینه‌ها را مشخص می‌کند که این صورت هزینه‌ها باید به تأیید و تصویب شرکت ملی نفت ایران برسد. این موضوع در بند «ل» ماده ۱ مصوبه مورد اشاره قرار گرفته است. این بند اشاره می‌کند: «برنامه سالیانه برنامه‌ای است که در چارچوب طرح‌های عملیاتی و اصلاحات و بازنگری‌های لازم ناشی از واقعیت‌های پروژه و رفتار واقعی میدان توسط طرف دوم قرارداد تهیه می‌شود و به تصویب طرف اول قرارداد می‌رسد. تصویب این برنامه از سوی طرف اول قرارداد نهایی بوده و جهت اجرا به طرف دوم قرارداد ابلاغ می‌گردد. این برنامه شامل جزئیات هزینه‌ها و عملیات لازم سالانه برای توسعه و بهره‌برداری می‌باشد.»

لازم به ذکر است که در قراردادهای جدید نفتی، انحراف از بودجه سالیانه صرفاً پنج درصد مبالغ مصوب هر سال مجاز است، در صورتی که متصدی عملیات تولید (شرکت ملی نفت ایران یا شرکت توسعه‌ای مشترک یا شرکت تولیدی مشترک حسب مورد) برای اجرای عملیات، ارتقا یا بهبود بازیافت نفت، تزریق سرمایه به پروژه را ضروری تشخیص دهد، پیمانکار عملیات را از حیث مالی و فنی حمایت و پشتیبانی خواهد کرد. هزینه‌های مزبور به همراه حق الزحمه عملیات ارتقا و بهبود بازیافت نفت، به‌عنوان هزینه‌های نفتی در حساب

پروژه منظور شده و مطابق سازوکار تعیین‌شده در قرارداد، در دوره بازیاخت، مستهلک خواهند شد.^۱ بنابراین طرفین قرارداد هر سال هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای سال بعد را در برنامه و بودجه سالانه بر مبنای نیازهای واقعی عملیات نفتی میدان و رفتارهای میدان برآورد می‌کنند.

۲.۲. هزینه‌های غیرمستقیم

هزینه‌های غیرسرمایه‌ای قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل در قراردادهای جدید نفتی عنوان هزینه‌های غیرمستقیم را گرفته‌اند. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای هزینه‌هایی‌اند که پیمانکار باید در طول اجرای عملیات نفتی متعهد شود و پرداخت کند؛ درحالی‌که به‌صورت غیرمستقیم به اجرای عملیات نفتی مرتبط باشند. مانند مالیات‌ها، هزینه‌های تأمین اجتماعی، عوارض گمرکی و هرگونه عوارض ضروری دیگر.^۲ البته ناگفته نماند پیمانکار متعهد به پرداخت هزینه‌های جزئی مثل هزینه آموزش کارکنان نیز است که جزء هزینه غیرمستقیم محسوب می‌شود. این هزینه‌ها برخلاف هزینه‌های سرمایه‌ای دارای سقف نیست.^۳ طبق بند «ص» ماده ۱ مصوبه هیئت وزیران هزینه‌های غیرمستقیم در قراردادهای IPC عبارت‌اند از: کلیه هزینه‌هایی که به دولت، وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی، از جمله شهرداری‌ها، از قبیل انواع مالیات، عوارض، گمرک و بیمه تأمین اجتماعی پرداخت می‌شود.

تبصره: پرداخت مالیات، عوارض و سایر پرداخت‌های قانونی بر عهده طرف دوم قرارداد و به تبع آن، تسویه حساب با دستگاه‌های ذی‌صلاح نیز از تکالیف وی است. این پرداخت‌ها بر پایه اعلام مراجع قانونی دریافت‌کننده عیناً به‌عنوان هزینه‌های غیرمستقیم پذیرفته و به ترتیب مقرر در این مصوبه، در وجه طرف دوم قرارداد بازپرداخت خواهد شد.

بنابراین، هزینه‌های غیرمستقیم^۴ شامل تمام هزینه‌هایی می‌شود که شرکت نفتی بین‌المللی باید به دولت ایران بپردازد. در واقع هزینه‌های غیرمستقیم هزینه‌هایی‌اند که براساس «قوانین داخلی ایران» در طول دوره قرارداد باید پرداخت شوند.

۲.۲.۱. تأمین هزینه‌های غیرمستقیم

در اکثر قراردادهای بین‌المللی نفتی، پیمانکار متعهد به پرداخت هزینه‌های غیرمستقیم یعنی عوارض، مالیات و... طبق قوانین داخلی کشور میزبان در طول دوره قرارداد است و درنهایت در پایان دوره عملیات چنانچه به نتیجه مطلوب موردنظر در قرارداد دست یافت، این هزینه‌ها طبق برنامه بازپرداخت خواهد شد.

^۱ حاتمی، علی و اسماعیل کریمیان، *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*، تهران: نشر نیسا، ۱۳۹۳.

^۲ شیروی، عبدالحسین و سید نصرالله ابراهیمی، «اکتشاف و توسعه میدانی نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل»، ترجمه مجتبی اصغریان، *مجله حقوقی بین‌المللی*، نشریه امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال ۲۶، ۱۳۸۸، شماره ۴۱.

^۳ شیروی، عبدالحسین، *منع پیشین*.

^۴ -Indirect Costs

ایرادی که منتقدان به این بخش از قرارداد یعنی بحث «مالیات» در قراردادهای جدید نفتی وارد کرده‌اند، این است که در قراردادهای جدید، پیمانکار ابتدا مالیات را می‌پردازد، سپس این هزینه در کنار هزینه‌های دیگر جمع، و تماماً توسط شرکت ملی نفت به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

در پاسخ به این دسته از منتقدان باید گفت، معافیت‌های مالیاتی و گمرکی در دوره‌های زمانی متفاوت، توسط دولت‌های میزبان برای جذب و تشویق سرمایه‌گذاری‌های خارجی وضع می‌شود. دولت‌هایی که نیاز به جذب سرمایه‌های خارجی دارند، از این دسته مشوق‌ها از جمله موارد فوق برای تشویق سرمایه‌گذاران خارجی استفاده می‌کنند.^۱ ضمن اینکه با تمام ریسک‌هایی که این قراردادها برای پیمانکار در پی دارد، قرار دادن امتیازهایی برای جذاب کردن قراردادها و جذب سرمایه‌گذار لازم به نظر می‌رسد.

ذکر این نکته لازم است که تقسیم هزینه‌ها به هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم برای اولین بار در پیش‌نویس قراردادهای IPC ظهور پیدا کرد و علت این تقسیم‌بندی، بسته بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و باز بودن سقف هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در این قراردادها بود. با این توضیح که در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل شرکت خارجی ملزم به پرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای طبق قرارداد بود،^۲ اما بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای براساس قرارداد مشخص شده بود و به همان میزان بازبرگشت داده می‌شد (یعنی بسته بود)؛ ولی هزینه‌های غیرسرمایه‌ای بدون محدودیت قابل پرداخت بود (یعنی باز بود). برخلاف قراردادهای خدماتی بیع متقابل، سقفی برای هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای در قراردادهای جدید نفتی در نظر گرفته نشده و عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به هزینه‌های غیرمستقیم تغییر یافته و تعهد به همان شکل باقی مانده است.^۳

۲.۲.۲. ساختار و سقف هزینه‌های غیرمستقیم

همان‌طور که گفته شد، تمام هزینه‌های غیرمستقیم در قراردادهای نفتی، چه قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل چه قراردادهای IPC، باید توسط شرکت نفتی خارجی تعهد و پرداخت شود و در نهایت چنانچه به نتایج مطلوب و مدنظر در قرارداد دست یافت، تمام این هزینه‌ها به شرکت بازپرداخت شود. این هزینه‌ها شامل عوارض و مالیات‌هایی است که طبق قوانین داخلی باید پرداخت شوند، اما شرکت نفت به‌عنوان یک امتیاز و تشویق برای شرکت خارجی، در صورتی که پیمانکار تعهدات و اهداف مدنظر در قرارداد را به شکل مطلوب ارائه دهد، بازپرداخت خواهد کرد.

در مورد ساختار این هزینه‌ها باید گفت که این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شوند: یکی از آنها عوارض گمرکی است که در زمان ترخیص کالاهای موردنیاز برای اجرای عملیات باید پرداخت شود، و دیگری مالیات‌هایی است که باید به دولت در طول دوره عملیات پرداخت شود که شامل هرگونه مالیات و عوارض،^۴

^۱ پیران، حسین، *مسائل حقوق سرمایه‌گذاری بین‌المللی*، چاپ اول، تهران: انتشارات گنج دانش، ۱۳۸۹.

^۲ - "... Non-Capital Costs means all costs incurred and paid by Contractor under the Contract...".

^۳ - Indirect Costs means any and all costs which are incurred and paid by the Contractor, related to and connected with the Petroleum Operations of the Field, to Iranian government, ministries, governmental organizations and offices and public entities

^۴ - Taxation

مالیات بر درآمد^۱، مالیات بر ارزش افزوده^۲ و کسورات تأمین اجتماعی^۳ می‌شود. مالیات بر درآمد را شرکت بین‌المللی نفتی بر مبنای سودهای خود پرداخت می‌کند و در موارد خاص مالیات بر سود مازاد یا مالیات تکمیلی در سودها، گاهی اوقات مالیات بر سودهای بادآورده نامیده و پرداخت می‌شود؛ به‌خصوص زمانی که قیمت‌های نفت خام به‌طور غیرمنتظره و شدید بالا می‌رود.^۴

این هزینه‌ها مانند هزینه‌های مستقیم دارای سقف باز هستند و هر ساله در برنامه بودجه مشخص می‌شوند تا به تصویب کمیته مشترک برسد. طبق تبصره بند «ص» ماده ۱ مصوبه هیئت وزیران، این هزینه‌ها در وجه طرف دوم قرارداد بازپرداخت می‌شود. ضمن اینکه فقط آنچه در ایران پرداخت شده قابل بازیافت است نه آنچه در خارج از ایران از جنس هزینه‌های غی مستقیم پرداخت شده است.^۵

هزینه‌های غیرمستقیم علی‌رغم اینکه دارای سقف نیست و کل آن قابل بازیافت است، حدوداً ۱۰ تا ۱۵ درصد مبلغ هزینه‌های سرمایه‌ای را تشکیل می‌دهند.^۶ این هزینه‌ها از تاریخ تولید اولیه به مدت ۵ تا ۷ سال پرداخت خواهند شد که به‌صورت جاری تسویه می‌شود.

۲.۳. هزینه‌های مالی (بولی)

یکی دیگر از تعهدات مالی شرکت نفتی خارجی «هزینه‌های مالی» پروژه نفتی است. این عنوان در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل هم وجود داشت که عنوان «هزینه‌های بانکی»^۷ به آن تعلق گرفته بود. این ردیف هزینه‌ها برای جبران هزینه‌های مالی که برای عملیات توسعه هزینه شده‌اند، در نظر گرفته شده است. در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای مشمول نرخ بهره می‌شوند. این هزینه‌ها به صورت ماهانه محاسبه و از روز نخست اولین ماهی که هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای تعهد و پرداخت شده‌اند محاسبه می‌شوند.^۸

نرخ بهره در قرارداد توافقی است که معمولاً رقمی بالاتر از نرخ لایبور (نرخ بانک بین‌المللی لندن) به‌عنوان مثال ۷/۵ درصد به اضافه نرخ لایبور است.^۹ هزینه‌های عملیاتی اگر در دوره سه‌ماهه پس از انجام دادن هزینه بازپرداخت شود مشمول بهره نمی‌شود، اما اگر تأخیر در پرداخت داشته باشد، هزینه‌های عملیاتی معوقه نیز مشمول بهره می‌شوند.^{۱۰}

^۱ -Iranian Corporation Income Tax (CIT)

^۲ -Value Added Tax (VAT)

^۳ -Social Securities (SSO)

^۴ Hafez Abdo, "The taxation of UK oil and gas production: Why the windfalls got away", *Energy Policy*, 38, 2010, p. 5626.

^۵ جواندل جانانلو، فرخ، «ساختار حقوقی - قراردادی قراردادهای جدید نفتی ایران»، رساله دکتری، تهران: دانشگاه تهران، ۱۳۹۶.

^۶ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

^۷ Bank Charges

^۸ علیمردی، محمد، «کاربرد از نظریه نمایندگی در تحلیل تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز (صکوک اجاره، مشارکت و قراردادهای نفت و گاز)»، رساله دکتری، تهران: دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، ۱۳۹۴.

^۹ کاظمی نجف آبادی، عباس، *آشنایی با قراردادهای نفتی*، تهران: مؤسسه مطالعات و پژوهش‌های حقوقی شهر دانش، ۱۳۹۳.

^{۱۰} قنبری جهرمی، محمدجعفر و مجتبی اصغریان، «مطالعه تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدماتی نفتی عراق و ایران»، *مجله مطالعات حقوق تطبیقی*، دوره ۶، ۱۳۹۴، شماره ۲.

هزینه‌های مالی برخلاف قرارداد خدماتی موسوم به بیع متقابل که به هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای تعلق می‌گرفت، در قراردادهای جدید نفتی فقط به هزینه‌های غیرمستقیم و تأخیر در بازپرداخت سایر هزینه‌ها تعلق می‌گیرد که در ادامه بیشتر تشریح خواهد شد.

۲.۳.۱. تأمین سرمایه

این موضوع بدیهی است که پروژه‌های نفتی به دلیل هزینه‌های سنگین مالی نیازمند کمک و حمایت شرکت‌های نفتی بین‌المللی اند و یکی از دلایلی که کشورهای در حال توسعه به دنبال انعقاد قرارداد نفتی اند، همین هزینه‌های سنگین پروژه است. شرکت‌های نفتی بین‌المللی نیز این هزینه‌ها را یا خود تأمین می‌کنند و یا اینکه با کمک مؤسسات و بانک‌ها اقدام به تأمین هزینه‌ها می‌کنند. اخذ وام به شیوه سنتی برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای اجرای پروژه مخاطره‌آمیز است؛ زیرا چنانچه طرح به نتیجه نرسد، شرکت بین‌المللی نفتی باید از منابع خود اصل وام و شاید صدها میلیون دلار فرع آن را جبران کند. این امر ممکن است به ورشکستگی کامل آن شرکت منجر شود. به همین خاطر شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای تأمین منابع مالی لازم به تأمین مالی پروژه متوسل می‌شوند تا بازپرداخت آن را از طریق اختصاص کل یا بخشی از عواید پروژه انجام دهند.^۱

در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل و قراردادهای نفتی جدید دو نوع قرارداد منعقد می‌شود: یکی قرارداد اصلی که پیمانکار متعهد به انجام دادن پروژه می‌شود و دیگری قرارداد درازمدت فروش نفت خام^۲ است که شرکت ملی نفت متعهد می‌شود با فروش محصولات هیدروکربوری، سرمایه و سود شرکت نفتی خارجی را بپردازد. بنابراین، تأمین مالی که برای اجرای عملیات نفتی توسط پیمانکار صورت می‌پذیرد در نهایت توسط شرکت ملی نفت با سود معینی که قاعدتاً به نرخ لایور به‌علاوه ۰/۷۵ درصد است، در قالب ۵۰ درصد از نفت و یا گاز تولیدی میدان تا زمان استهلاک به پیمانکار پرداخت می‌شود.^۳

۲.۳.۲. ساختار و سقف هزینه‌ها

همان‌طور که گفته شد، شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای انجام دادن پروژه در کشور میزبان هزینه‌ها را یا از منابع مالی خود تأمین می‌کنند یا پرداخت نرخ بهره این هزینه‌ها را از طریق وام بانکی تعهد می‌کنند تا ریسک منابع مالی را مدیریت کنند. خواه این هزینه‌ها را شرکت بین‌المللی نفتی از منابع داخلی خود تأمین کرده باشد خواه وام بانکی، در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های مالی یا همان «بهره» به هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای و گاهاً هزینه‌های بهره‌برداری در صورت تأخیر تعلق می‌گرفت.^۴ در پیش‌نویس قراردادهای جدید نفتی هزینه‌های تأمین مالی فقط و فقط برای هزینه‌های غیرمستقیم در نظر گرفته شده است که در هر حال باید پرداخت شود.

^۱ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

^۲ Long Term Crude Oil Sale Agreement (LTCOSA)

^۳ شیرمردی دزکی، محمدرضا، «بررسی تطبیقی حقوقی و اقتصادی قراردادهای امتیازی جدید با قراردادهای مشارکت در تولید و خدمات - در حوزه صنعت نفت»، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، تهران: دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبائی، ۱۳۹۲.

^۴ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

همان‌طور که اشاره شد، هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم دارای سقف باز هستند و هر ساله در برنامه بودجه تعیین می‌شوند. این موضوع در پیش‌نویس قراردادهای نفتی جدید هم مورد اشاره قرار گرفته است، اما برخلاف هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم که دارای سقف باز هستند، هزینه‌های مالی چنین ساختاری را ندارند، بلکه این قسم از هزینه‌ها سقف دارند و میزان آن مشخص است. در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های پول (هزینه‌های مالی) به هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای تعلق می‌گرفت که عبارت بود از نرخ بهره لایبور به علاوه ۰/۷۵ درصد، که این نرخ نمی‌توانست از نرخ لایبور تجاوز کند.

۲.۴. هزینه‌های بهره‌برداری

تفاوت مهم دیگر نسل جدید قراردادهای نفتی نسبت به سایر قراردادها حضور پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری و بلندمدت بودن دوره قرارداد است که موجب انگیزه شرکت پیمانکار برای حداکثرسازی تولید از میدان و تولید صیانتی از میدان می‌شود. این عوامل در کنار باز بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیرمستقیم از دلایل جذابیت این قراردادهاست. در قراردادهای جدید، عملیات بهره‌برداری شامل کلیه عملیاتی می‌شود که از تاریخ تولید اولیه تا اتمام مدت قرارداد ادامه پیدا می‌کند. بنابراین، هزینه‌های بهره‌برداری به هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که برای انجام دادن عملیات فوق‌الزام بوده و طبق حسابداری‌های استاندارد محاسبه شده و در بودجه سالانه به تصویب رسیده باشد.

۲.۴.۱. تأمین هزینه‌های بهره‌برداری

در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل، پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری حضور ندارد و بدیهی است پس از اکتشاف و توسعه میدان، منطقه قراردادی را با تمام تأسیسات به شرکت ملی نفت ایران تحویل می‌دهد. در واقع مأموریت شرکت نفتی بین‌المللی پس از اتمام توسعه میدان نفتی تمام می‌شود و مسئولیتی نسبت به مرحله بهره‌برداری و تأمین سرمایه مالی آن ندارد. ذکر این نکته برای دوری از اشتباه لازم است که در قراردادهای بیع متقابل، ردیفی با عنوان «حمایت و کمک در تولید» وجود دارد. با این معنا و توضیح که شرکت نفتی خارجی پس از توسعه و تحویل میدان نفتی به شرکت ملی نفت ایران در دوران بهره‌برداری و تولید، از نظر فنی حمایت و کمک در تولید را تعهد می‌کند. با توجه به اینکه در قراردادهای جدید نفتی سه مرحله اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری به صورت یکپارچه قرار گرفته‌اند، بنابراین شرکت پیمانکار خارجی متعهد می‌شود که تمام هزینه‌ها را نیز تأمین کند که بازپرداخت آن نیز طبق برنامه‌ریزی در قرارداد انجام خواهد شد.

۲.۴.۲. ساختار و سقف هزینه‌های بهره‌برداری

در قراردادهای جدید نفتی تمام هزینه‌هایی که مربوط به تولید، نگهداری و تعمیرات چاه‌های نفتی یا گازی، سکوها و تأسیسات، گردآوری اطلاعات تولید و زیرسطحی، ساخت و نصب خطوط لوله، تجهیزات، تأسیسات و سیستم‌ها در داخل و خارج از ناحیه قرارداد، اجرای هرگونه عملیاتی که شامل بازسازی، حفظ

فشار، تزریق آب، نگهداری، تعمیر و جایگزینی تجهیزات و تأسیسات و کلیه عملیات مرتبط همانند مدیریت برنامه‌ریزی و کارهای اداری می‌شود، توسط شرکت بهره‌بردار صورت می‌پذیرد. بنابراین هزینه‌های بهره‌برداری نیز مانند هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم توسط پیمانکار محاسبه و در برنامه بودجه سالانه تصویب می‌شود. این هزینه‌ها طبق دوره تعیین شده در قرارداد، محاسبه، تقسیط و به صورت جاری بازپرداخت می‌شود.^۱

با توجه به تعریفی که از هزینه بهره‌برداری ارائه شد، همانند هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم نمی‌توان سقف هزینه‌های آن را به طور دقیق مشخص کرد و دلیل آن نیز رفتار میدان نفت و گاز و حوادث غیرقابل پیش‌بینی در دوران تولید است.

۲.۵. حق الزحمه^۲

چنانچه در قراردادهای نفتی، پیمانکار به اهداف تولید برسد، «حق الزحمه» یا همان «پاداش» به وی تعلق می‌گیرد. در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل حق الزحمه مبلغی ثابت در قرارداد است که به عنوان پاداش برای پیمانکار در نظر گرفته می‌شود. حق الزحمه براساس نرخ بازگشت سرمایه مقرر در قرارداد و با لحاظ سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، برآورد هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، جریان نقدی پروژه شامل جداول سرمایه‌گذاری و بازپرداخت و نرخ بهره هم‌زمان با تعیین سقف هزینه‌های سرمایه مشخص می‌شود.^۳ در قراردادهای بیع متقابل پرداخت حق الزحمه مانند بازگشت سرمایه دارای زمان‌بندی مشخص است؛ به این صورت که کل هزینه‌ها بر ماه‌های بازپرداخت تقسیم می‌شود و سقف بازپرداخت به صورت ماهانه به دلار مشخص می‌شود.

در این قراردادها، حق الزحمه از عواید میدان پرداخت می‌شود. این پاداش باید از حداکثر ۶۰ درصد عواید پرداخت شود. بر این اساس، ۶۰ درصد تولیدات در یک دوره سه‌ماهه به قیمت روز محاسبه و پرداخت می‌شود. این پرداخت‌ها به شرکت پیمانکار حدود ۷ تا ۹ سال به طول می‌انجامد که دوره‌های بازپرداخت سه‌ماهه‌اند.^۴ در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل امکان فروش نفت یا گاز به پیمانکار پیش‌بینی می‌شود؛ به همین دلیل یک قرارداد طولانی مدت فروش نفت، گاز یا میعانات گازی نیز در ضمیمه قرارداد مورد توافق قرار می‌گیرد. با این حال فروش نفت، گاز یا میعانات گاز به پیمانکار برای شرکت ملی نفت ایران اختیاری، اما خرید از سوی پیمانکار اجباری است. این موضوع باعث می‌شود که پیمانکار نتواند ذخایر نفتی را در دفاتر ذخایر خود ثبت کند (البته اگر شرکت ملی نفت تعهد به فروش نفت به پیمانکار کند، پیمانکار می‌تواند در دفتر ذخایر خود ثبت کند).^۵

در قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل حق الزحمه پیمانکار ثابت بود و شاید یکی از علل عدم جذابیت برای پیمانکاران خارجی همین موضوع بود. در قراردادهای IPC برای جذب سرمایه‌گذاری‌های

^۱ - بند الف و ب ماده ۱۰ شرایط عمومی ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز.

^۲ Fee

^۳ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

^۴ شیروی، عبدالحسین و سید نصرالله ابراهیمی، منبع پیشین.

^۵ شیروی، عبدالحسین، منبع پیشین.

خارجی، قرار بر این است که شرکت نفتی بین‌المللی به‌ازای تولید هر بشکه نفت مزاد بر تولید اولیه میدان، پاداش دریافت کند. این موضوع در بند «ظ» ماده ۱ شرایط عمومی ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز مورد اشاره قرار گرفته است. این قانون در تعریف دستمزد گفته است: «رقمی که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام (یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه) از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تبیین می‌شود.»

بنابراین، در قراردادهای IPC برخلاف قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل پاداش به‌صورت کلی محاسبه نمی‌شود، بلکه پیمانکار به‌ازای هر واحد تولید اضافی پاداش می‌گیرد؛ لذا هرچه نفت بیشتری تولید کند پاداش بیشتری دریافت خواهد کرد. ضمن اینکه در قراردادهای نفتی جدید قیمت جهانی نفت بر پاداش پیمانکار تأثیرگذار است. به این صورت که افزایش یا کاهش قیمت جهانی نفت به میزان ۵۰ درصد، نسبت به پاداش تولید تجدیدنظر می‌شود و هرچه این انعطاف‌پذیری هزینه‌های پیمانکار از قیمت جهانی نفت بیشتر شود، IPC از یک قرارداد خدماتی دورتر و به قرارداد مشارکت در تولید نزدیک‌تر می‌شود.^۱

نتیجه‌گیری

تا سال‌های متمادی، متولیان بخش بالادستی نفت و گاز از قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل در این صنعت استفاده می‌کردند که در سال‌های اخیر این قراردادها جذابیت خود را از دست داده بودند. بر همین اساس، قراردادهایی تحت عنوان قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC که شکل تکامل‌یافته قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل بودند، ابداع شد. تدوین‌کنندگان قراردادهای جدید نفتی برای جذب کردن شرکت‌های نفتی بین‌المللی (IOC)^۲ علاوه بر یکپارچه کردن مراحل کشف، توسعه و تولید، و همچنین افزایش مدت زمان قرارداد، تغییراتی را در بسته مالی این قراردادها ایجاد کردند؛ با این توضیح که سقف هزینه‌ها را باز گذاشتند و برای تولید صیانتی نیز پاداش در نظر گرفتند؛ ضمن اینکه مانند قراردادهای پیشین معافیت‌های مالیاتی را نیز در نظر گرفتند تا موجب جذب سرمایه‌گذاری خارجی شود.

بر این اساس، در قراردادهای جدید نفتی هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرمستقیم که شامل مالیات‌ها و عوارض می‌شود، برخلاف قراردادهای خدماتی موسوم به بیع متقابل که دارای سقف بسته بودند، دارای سقف باز شدند. این عامل موجب کاهش ریسک و تضرر شرکت‌های نفتی بین‌المللی به دلیل احتمال نوسانات قیمت وسایل و مواد اولیه و به‌طور کلی کاهش ضرر در صورت افزایش هزینه‌های عملیاتی شد. به نوعی این قراردادها از تضرر زیاد شرکت‌های نفتی بین‌المللی جلوگیری می‌کند؛ چراکه این موضوع یکی از علل عدم حضور سرمایه‌گذاران خارجی در کشور محسوب می‌شد. از طرف دیگر، در قراردادهای جدید نفتی این پاداش به شکل ثابت نیست، بلکه با افزایش تولید، پاداش نیز افزایش می‌یابد. در واقع تولید صیانتی علاوه بر اینکه برای ایران دارای منفعت است (خصوصاً در میادین مشترک) به نفع شرکت نفتی بین‌المللی نیز بوده و باعث افزایش انگیزه وی در تولید می‌شود. ضمن اینکه در این قراردادها تمام هزینه‌هایی که توسط

^۱ عمادی، محمدعلی، مدل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)، تهران: هم‌اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، ۱۳۹۲.

^۲ International Oil Company

شرکت نفتی خارجی انجام می‌شود، در صورتی بازپرداخت خواهد شد که شرکت نفتی بین‌المللی به تمام مفاد مندرج در قرارداد دست یابد.

در پایان باید گفت تغییراتی که در بخش مالی قراردادهای جدید نفتی موسوم به IPC صورت گرفته، علاوه بر اینکه مانع تضرر احتمالی شرکت‌های نفتی بین‌المللی (IOC) شده، موجب جذابیت و جذب آنها نیز شده است. بنابراین، تأسیس قراردادهایی با ریسک پایین برای جذب سرمایه‌گذار با تمام انتقادهای وارده بر آن برای صنعت نفت ایران مورد نیاز بود.

منابع

الف) منابع فارسی

کتاب

۱. پیران، حسین، **مسایل حقوق سرمایه‌گذاری بین‌المللی**، چاپ اول، تهران: انتشارات گنج دانش، ۱۳۸۹.
۲. حاتمی، علی و اسماعیل کریمیان، **حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری**، تهران: نشر نیسا، ۱۳۹۳.
۳. روحانی، فواد، **تاریخ اوپک**، ترجمه منوچهر روحانی، تهران: شرکت سهامی کتاب‌های جیبی، ۱۳۵۳.
۴. شیروی، عبدالحسین، **حقوق نفت و گاز**، تهران: انتشارات سمت، چاپ سوم، ۱۳۹۳.
۵. عمادی، محمدعلی، **مدل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)**، تهران: هم‌اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، ۱۳۹۲.
۶. کاظمی نجف آبادی، عباس، **آشنایی با قراردادهای نفتی**، تهران: مؤسسه مطالعات و پژوهش‌های حقوقی شهر دانش، ۱۳۹۳.

مقاله

۷. ابراهیمی، سید نصرالله و محمد شیرجیان، «قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید»، **فصلنامه اقتصاد انرژی ایران**، سال سوم، ۱۳۹۳، شماره ۱۰.
۸. ابراهیمی، سید نصرالله، مهدی منتظر و فرزاد مسعودی، «اصول حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، **پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران**، سال سوم، ۱۳۹۳، شماره ۱۲.
۹. ابراهیمی، سید نصرالله، «اصلاح یا جایگزینی قراردادهای بیع متقابل، راهکار یا ضرورت»، شبکه اطلاع‌رسانی نفت، گاز و انرژی (شانا)، ۱۳۸۴.
۱۰. امامی میبدی، علی و احمد هادی، «ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک TOPSIS»، **فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی**، سال سیزدهم، ۱۳۹۶، شماره ۵۵.

۱۱. زحمت کش، حسین، «رژیم حقوقی و ترتیبات مالی در قراردادهای بالادستی در صنعت نفت»، فصلنامه مطالعات خصوصی، دوره ۴۴، ۱۳۹۳، شماره ۳.
۱۲. شافع، میر شهبیز و فتح الله رحیمی، «دگردیسی و تکامل مرحله ای قراردادهای بین‌المللی نفتی بیع متقابل در بستر حقوق ایران»، مجله دانش حسابرسی، سال چهاردهم، ۱۳۹۴، شماره ۵۸.
۱۳. شیروی، عبدالحسین و سید نصرالله ابراهیمی، «اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل»، ترجمه مجتبی اصغریان، مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال ۲۶، ۱۳۸۸، شماره ۴۱.
۱۴. شیروی، عبدالحسین و فاطمه امین مجد، «سرمایه‌گذاری خارجی در عملیات بالادستی نفت و گاز»، فصلنامه حقوق خصوصی، دوره ۹، پاییز و زمستان ۱۳۹۱، شماره ۲.
۱۵. صاحب هنر، حامد، محمدرضا لطفعلی پور، محمود هوشمند و مهدی فیضی، «مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در (PSC) مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی»، نظریه‌های کاربردی اقتصاد، سال چهارم، بهار ۱۳۹۶، شماره ۱.
۱۶. قبری جهرمی، محمدجعفر و مجتبی اصغریان، «مطالعه تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدماتی نفتی عراق و ایران»، مجله مطالعات حقوق تطبیقی، دوره ۶، ۱۳۹۴، شماره ۲.
۱۷. منتظر، مهدی و سید نصرالله ابراهیمی، «جایگاه قراردادهای بیع متقابل در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز ایران و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید»، مجله حقوقی بین‌المللی، شماره ۴۹، ۱۳۹۲.
۱۸. منتظر، مهدی و سید نصرالله ابراهیمی، «دلایل استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، مجله حقوقی بین‌المللی، ۱۳۹۱، شماره ۴۷.

رساله و پایان‌نامه

۱۹. جواندل جانانلو، فرخ، «ساختار حقوقی - قراردادی قراردادهای جدید نفتی ایران»، رساله دکتری، تهران: دانشگاه تهران، ۱۳۹۶.
۲۰. شیرمردی دزکی، محمدرضا، «بررسی تطبیقی حقوقی و اقتصادی قراردادهای امتیازی جدید با قراردادهای مشارکت در تولید و خدمات - در حوزه صنعت نفت»، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، تهران: دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبایی، ۱۳۹۲.
۲۱. علیمردی، محمد، «کاربرد از نظریه نمایندگی در تحلیل تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز (صکوک اجاره، مشارکت و قراردادهای نفت و گاز)»، رساله دکتری، تهران: دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبایی، ۱۳۹۴.

قوانین

۲۲. قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، ۱۳۹۱.
۲۳. متن کامل کلیات قراردادهای جدید نفتی، ۱۳۹۵.

ب) منابع انگلیسی

Books

29- Johnston, D., "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts", Tulsa, Oklahoma, United States, Penwell Publishing, 1994, p. 56.

Articles

- 26- Boykette, T., Peirano, M., Boria, S., Kelley, H., Schimana, E., Dekrout, A. "Oil Contracts, how to Read and Understand a Petroleum Contract", *Times Up Press*, 2012.
- 27- Hafez Abdo, "The taxation of UK oil and gas production: Why the windfalls got away", *Energy Policy*, 38, 2010, p. 5626.
- 28- Isehunwa, S., & Uzoalor, E. "Evaluation of True Government Take under fixed and Sliding Royalty Scales in Nigerian Oil Industry", *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 5(3), 2011, 735-741.
- 30- Ken, Kasriel & David, Wood, "Upstream Petroleum Fiscal & Valuation Modeling in Excel", John Wiley & Sons Ltd, 2013, P. 39.
- 31- Luo Dongkun and Yan Na, "Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts", *Petroleum Exploration and Development*, Volume 37, Issue 6, (December 2010, p. 758.

Persian References

Books

1. Piran, Hossein, *The Issues of International Investment Law*, 1st edition, Tehran: Ganj Danesh Publications, 1389.
2. Hatami, Ali and Esmaeel Karimian, *Foreign Investment Law in the Light of the Law and Investment Contracts*, Tehran: Nisa Publications, 1393.
3. Rowhani, Foad, *The History of OPEC*, translated by Manoochehr Rowhani, Tehran: Pocket Books corporation, 1353.
4. Shiravi, Abdolhossein, *Oil and Gas Law*, Tehran: Samt Publications, 3rd edition, 1393.
5. Emadi, Mohammad Ali, *The New Model of Iran's Petroleum Contracts (IPC)*, Tehran: Iranian Oil ,Gas and Petrochemical Products Exporters' Union, 1392.
6. Kazemi Najafabadi, Abbas, *Acquaintance with Oil Contracts*, Tehran: Shahr Danesh Legal Studies and Research Institute, 1393.

Articles

7. Ebrahimi, Seyyed Nasrollah & Mohammad Shirjian, " Upstream Oil and Gas Contracts of Islamic Republic of Iran and Explaining the Legal Implications and Requirements of the New Contracts", *Iran's Energy Economics Quarterly*, 3rd Year , 1393, No 10.
8. Ebrahimi, Seyyed Nasrollah, Mehdi Montazer & Farzad Masoudi, "The Principles of Governing on the Upstream Service Contracts of Iran's Oil and Gas Industry ", *Iran's energy Economics Research Journal*, 3rd Year, 1393, No 12.
9. Ebrahimi, Seyyed Nasrollah, "Amendment or Replacement of Buy-Back Contracts, Solution or Necessity ", *Oil, Gas and Energy Information Network (Shana)*, 1384.
10. Emami Meibodi, Ali & Ahmad Hadi, "Evaluation of the Fiscal Regime of Buy-Back Oil Contracts and Iran's New Oil Contracts Applying the Technique of TOPSIS ", *Quarterly Energy Economics Review*, 13th Year, 1396, No. 55.
11. Zahmat Kesh, Hossein, "Legal Regime and Fiscal Arrangements in Upstream Contracts in the Oil Industry ", *Private Law Studies Quarterly*, V. 44, 1393, No 3.

12. Shafe'e, Mir Shahbiz & Fathollah Rahimi, "Step-by-step Transformation and Evolution of International Oil Buy-Back Contracts in the Context of Iranian Law ", *Audit Science Journal*, 14th Year, 1394, No. 58.
13. Shiravi, Abdolhossein & Seyyed Nasrollah Ebrahimi, "Exploration and Development of Iran's Oil Reservoirs through Buy-Back Contracts ", translated by Mojtaba Asgharian", *International Law Journal, Presidential International Legal Affairs Journal*, 26th Year, 1388, No. 41.
14. Shiravi, Abdolhossein & Fatemeh Amin Majd, "Foreign Investment in the Upstream Oil and Gas Operations ", *Private Law Quarterly*, V. 9, Fall and Winter 1391, No. 2.
15. Saheb Honar, Hamed, Mohammadreza Lotfalipoor, Mahmood Hooshmand & Mehdi Feizi, "Comparative Comparison of the Fiscal Regime of Iran's New Petroleum contracts (IPC) and Participation Contracts (PSC) in the Case Study of South Azadegan Field ", *Applied Theories of economics*, 4th Year, Spring 1396 , No. 1.
16. Ghanbari Jahromi, Mohammad Ja'far & Mojtabi Asgharian, " Comparative Study of Fiscal arrangements of Iraq and Iran Oil Service Contracts", *Comparative Law Review Journal*, V. 6, 1394, No. 2.
17. Montazer, Mehdi and Seyyed Nasrollah Ebrahimi, "The Position of Buy-Back Contracts in Iran's Upstream Oil and Gas Projects and its Comparison with Production Participation Contracts", *International Law Journal*, 1392, No. 49.
18. . Montazer, Mehdi and Seyyed Nasrollah Ebrahimi, "Reasons of Using Buy-Back Contracts in the Iran's Upstream Oil and Gas Industry", *International Law Journal*, 1391, No. 47.

Theses

19. Javandel Jananloo, Farrokh, "Legal and contractual Structure of Iran's New Petroleum Contracts", PhD Thesis, Tehran, Tehran University, 1396.
20. Shirmardi Dezaki, Mohammad Reza, "Legal and Economic Comparative Study of New Concessionary Contracts with Production and Service Participation contracts in the Field of Oil Industry ", MA Thesis, Tehran: Faculty of Law and Political Science, Allameh Tabatabaee University, 1392.
21. Alimoradi, Mohammad, "Applying the Theory of the Representation in the analysis of the Fiscal Provision of Oil and Gas Projects (Lease Sukuk, Participation and Oil and Gas Contracts)", PhD Thesis, Tehran: Faculty od Economics, Allameh Tabatabaee University, 1394.

Acts and Laws

22. The Duties and Authorities of the Petroleum Ministry Act, 1391.

The Full Text of the General Terms of the New Petroleum Contracts, 1395.

*This page is intentionally
left blank.*