



University of Tehran

A Comparative Study of the Financial and Tax Structure of New Iranian Oil Contracts and Upstream Contracts of the Brazilian Oil and Gas Industry

Mohammad Sardoueinassab¹ , Aliasghar Hoseini Tabrizi² 

1. Corresponding Author; Professor, Faculty of Law and Political Science, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: sardoeinasab@ut.ac.ir

2. MA Candidate in Oil and Gas Law, Faculty of Law, University of Tehran, Farabi Campus, Qom, Iran. Email: aahoseinit@ut.ac.ir

Article Info

Article type:
Research Article

Manuscript received:
6 July 2025

final revision received:
1 November 2025

accepted:
6 January 2026

published online:
22 February 2026

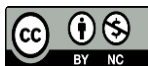
Keywords:

Upstream contracts,
Brazil, IPC, Financial
and tax system

Abstract

In this study, explaining the upstream contractual model of the Brazilian oil and gas industry, the components and financial and tax structure of Brazilian upstream contracts **and** the new Iranian oil contracts (IPC) have been examined and compared. Brazilian upstream contracts **with** international companies consist of two systems: concession (non-strategic areas) and production participation (strategic areas and salt sub-layers), each of which has its own specific characteristics. Accordingly, in the concession model, the host government has multiple sources of income and uses four types of income: signature bonus, royalty, special participation, and payment for occupying or maintaining the area. In production participation contracts, payments have been reduced to two items: royalty and signature bonus, which **differ** from the financial and tax structure of the new Iranian oil contracts. In the IPC model, the various costs of oil operations are amortized from the cost of oil **paid** to the contractor, and, in addition, a certain salary is paid to the contractor based on the R factor. In this research, a descriptive-analytical method based on library findings has been used to explain and analyze the subject and compare the contractual systems of the two countries.

Cite this article: Sardoueinassab, Mohammad; Hoseini Tabrizi, Aliasghar (2026)“ A Comparative Study of the Financial and Tax Structure of New Iranian Oil Contracts and Upstream Contracts of the Brazilian Oil and Gas Industry” *Energy Law Studies*, 11 (2): 287 – 314. <https://doi.com/10.22059/jrels.2026.398072.593>



© The Author(s).

Publisher: University of Tehran Press.

Introduction

The oil and gas industry has always been considered one of the most important sectors of the global economy, and the contractual framework governing upstream activities plays a decisive role in attracting foreign investment, allocating risks, and distributing revenues between host governments and international oil companies. Historically, traditional concession agreements granted extensive rights to foreign companies, while host governments received limited financial benefits. This imbalance gradually led to the development of new contractual models, including production sharing agreements and service contracts, through which governments attempted to increase their control over natural resources and obtain a greater share of petroleum revenues.

The financial and tax structure of petroleum contracts is one of the most significant elements affecting the economic balance between the parties. An efficient fiscal system should establish an appropriate relationship between risks undertaken by contractors and economic benefits obtained from petroleum operations. Therefore, countries have adopted different contractual and fiscal models based on their economic conditions, geological characteristics, political objectives, and investment requirements.

Brazil and Iran, as two major oil-producing countries, have developed different approaches regarding upstream petroleum contracts. Brazil has implemented a dual contractual system consisting mainly of concession agreements and production sharing contracts. Concession agreements are generally applied in non-strategic areas, while production sharing contracts are used in strategic areas, particularly pre-salt reserves. Under Brazilian concession agreements, government revenues are obtained through several mechanisms, including signature bonuses, royalties, special participation payments, and payments for occupation or retention of areas. In production sharing contracts, government revenues are mainly based on royalties and signature bonuses, while production sharing mechanisms determine the allocation of petroleum production between the parties.

In Iran, the introduction of the Iranian Petroleum Contract (IPC) represented a new generation of upstream contracts designed to overcome some limitations of previous buy-back agreements. The IPC model provides longer contractual periods, integration of exploration, development, and production activities, reimbursement of eligible costs, and payment of remuneration to contractors based on

production performance and the R-factor mechanism. Unlike Brazilian contractual models, the IPC system does not provide direct participation of contractors in petroleum production but establishes a service-based remuneration mechanism.

This research aims to comparatively analyze the financial and tax structures of Brazilian upstream petroleum contracts and Iranian Petroleum Contracts. The main question of this study is: What are the similarities and differences between the financial and tax systems governing upstream petroleum contracts in Iran and Brazil?

Method

This research has been conducted through a descriptive-analytical method based on library research. The study examines legal documents, petroleum regulations, contractual frameworks, academic articles, books, and international reports related to the upstream petroleum industries of Iran and Brazil.

First, the contractual models of the Brazilian oil and gas industry are examined, focusing on concession agreements and production sharing contracts. The research analyzes the main sources of government revenue, including royalties, signature bonuses, special participation, area retention payments, and taxation mechanisms applicable to petroleum activities. Furthermore, the Brazilian tax system is studied considering its federal structure and the application of direct and indirect taxes at the federal, state, and municipal levels.

Second, the financial structure of Iranian Petroleum Contracts is analyzed, including cost recovery mechanisms, cost oil, contractor remuneration, risk allocation, and taxation rules applicable to petroleum operations. The study then compares these characteristics with the Brazilian system to identify similarities and differences between the two contractual approaches.

Conclusions

The findings demonstrate that the Brazilian and Iranian upstream petroleum contractual systems are based on different economic and legal approaches. Brazil has adopted a diversified fiscal framework in which government revenues are generated through multiple financial instruments. In concession agreements, contractors assume exploration and production risks and obtain ownership rights over produced petroleum after fulfilling contractual obligations, while

governments receive revenues through royalties, signature bonuses, special participation, and area retention payments. In production sharing contracts, contractors recover eligible costs through cost oil and share the remaining production with the government.

In contrast, the Iranian Petroleum Contract follows a service-oriented model in which contractors do not acquire ownership rights over petroleum resources. Instead, they receive remuneration based on production levels, contractual performance, and the R-factor mechanism. The IPC model combines characteristics of buy-back contracts and service agreements by providing cost reimbursement and performance-based payments while maintaining national ownership over petroleum resources.

Regarding taxation, Brazil has developed a comprehensive petroleum taxation system due to its federal structure. Companies operating in the Brazilian oil and gas sector may be subject to various taxes, including corporate income tax, social contribution taxes, import taxes, industrial product taxes, and other sector-specific financial obligations. At the same time, Brazil provides investment incentives and tax benefits to improve competitiveness and attract international investors.

Iran, however, does not have a separate petroleum-specific taxation regime for IPC contracts. Instead, general tax regulations applicable to economic activities are applied to petroleum companies. Although some petroleum-related costs, including taxes and governmental charges, may be included among indirect contractual costs, the absence of a specialized petroleum tax framework can be considered one of the challenges of the Iranian system.

Overall, the comparative analysis indicates that Brazil has developed a more diversified fiscal system with multiple government revenue streams, whereas Iran has focused on maintaining ownership control and providing contractor incentives through remuneration mechanisms. Designing an effective petroleum fiscal regime requires balancing investment attraction, risk allocation, and the fair distribution of petroleum revenues between the host government and international contractors.



مطالعه تطبیقی الگوهای مالی قراردادهای بالادستی نفت و گاز ایران و برزیل

محمد ساردوئی نسب^۱ ✉، علی اصغر حسینی تبریزی^۲

۱. نویسنده مسئول؛ استاد گروه حقوق عمومی دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران.
sardoeinasab@ut.ac.ir
۲. کارشناسی ارشد حقوق نفت و گاز، دانشکده گان فارابی، دانشگاه تهران، قم، ایران، رایانامه: aahoseinit@ut.ac.ir

اطلاعات مقاله	چکیده
نوع مقاله: مقاله پژوهشی	در این پژوهش ضمن تبیین مدل قراردادی بالادستی صنعت نفت و گاز برزیل، مؤلفه‌ها و ساختار مالی و مالیاتی قراردادهای بالادستی برزیل با قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) بررسی شده است. قراردادهای بالادستی برزیل در رابطه با شرکتهای بین‌المللی از دو سیستم امتیازی (مناطق غیراستراتژیک) و مشارکت در تولید (مناطق استراتژیک و زیرلایه‌های نمکی) تشکیل می‌شوند که هر کدام ویژگی‌های مختص به خود را دارند. بر این اساس در مدل امتیازی منابع درآمدی دولت میزبان متعدد است و از چهار نوع درآمد پاداش امضا، بهره مالکانه، مشارکت خاص و پرداخت جهت تصرف یا حفظ منطقه بهره می‌گیرد. در قراردادهای مشارکت در تولید پرداخت‌ها به دو مورد بهره مالکانه و پاداش امضا کاهش پیدا کرده است که از این نظر با ساختار مالی و مالیاتی قراردادهای جدید نفتی ایران متفاوت است. در مدل IPC، هزینه‌های متعدد عملیات نفتی از محل نفت هزینه به پیمانکار مستهلک می‌شود و علاوه بر آن دستمزد معینی به پیمانکار بر اساس عامل R پرداخت می‌شود. در این پژوهش از روش توصیفی - تحلیلی بر اساس یافته‌های کتابخانه‌ای برای تبیین و تحلیل موضوع و تطبیق نظام قراردادی دو کشور استفاده شده است.
تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۴/۱۶	
تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۸/۱۱	
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۱۰/۱۶	
تاریخ انتشار: ۱۴۰۴/۱۲/۳	
کلید واژه‌ها: برزیل، IPC، قراردادهای بالادستی، نظام مالی و مالیاتی.	
استناد: ساردوئی نسب، محمد؛ حسینی تبریزی، علی اصغر (۱۴۰۴). «مطالعه تطبیقی الگوهای مالی قراردادهای بالادستی نفت و گاز ایران و برزیل»، مطالعات حقوق انرژی، ۱۱(۲)، ۳۱۴-۳۸۷.	
https://doi.com/10.22059/jrels.2026.398072.593	
ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.	© نویسندگان.



مقدمه

شرایط مالی یکطرفه قراردادهای امتیازی اوایل قرن بیستم به نفع شرکت‌های بین‌المللی سبب ایجاد تلاش‌هایی برای بازنگری امتیازنامه‌ها شد. به تدریج، کشورهای میزبان شروع به اعمال کنترل بیشتر بر منابع طبیعی خود کردند. جایگزین‌های انتخاب‌شده شامل مذاکره مجدد در مورد شرایط قراردادهای، ایجاد انواع جدیدی از ترتیبات و حتی اخراج کامل شرکت‌های بین‌المللی بود که به تدریج موجب شروع موج ملی شدن شد. عمده اختلافی که در این قراردادها بین شرکت‌های بین‌المللی و دولت میزبان به وجود آمده بود، در مورد سیستم‌های مالی و مالیاتی قرارداد بود که دولت‌ها احساس می‌کردند از این معادله سهم ناچیزی نصیبشان شده است. ایجاد سیستم مالی قراردادهای نفتی جهت پوشش و تعادل بین ریسک و سود^۱ و نظام‌مندسازی ساختار قرارداد از منظر مباحث مالی در دسته مهم‌ترین اقدامات در طراحی و به کارگیری انواع مختلفی از قراردادهای نفتی جای می‌گیرد. از آنجایی که امروزه متناسب با سیاست‌های کشور میزبان و سیستم حقوقی آن، قراردادهای مختلفی نظیر قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید و خرید خدمت به کار گرفته می‌شود، ساختارهای مالی آنها نیز به تبعیت از سیستم قراردادی متفاوت است. نظام مالی و مالیاتی قرارداد بیانگر آن است که چگونه عواید و درآمدهای ناشی از اجرای یک قرارداد نفتی بین دولت صاحب نفت و شرکت‌های نفتی بین‌المللی تقسیم می‌شود (شیروی، ۱۳۹۷: ۴۱۴). نظام مالی حاکم بر قراردادهای نفتی که توسط طرفین با چانه‌زنی مشخص می‌شود از چنان اهمیتی برخوردار است که در جذب سرمایه‌گذار، پیمانکار و یا در حالت کلی طرف قرارداد نقش اصلی را بازی می‌کند. امروزه با نگاهی به قراردادهای نفتی بین‌المللی منعقدشده در سرتاسر جهان می‌توان شاهد بود که نظام مالی حاکم بر قراردادها به علت قابل مذاکره بودن آن در بسیاری موارد، بین انواع خاص قراردادهای نفتی و کشورهای مختلف متفاوت است. ایجاد یک ساختار مالی مناسب در قراردادهای نفتی، ترسیم‌گر یک چشم‌انداز توسعه‌گرایانه‌ای در آینده این قراردادهاست و این امکان‌پذیر نیست مگر آنکه طرفین به نحو عادلانه‌ای از این سیستم برخوردار شوند. قراردادهای نفتی ریسک‌های سنگینی را برای شرکت پیمانکار تحمیل می‌کنند، به خصوص که امروزه در بیشتر قراردادهای ریسک‌های مهمی نظیر عدم دستیابی به تولید تجاری به طرف قرارداد منتقل می‌شود و از این رو ایجاد تناسب بین ریسک و سود پروژه امری حیاتی در شکل‌گیری این قراردادهاست. پس می‌توان نتیجه گرفت که بی‌توجهی به معیار تناسب ریسک و سود موجب کاهش سرمایه‌گذاری و تقلیل درآمد در بلندمدت می‌شود، از این رو در این قراردادها باید به نحوی عمل کرد که زمینه تحقق سود متناسب با ریسک برای شرکت‌های نفتی فراهم

1. Risk–return ratio

شود (سالاریان، ۱۴۰۰: ۶۶). نظام مالیاتی حاکم بر قراردادهای نفتی که بعد گذار سیستم امتیازی نسل قدیم به نسل جدید در کشورهای جهان مرسوم شد، امروزه به صورت طبقاتی و لایه‌ای در قراردادهای درج می‌شود. می‌توان گفت که سیستم مالیاتی متشکل از قواعد عام حاکم بر فعالیت‌های اقتصادی اشخاص در یک کشور و قواعد خاص فعالیت‌های نفت و گاز است، البته نحوه اعمال آن در کشورهای مختلف و حتی در انواع قراردادها متفاوت است. بررسی تطبیقی سیستم‌های مالی قراردادهای دو کشور ایران و برزیل به علت متفاوت بودن سیستم قراردادی دو کشور دارای جذابیت است و جهت بهره‌برداری عقلایی از ساختارهای طرفین اهمیت دارد. در برزیل که اقتصاد نفتی از دهه ۱۹۵۰ به بعد ایجاد شد، در ابتدا وابسته به واردات بود و تولید جوابگوی نیاز داخل نبود، در مقابل افزایش قیمت نفت از دهه ۷۰ سبب ایجاد فشارهایی برای افزایش تولید و کاهش واردات شد (HALLACK, L., 2017). از سال ۱۹۵۳ تا ۱۹۹۷، پتروبراس به عنوان شرکت ملی نفت تنها شرکت مجاز به فعالیت و سرمایه‌گذاری در صنعت نفت این کشور بود. افزایش سرسام‌آور قیمت نفت و تحت تأثیر قرار دادن اقتصاد این کشور به علت واردات، باعث ایجاد انگیزه‌های زیادی جهت اکتشافات دریایی در مناطق عمیق و فوق عمیق شد که در سال ۱۹۷۹ اکتشاف بسیار بزرگ دریایی در میدان آلباکورا^۱ با ذخایر نزدیک به ۹ میلیارد بشکه نفت، عملیات نفتی این کشور را وارد فاز جدیدی کرد. با تصویب قانون نفت و اصلاحات قانون اساسی از سال ۱۹۹۷، بازار نفت کشور به روی سرمایه‌گذاران خصوصی و بین‌المللی باز شد و بدین ترتیب شرکت‌های نفتی توانستند تحت قراردادهای امتیازی طرف قرارداد دولت واقع شوند (LUCCHESI, 2011: 149). همچنین قانون جدید گاز برزیل که در سال ۲۰۲۰ تصویب شد، با آزادسازی این بخش برای ایجاد یک سیستم کارآمدتر، بازار را رقابتی‌تر می‌کند (EIA, 2023). با اکتشاف منابع نفتی جدید در سال‌های بعد به‌ویژه لایه‌های نمکی pre-salt در سال ۲۰۰۷، ساختارهای جدیدی تحت عنوان مشارکت در تولید ایجاد شد. در دوران انحصار که طبق قانون ۱۹۵۳ پتروبراس ایجاد شد و تمامی فعالیت‌های نفتی غیر از توزیع آن در اختیار این شرکت قرار گرفت، سیستم مالی و مالیاتی حاکم بر فعالیت‌های نفتی مبتنی بر سیستم مالیات-حق امتیاز به میزان پنج درصد در نواحی خشکی و دریایی بود. از طرف دیگر مجموعه قوانین مالیاتی کشور بر عملیات نفتی پتروبراس اعمال می‌شد که شامل مالیات بر درآمد^۲ و مالیات بر ارزش افزوده^۳ بود. نسل نوین قراردادهای نفتی ایرانی موسوم به IPC^۴ که بعد از گذار از انواع نسل‌های چهارگانه بیع متقابل بعد از پیروزی انقلاب اسلامی در سال ۱۳۹۵ در راستای اهداف وزارت نفت در

1. the Albacora field
2. income tax
3. value-added tax
4. Iranian petroleum contract

چارچوب ماده ۷ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت با پیشنهاد وزیر نفت به تصویب هیأت وزیران رسید، ساختار مالی جدیدی را نسبت به نمونه‌های بیع متقابل به‌وجود آورده است که می‌توان به طول دوره بیشتر قرارداد (۲۵-۴۰ سال) و استهلاک هزینه‌ها، سقف باز هزینه‌های سرمایه‌ای^۱، یکپارچگی عملیات اکتشاف و تولید^۲، بازپرداخت مالیات پرداخت‌شده توسط پیمانکار، پرداخت پاداش به پیمانکار به‌صورت فی در بشکه (متغیر) و تعدیل نرخ پاداش اشاره کرد. قراردادهای بالادستی نفت و گاز برزیزل از سیستم‌های مالی متنوعی بهره می‌گیرند که سیستم مالی عمومی کشور شامل ابزارهای مالی مستقیم و غیرمستقیم و رژیم‌های مالیاتی ویژه ایجادشده برای این صنعت است (ALMEIDAA, 2012). مناطقی که تحت قراردادهای امتیازی وارد عملیات اکتشاف و تولید می‌شوند، از نظر عایدی مالی، دولت از چهار نوع درآمد پاداش امضا، بهره مالکانه، مشارکت خاص و پرداخت جهت تصرف یا حفظ منطقه بهره می‌گیرند. در قراردادهای مشارکت در تولید پرداخت‌ها به دو مورد بهره مالکانه و پاداش امضا کاهش پیدا کرده است. در این پژوهش بر آنیم که با بررسی مدل قراردادی بالادستی نفت و گاز دو کشور به این پرسش پاسخ دهیم که چه شباهت‌ها و تفاوت‌هایی بین ساختار مالی و مالیاتی نظام قراردادی نفت و گاز دو کشور وجود دارد؟

۱. نظام مالی و مالیاتی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز برزیزل

۱.۱. ساختار مالی

۱.۱.۱. بهره مالکانه

در برخی نوشته‌های حقوقی، بهره مالکانه^۳ را نوعی مالیات در نظر می‌گیرند که دولت میزبان از طرف مقابل قرارداد متناسب با میدان و مفاد قرارداد اخذ می‌کند و در برخی موارد دیگر این مورد را جدا از سیستم مالیاتی دولت میزبان دسته‌بندی می‌کنند. در قراردادهای امتیازی برخی کشورها نظیر انگلستان بهره مالکانه حذف شده است و مالیات جایگزین آن شده است (چکاو، ۱۳۹۵: ۱۳۰). در تعریف عام، بهره مالکانه حق الارض یا حق‌الاجاره‌ای است که به‌منظور بهره‌برداری از امتیاز منابع دارای ارزش اقتصادی یا بهره گرفتن از امتیاز حقوق مالکیت معنوی، حق تکثیر و برخی موارد دیگر به دولت یا مالک پرداخت می‌شود، درحالی‌که در تعریف خاص حقوق نفت، بهره مالکانه یک نوع مالیات است که به‌منزله درصدی از تولید نفت محاسبه و به دولت میزبان به‌عنوان حق‌الاجاره اعطای امتیاز تحت قانون مشخص پرداخت می‌شود (ابراهیمی و همکاران، ۱۳۹۵).

-
1. Open Capex
 2. E&P
 3. Royalty

حق‌الامتیاز در برزیل، که در ابتدا به‌عنوان جبران مالی و غرامت برای بهره‌برداری از منابع طبیعی تصور می‌شد، امروزه گسترش یافته است و شامل تخصیص به بودجه عمومی نهادهای فدرال می‌شود و مفهوم آن را به مالیات نزدیک‌تر می‌کند، اگرچه به‌نوعی عنصر جبرانی را حفظ می‌کنند (Nune Ricardo Da Costa, 2024). بهره مالکانه به‌طور معمول بر روی درآمد ناخالص اعمال می‌شود و این می‌تواند حسب توافق در طول عمر میدان میزان مقطوعی باشد یا به‌صورت اقساطی اخذ شود (TORDO, S^e, 2007;86). بهره مالکانه در انواع قراردادهای نفتی برزیل متفاوت است و به‌طور معمول با نرخ ۱۰ درصد اعمال می‌شود که ممکن است متناسب با متغیرهایی نظیر ریسک‌های زمین‌شناسی، میزان تولید مورد انتظار و برخی عوامل دیگر تا ۵ درصد در نوسان باشد (Ernst, 2018: 67). بدین ترتیب در انواع قراردادها از این قرار است که:

۱.۱.۱.۱. قرارداد امتیازی

این نوع قرارداد که با تصویب قانون نفت ایجاد شد، حقوق و درآمد دولت از قرارداد امتیازی را در چهار دسته پاداش امضا، بهره مالکانه، مشارکت خاص و پرداخت جهت تصرف یا حفظ منطقه مشخص کرد. این قانون تعریفی از بهره مالکانه ارائه نکرده و صرفاً به بیان میزان آن اکتفا کرده و تکلیف طرف قرارداد را از دو جهت پرداخت مقرره‌ای ماهانه و پرداخت با پول ملی بیان کرده است. مطابق ماده ۴۷ قانون نفت، «حق‌الامتیاز از تاریخ شروع تولید تجاری در هر میدان به میزان ۱۰ درصد تولید نفت یا گاز طبیعی به‌صورت ماهانه به پول ملی پرداخت خواهد شد». مطابق با این ماده میزان بهره مالکانه همیشه مقطوع نیست، بلکه ANP می‌تواند متناسب با مخاطرات زمین‌شناسی، انتظارات تولید و برخی عوامل دیگر را تا ۵ درصد کاهش دهد. معیار محاسبه بهره مالکانه بر اساس مواردی نظیر قیمت جهانی نفت و گاز، مشخصات نفت و گاز تولیدی و نوع میدان با حکم رئیس‌جمهور مشخص می‌شود. در صورتی که یک میدان از طریق چندین قرارداد امتیازی به اشخاص مختلف واگذار شود، مطابق با ماده ۱۲ قانون «نظام مالی قراردادهای امتیازی ۱۹۹۸» میزان مشارکت طرفین با انعقاد قرارداد شخصی‌سازی تولید مشخص می‌شود. در محاسبه حق‌الامتیاز گاز، گازهای مشعل و مصرف‌شده غیرمجاز نیز مشمول پرداخت حق امتیاز می‌شوند، درحالی‌که گاز مصرفی برای افزایش تولید، به‌عنوان گاز تزریقی، از حق امتیاز معاف است.

۲.۱.۱.۱. قرارداد مشارکت در تولید

این نوع قرارداد در مناطق استراتژیک و pre-salt مطابق با قانون مشارکت در تولید سال ۲۰۱۰ نظام جدیدی را ایجاد کرده است. مطابق با ماده ۲ این قانون، قرارداد مشارکت در تولید رژیمی

است برای اکتشاف و تولید نفت، گاز طبیعی و سایر هیدروکربن‌های سیال که طرف قرارداد با هزینه و ریسک خود فعالیت‌های اکتشاف، ارزیابی، توسعه و تولید را انجام می‌دهد و در صورت کشف تجاری، حق تخصیص هزینه نفت، حجم تولید مربوط به حق‌الامتياز و همچنین بخشی از نفت اضافی را به نسبت و شرایط مقرر در قرارداد به‌دست می‌آورد. این قانون برخلاف قانون نفت، بهره مالکانه را تعریف کرده است و آن را غرامت مالی ناشی از تولید نفت، گاز طبیعی و سایر هیدروکربن‌های سیال تحت رژیم مشارکت در تولید می‌داند که مطابق بند ۱ اصل ۲۰ قانون اساسی فدرال، به ایالات، ناحیه فدرال و شهرداری‌ها پرداخت می‌شود. مطابق ماده ۴۲ این قانون درآمد دولت از این نوع قراردادهای به دو نوع کاهش یافته است که شامل بهره مالکانه و پاداش امضا می‌شود. بهره مالکانه به اندازه ۱۵ درصد خواهد بود که نسبت به قراردادهای امتیازی، میزان بیشتری را شامل می‌شود. حق‌الامتياز به‌صورت ماهانه توسط پیمانکار به پول ملی پرداخت می‌شود و برای تولید نفت، گاز طبیعی و سایر هیدروکربن‌های سیال از تاریخ شروع تولید تجاری محاسبه می‌شود.

۲.۱.۱. پاداش امضا

پاداش امضا^۱ یا حق امضا، پرداخت مبلغی مقطوع به دولت میزبان در پی امضای قرارداد اکتشاف و تولید در فعالیت‌های نفت و گاز است (SZKLO, A, 2008). البته این نوع پرداخت مختص قراردادهای نفتی نیست و در انواع مختلف قراردادهای شرکتی و پیمانکاری کاربرد دارد. این مبلغ در مراحل مختلف قرارداد یعنی از انعقاد قرارداد تا پایان تولید و بهره‌برداری از میدان که اغلب متقارن با تاریخ پایان قرارداد است، از سوی شرکت نفتی خارجی به دولت میزبان پرداخت می‌شود (الماسی، ۱۳۹۰). حداقل مبلغ پاداش امضا در پروتکل مناقصه توسط ANP درج شده و هنگام اجرای قرارداد باید در یک قسط پرداخت شود (Fabricio do RozarioValle, 2009).

۱.۲.۱.۱. قرارداد امتیازی

پاداش امضا که اولین بار به‌وسیله قانون نفت ۱۹۹۷، در سیستم مالی قراردادهای امتیازی ایجاد شد، به‌عنوان یک مبلغ مقطوع در شرایط مناقصه که باید توسط برنده پرداخت شود اعلام شده است. این قانون تعریف خاصی از پاداش امضا/رئه نکرده است. قانون ۱۹۹۸ در تکمیل ماده ۴۶ قانون نفت مقرر کرده است که حداقل مقرر برای پاداش امضا به‌وسیله ANP در آگهی‌های مناقصه اعلام می‌شود و اشخاص شرکت‌کننده در مناقصه با رعایت حداقل کف مقرر شده،

1. signature bonus

پیشنهاد بالاتری را نسبت به آن اعلام می‌کنند. به نظر می‌رسد که این مورد هم مطابق با این قانون جزئی از پروسه مناقصه می‌باشد. در صورت برنده شدن طرف قرارداد، بلافاصله باید مبلغ مقطوع در یک قسط پرداخت شود. برای مثال در شانزدهمین دوره مناقصه ۱۲ بلوک در حوضچه‌های سانتوس و کامپوس، توتال، قطر پترولیوم و پتروناس مالزی پاداش امضا ۴/۰۳ میلیارد رئالی را برای یک بلوک پیشنهاد کردند که کمتر از پاداش امضای پتروبراس و اکینور ۴/۰۹ میلیارد رئال بود.^۱ این دو پیشنهاد به گفته ANP بالاترین پیشنهاد حق امضا برای یک بلوک است.

۲.۲.۱.۱. قرارداد مشارکت در تولید

قانون مشارکت در تولید ۲۰۱۰، پاداش امضا را در ماده ۲ بدین گونه تعریف کرده است: «مبلغ ثابتی که از طرف مقابل قرارداد به اتحادیه تعلق می‌گیرد که در زمان اجرا و طبق شرایط توافقنامه مشارکت در تولید پرداخت می‌شود». مطابق ماده ۱۵، میزان حق امضا در آگهی‌های مناقصه مقرر می‌شود. همچنین از آنجایی که قراردادهای مشارکت در تولید برزیل از طریق تشکیل کنسرسیومی به طرفیت وزارت معادن و انرژی به‌عنوان نماینده فدرال و طرف برنده مناقصه انجام می‌شود، بدین منظور شرکت سهامی عامی^۲ مطابق با مقررات مطروحه برای مدیریت قراردادهای مشارکت در تولید به‌وجود خواهد آمد و طبق قانون قسمتی از حق امضا به این شرکت تخصیص می‌یابد. میزان آن در آگهی مناقصه مشخص و اعلام می‌شود.

۳.۱.۱. مشارکت ویژه

مشارکت ویژه^۳ که به‌عنوان سومین درآمد دولت مطابق با قرارداد امتیازی تحت قانون نفت به وجود آمد، در ماده ۵۰ قانون نفت به‌عنوان مشارکت دولت در مواقعی که میزان تولید و سودآوری قرارداد از میزان مشخصی بالا رفت توسط رئیس جمهور ایجاد می‌شود. در آگهی‌های مناقصه میزان تولید و سودآوری میدان توسط ANP اعلام می‌شود. برای مثال در هفدهمین دوره مناقصه در سال ۲۰۲۱ میزان سود حدود ۵۰ درصد پیش‌بینی شده بود.^۴ حال اگر از درصدهای مقرر که میزان آن در آگهی‌های مناقصه اعلام و بعداً در قرارداد امتیازی درج می‌شود بیشتر باشد، دولت تحت عنوان مشارکت ویژه وارد عملیات می‌شود. میزان سودآوری مطروحه به‌عنوان سود خالص در نظر گرفته می‌شود، به این صورت که بعد از کسر هزینه‌های بهره مالکانه،

1. <https://oilnow.gy/featured/brazils-latest-licensing-round-sets-new-record/1>

2. PPSA

3. special participation

<https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/about-the-bidding-rounds/the-bidding-rounds>

سرمایه‌گذاری‌های مختلف، هزینه‌های عملیاتی، استهلاک و مالیات‌های قانونی و قراردادی تعیین می‌شود. قانون ۱۹۹۸ با تکرار مفاد قانون نفت مهلت سه‌ماهه‌ای از شروع فعالیت تولید را برای فعال شدن این بند مقرر کرده است. مطابق ماده ۲۲ این قانون نرخ‌ها به صورت تصاعدی با کسر کسورات مقرر با توجه به محل میدان، تعداد سال‌های تولید و حجم تولیدی سه‌ماهه مشخص می‌شود. این میزان برحسب فاکتورهای خاص بر مبنای تولید در خشکی و فراساحل و تعداد سال‌های تولید اعمال می‌شود. می‌توان گفت که مشارکت ویژه در برزیل یک عامل R است که در آن درآمد بر اساس بهره‌وری میدان متغیر است (JOHNSTON, 2015). شایان ذکر است که مشارکت ویژه مختص قراردادهای تحت رژیم امتیازی است و در قراردادهای مشارکت در تولید پیش‌بینی نشده است.

۴.۱.۱. پرداخت جهت تصرف یا حفظ منطقه

این نوع پرداخت^۱ که در قراردادهای امتیازی مطابق با ماده ۴۵ قانون نفت ایجاد شد، مقدار مبلغی است که با حکم رئیس‌جمهوری، شرکت طرف قرارداد برحسب مقدار کیلومتر مربع از تصرف میدان در چارچوب مقررات به دولت برزیل پرداخت می‌کند. در واقع می‌توان این نوع پرداخت را نوعی اجاره زمین دارای نفت دانست که شرکت‌های خارجی در ازای حق برداشتی که به‌دست می‌آورند اجاره‌بهای زمین آن را می‌پردازند. محاسبه مبلغی که باید پرداخت شود بر اساس ارزش کل تولید چاه‌های واقع در داخل اراضی است که به همان ترتیبی که حق امتیاز ارزش‌گذاری می‌شود، صورت می‌گیرد و مستلزم تنظیم قرارداد بین مالک زمین و صاحب امتیاز است (MARILDA ROSADO, 2018). این مقدار در آگهی‌های مناقصه توسط ANP اعلام عمومی می‌شود. قانون ۱۹۹۸ در جهت تکمیل مقررات قانون نفت مواردی را به آن اضافه کرده است. مطابق این قانون، مقدار مبلغ پرداختی به ازای تعداد روزهای تصرف نواحی است که طبق قرارداد مشخص می‌شود و سایر ویژگی‌های زمین‌شناسی، موقعیت جغرافیایی و برخی معیارهای دیگر در این محاسبه اثرگذار است (Tordo, 2010). واحدها برحسب مقادیر زیر اعمال می‌شود:

- فاز اکتشاف: ۱۰ تا ۵۰۰ رئال به ازای هر کیلومتر مربع
- فاز تمدید اکتشاف: ۲۰۰ درصد ارزش تعیین‌شده در فاز اکتشاف
- فاز توسعه: ۲۰ تا ۱۰۰۰ رئال به ازای هر کیلومتر مربع
- فاز تولید: ۱۰۰ تا ۵ هزار رئال به ازای هر کیلومتر مربع

1. payment for occupying or retaining the area

مطابق ماده ۵۲ قانون نفت در بلوک‌هایی که در زمین‌های شخصی است، در قرارداد بندی با عنوان پرداخت ۵٪ تا ۱ درصد تولید نفت یا گاز با صاحب زمین به نسبت تولید انجام‌شده درج می‌شود. شایان ذکر است که این اجاره‌بهای زمین مختص قراردادهای امتیازی است و در قراردادهای مشارکت در تولید محاسبه نمی‌شود. ولی در مورد میادینی که در خشکی قرار دارد مطابق ماده ۴۳ قانون مشارکت در تولید حاوی بندی خواهد بود که پرداخت سهمی معادل حداکثر تا ۱ درصد از ارزش تولید نفت یا گاز طبیعی را به پول ملی برای صاحب زمین تعیین می‌کند.

۵.۱.۱. هزینه شرکت در مناقصه

مطابق با قوانین برزیل، قراردادهای نفتی این کشور از طریق مناقصه واگذار می‌شود. بر این اساس شرکت‌های متقاضی بعد مطالعه آگهی‌های مناقصه قصد صریح خود را برای شرکت در مناقصه به ANP اعلام می‌کنند. با اینکه در قانون، هزینه شرکت در مناقصه اعلام نشده است، اما برحسب عرف، ANP مقدار مبلغی را که شرکت‌های بین‌المللی و داخلی جهت شرکت در این فرایند بایدپردازند را مشخص خواهد کرد.

۲.۱. ساختار مالیاتی

امروزه چندین مدل مقرراتی در صنعت نفت و گاز طبیعی در کشورهای مختلف تولیدکننده اتخاذ شده است که برخی از آنها تنها یک نوع رژیم مالیاتی بوده و برخی دیگر مختلط هستند که دو یا چند رژیم مالیاتی را ادغام می‌کنند که این امر با هدف به حداکثر رساندن درآمدهای دولت و تخصیص کارآمد درآمدهای نفتی انجام می‌شود (Jacqueline, 2018). نظام مالیاتی برزیل به علت سیستم فدرال این کشور از پیچیدگی‌های خاصی برخوردار است. نظام مالیاتی این کشور بر اساس اصول کلی قانون اساسی و قانون مالیات‌های ۱۹۶۶ و دستورالعمل ۲۰۱۸/۷۸۶ استوار است. مطابق با قانون اساسی و قانون مالیات، ایجاد مالیات در سه سطح فدرال، ایالتی و شهرداری صورت می‌گیرد. در واقع قانون اساسی فدرال به دولت فدرال، ایالت‌ها، ناحیه فدرال و شهرداری‌ها اجازه می‌دهد مالیات وضع کنند. از طرفی آنها قدرت قانونگذاری، نظارت و اجرای تعهدات مالیاتی مختلف (اعم از اولیه و فرعی) را دارند که نیازمند تلاش‌های انسانی و سیستمی شایان توجهی از سوی مؤدیان مالیاتی برای رعایت آنها در مهلت‌های قانونی است.^۱ سیستم مالی عمومی برزیل شامل استفاده از مالیات‌های غیرمستقیم و رژیم‌های مالیاتی ویژه ایجادشده برای

صنعت نفت است. قانون اساسی ۱۹۸۸، اصول بنیادین حاکم بر نظام مالیاتی را تعیین و موارد دیگر را موکول به مقررات قانون تکمیلی کرده است. مطابق با اصل ۱۵۰ قانون اساسی، هرگونه رفتار غیرعادلانه با مالیات‌دهندگانی که در وضعیت برابر قرار دارند و ایجاد هرگونه تمایز به دلیل شغل ممنوع است. برخی فعالیت‌ها جز در موارد ویژه از مالیات معاف هستند که عبارت‌اند از: فعالیت عبادتگاه‌ها از هر مذهب، فعالیت احزاب سیاسی و بنیادهای غیر انتفاعی، مددکاری و اتحادیه‌های کارگری، نشریات، روزنامه‌ها و چاپ کتاب.

مطابق اصل ۱۵۳ قانون اساسی اتحادیه فدرال می‌تواند در موارد زیر مالیات وضع کند:

- واردات و صادرات
- درآمد
- محصولات صنعتی
- مبادله ارز، معاملات اعتباری، بیمه و معاملات اوراق مالی
- املاک و دارایی

مطابق با اصل ۱۵۴ قانون اساسی، ایالات در موارد زیر می‌توانند مالیات وضع کنند:

- ارث و هبه
- حمل‌ونقل و ارسال کالا
- مالکیت وسایل نقلیه موتوری

مطابق با اصل ۱۵۶ قانون اساسی، شهرداری می‌تواند در موارد زیر مالیات وضع کند:

- زمین و ساختمان‌های داخل شهر
- هبه مال غیرمنقول و حقوق آن
- خدماتی که در اصل ۱۵۵ ذکر نشده است.

میزان مالیات در هریک از موارد در تمامی ابعاد آن با توجه به ویژگی‌های خاص موارد منتج به مالیات توسط ارگان‌های مربوط مشخص می‌شود.

قانون مالیات‌های ۱۹۶۶ که دو دهه قبل از تصویب قانون اساسی ایجاد شد، بعدها برای سازگاری با مفاد آن در چندین نوبت اصلاح و بازنگری شده است. این قانون بر ممنوعیت‌های وضع مالیات مصرح در قانون اساسی تأکید کرده است و موارد مشمول مالیات را که در قانون اساسی در سه سطح مطرح شده، با جزییات بیشتر و به‌طور تفصیلی بررسی کرده است. سیستم مالیاتی فدرال توسط نهاد RFB^۱ که زیرمجموعه وزارت اقتصاد است مدیریت می‌شود و در سطح ایالتی و شهرداری نیز نهادهای خاصی برای این کار وجود دارد. مطابق با قانون مالیات‌ها برای

1. Receita Federal do Brasil

اخذ مالیات از شرکت‌ها در سطح فدرال دو نوع معیار سود واقعی^۱ و سود فرضی^۲ را برای محاسبه در نظر می‌گیرد و این صرفاً برای شرکت‌هایی اعمال می‌شود که در برزیل تشکیل شده و دفتر داشته باشند.^۳ در زمینه فعالیت‌های نفت و گاز تا سال‌ها چارچوب خاصی وجود نداشت و این مسئله سبب ایجاد تفاسیر مختلفی از قوانین می‌شد تا اینکه در سال ۲۰۱۷ قانون ۲۰۱۷/۵۸۶/۱۳ تصویب شد (SOUSA, 2017). نکته شایان ذکر این است که نرخ مالیات‌ها بسته به نوع قرارداد، موقعیت جغرافیایی و یک‌سری شرایط خاص متغیر است. با وجود ایجاد ساختارهای مالیاتی، مشوق‌های مالی در برزیل، از طریق برنامه Repetro، به نفع پیمانکاران عرضه می‌شود که مطابق با پژوهشی که انجام شده است، نشان می‌دهد که این طرح از طریق یارانه پنهان، سود بادآورده‌ای را برای پیمانکاران ایجاد می‌کند. با این حال، برزیل معافیت‌های مالیاتی را برای این فعالیت تا سال ۲۰۴۰ گسترش داده است (Pedra, 2020: 70). بر این اساس سیستم مالیات فعالیت‌های نفت و گاز به غیر از سیستم مالی که شرح آن گذشت طبق این قانون و سایر قوانین مربوط به شرح زیر اعمال می‌شود:

۱.۲.۱. مالیات بر درآمد شرکت

این نوع مالیات به دو صورت درآمد شرکت و مشارکت اجتماعی برای سود شرکت‌ها اعمال می‌شود. نرخ محاسبه این نوع مالیات بر مبنای مالیاتی مشابه به دو صورت سود واقعی و مفروض به صورت زیر است:

• مالیات بر درآمد شرکت: نرخ پایه ۱۵ درصد + ۱۰ درصد (در صورت درآمد سالانه

بیش از ۲۴۰ هزار رئال یا درآمد ماهانه ۲۰ هزار رئال)

• مالیات مشارکت اجتماعی: بر مبنای ۹ درصد

سود مفروض در حالتی است که دارای چهار شرط باشد: الف) کل درآمد سالانه بیش از ۷۸ میلیون رئال نباشد، ب) جز مؤسسات مالی و نهادهای مشابه نباشد، ج) سود و درآمد از خارج نباشد، د) واجد شرایط معافیت‌های مالیاتی مطابق با قانون نباشد. سود مفروض با اعمال درصدی

۱. Actual Profit: این سیستم منطبق بر سود خالص شرکت است که با احتساب و کسر معینی که در قانون مالیات بر درآمد پیش‌بینی شده است، تعدیل می‌شود.

۲. Presumed Profit: مالیات شرکت‌ها را بر اساس سود خالص فرضی محاسبه کنند، مشروط بر اینکه کل درآمدهای سال قبل از ۷۸ میلیون دلار بیشتر نشود، جز مؤسسات مالی یا شرکت‌های حسابرسی نباشد، درآمد و سود خارجی نداشته باشد و واجد شرایط معافیت مالیاتی نباشد. سود مفروض با اعمال درصدی از پیش تعیین شده (حاشیه مفروض) که با توجه به فعالیت مالیات‌دهندگان تغییر می‌کند، بر درآمد ناخالص محاسبه می‌شود و سپس کل سود سرمایه، درآمد مالی و سایر درآمدها به این سود فرضی اضافه می‌شود. در نهایت، نرخ‌های مالیاتی مربوطه بر سود مفروض اعمال می‌شود.

۳. قوانین حاکم بر مالیات شرکت‌های خارجی که در برزیل فعالیت دارند تابع قواعد دیگری است.

از پیش تعیین شده که با توجه به فعالیت مالیات دهندگان تغییر می کند، بر درآمد ناخالص محاسبه شده و سپس مقدار کل سود سرمایه، درآمد مالی و سایر درآمدها به این سود فرضی اضافه می شود. در نهایت، نرخ های مالیاتی مربوطه بر سود مفروض اعمال می شود. در سود واقعی درآمد مشمول مالیات در این سیستم منطبق بر سود خالص شرکت است که با احتساب و کسورات معینی که در قانون مالیات بر درآمد پیش بینی شده است، تعدیل می شود. هزینه های قابل کسر اغلب همه اقلام مربوط به کسب و کار عادی یک شرکت است که به درستی مستند شده و برای حفظ منبع اصلی درآمد ضروری است. در صورتی که برای شرکت ها زبان مالیاتی تعلق بگیرد، با درآمد مشمول مالیات آتی همان شرکت جبران می شود (KPMG, 2018).

۲.۲.۱. PIS/COFINS

دو مالیات برنامه تلفیق اجتماعی (PIS) و کمک به تأمین مالی امنیت اجتماعی (COFINS) که به غیر از شرکت های خرد، مشاغل کوچک و تعاونی برای دیگر شرکت ها اعمال می شود. این مالیات ها که به صورت ماهانه پرداخت می شود از دو نظام انباشته^۱ و غیرانباشته^۲ تبعیت می کند. در رژیم انباشته، مالیات در مراحل مختلف یک زنجیره تولید مشخص محاسبه می شود و از کسر ارزش هایی که قبلاً توسط مالیات دهندگان پرداخت شده است جلوگیری می کند. در مورد صنعت نفت، نمونه ای از رژیم انباشته زنجیره نفت «چاه به پمپ بنزین» و شامل شرکت هایی است که نفت را اکتشاف، تولید، پالایش، توزیع و فروش می کنند. همه این شرکت ها تا زمانی که می توان مالیات مقرر در رژیم تجمعی (برای مثال صورت حساب) از آنها دریافت کرد، باید مالیات مورد نظر را پرداخت کنند، در حالی که در رژیم غیرانباشته، مالیات فقط یک بار در یک زنجیره تولید معین (به طور معمول در ابتدای زنجیره) اخذ می شود و به عوامل اقتصادی درگیر در زنجیره اجازه می دهد تا ارزش پرداخت شده توسط عامل قبلی را کسر کنند (Zhdaneev, O.V., & Ovsyannikov, I.R. (2024)). نظام غیرانباشته PIS و COFINS برای شرکت هایی که مشمول روش سود واقعی محاسبه مالیات بر درآمد شرکت هستند، اجباری است.^۳ نرخ های مالیاتی آن به شرح زیر است:

سیستم انباشته:

• COFINS: ۳ درصد در سود مفروض

• PIS: ۶۵٪ درصد در سود مفروض

1. cumulative

2. non-cumulative

3. Incentives and subsidies for fossil fuels in brazil(2020)-provided at <https://inesc.org.br/>.

سیستم غیرانباشته

• COFINS: ۷/۶ درصد در سود واقعی

• PIS: ۱/۶۵ درصد در سود واقعی

در مورد صنعت نفت و گاز، ذکر این نکته مهم است که بیشتر محصولات حاصل از نفت و گاز مشمول یک رژیم ویژه متمرکز مالیات PIS و Cofins هستند. تحت این رژیم ویژه، که به عنوان «PIS/Cofins Monofásico» نیز شناخته می‌شود، PIS و Cofins با نرخ‌های مشخصی از فروش برخی محصولات اخذ می‌شوند تا محاسبه و پرداخت مشارکت‌های اجتماعی را در یک مالیات‌دهنده خاص از کل زنجیره تجاری متمرکز کنند.^۱ نرخ ترکیبی این بخش برای صنعت نفت و گاز حدود ۹/۱۲ درصد است.

IOF.۳.۲.۱

یک مالیات فدرال است که از معاملات اعتباری، مبادله، بیمه و اوراق بهادار اخذ و حداکثر تا نرخ ۲۵ درصد اعمال می‌شود. نرخ‌های مالیات بر اساس مصوبات دولت تعیین و بلافاصله اعمال می‌شوند. برای مثال عملیات مبادله ارزی که ورود یا خروج سرمایه خارجی بر مبادلات ارزی دلالت دارد، بسته به ماهیت معامله، نرخ مالیات متفاوتی اعمال می‌شود. برای مثال:

(الف) سرمایه‌گذاری سهام: ۰/۳۸ درصد

(ب) سود سهام و سود سهام منتقل شده به خارج از کشور: صفر درصد

(ج) وام‌های خارجی: ۶ درصد (اگر کمتر از شش ماه باشد و در غیر آن صفر درصد است).

AFRMM.۴.۲.۱

برنامه کمک برای نوسازی ناوگان دریایی تجاری با هدف توسعه تجارت دریایی و تعمیر و ساخت کشتی‌های تجاری برزیلی نوعی مالیات فدرال است که مطابق با قانون ۸۹۳/۱۰۴۰ بر هزینه حمل‌ونقل دریایی (شامل بیمه و هزینه‌های عمومی بندر) جهت تخلیه کالا در بنادر برزیل وضع می‌شود (Athayde Amanda, 2024). برخی از موارد آن عبارت‌اند از:

• حمل‌ونقل بین دو کشور: ۲۵ درصد

• حمل‌ونقل بین بنادر برزیل: ۱۰ درصد

1. Incentives and subsidies for fossil fuels in brazil(2020)-provided at <https://inesc.org.br/>.

۵.۲.۱. IPI

مالیات فدرال برای واردات و تولید محصولات صنعتی است که نرخ آن برحسب جدولی که هر ساله توسط دولت ارائه می‌شود، مشخص می‌گردد. بر این اساس میزان آن در بین انواع محصولات صنعتی متفاوت می‌باشد. در مورد صنعت نفت و گاز مطابق با اصل ۱۵۵ قانون اساسی، در فروش نفت، گاز و سایر محصولات مشتق از نفت به دلیل معافیت مالیاتی ویژه مندرج در قانون اساسی برزیل اخذ نمی‌شود. نرخ متوسط این نوع مالیات برای صنعت نفت و گاز حدود ۱۲ درصد است.

II.۶.۲.۱

مالیات واردات (II) نوعی مالیات فدرال می‌باشد که از محصولات وارداتی اخذ می‌شود. مبنای محاسبه ارزش کالای وارداتی اعم از باربری، بیمه و برخی موارد دیگر بوده و میانگین نرخ آن برای صنعت نفت ۱۵ درصد است.

۲. نظام مالی و مالیاتی قراردادهای جدید نفتی ایران

۱.۲. نظام مالی قراردادهای جدید نفتی ایران

در خصوص نظام مالی آنچه موضوعیت دارد، توزیع متناسب ریسک و تخصیص سود بر پایه عرف تجاری است و نظام‌های مالی طریقه تحقق این مهم را فراهم می‌سازند و حتی می‌توان گفت که این دریچه‌ای به سوی طراحی نظام‌های مالی نوین نفتی از جمله قراردادهای بی‌نام نفتی می‌باشد و این امکان را فراهم می‌سازد که فارغ از تقسیم‌ها و مرزبندی‌های اعتباری موجود، با هدف استفاده حداکثری از ظرفیت‌های قراردادی و با در نظر گرفتن همه شروط، سازوکارها و مؤلفه‌های قراردادی، شیوه‌های متنوعی را طراحی کرد و به اقتضای شرایط، منافع و مصالح از آنها بهره برد (ساردویی نسب و رحیمی، ۱۴۰۲).

در مقایسه با سیستم مالی و مالیاتی قراردادهای نفت و گاز برزیل، نظام مالی و مالیاتی قراردادهای جدید نفتی ایران از دو حیث قابل بررسی است:

۱.۱.۲. از نظر سهم دولت میزبان

سیستم مالی و مالیاتی قراردادهای جدید نفتی ایران از نظر عایدی دولت در برابر سیستم برزیلی تفاوت‌های مهمی دارد. قراردادهای نفتی IPC از نظر توزیع درآمد، شباهت زیادی با قراردادهای

خدمات فنی عراق (TSC)^۱ دارد. همچنین می‌توان گفت که این قراردادها از این نظر، تلفیقی از قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید است (گل‌پور و کاظمی، ۱۴۰۰). مطابق ماده ۹ تصویب‌نامه هیأت وزیران، هزینه‌های قراردادی چهار نوع است که عبارت‌اند از:

۱. هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای^۲: همه هزینه‌های سرمایه‌ای لازم جهت توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت مخزن، از جمله همه هزینه‌های مهندسی، حفاری، احداث تمام تأسیسات سطحی و زیرزمینی لازم برای قابل بهره‌برداری کردن میدان یا مخزن نظیر تأسیسات فراوری، انتقال، تزریق، تأسیسات فرایندی و جنبی و راه‌اندازی همه واحدها، هزینه انجام‌شده در مرحله اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان و نیز انجام مرمت، بازسازی‌ها و نوسازی‌های لازم در میدان‌ها یا مخزن‌های در حال تولید؛

۲. هزینه‌های غیرمستقیم^۳: همه هزینه‌هایی که به دولت، وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی از جمله شهرداری‌ها از قبیل انواع مالیات‌ها، عوارض، گمرک و بیمه تأمین اجتماعی و نه محدود به آنها پرداخت می‌شود؛

۳. هزینه تأمین مالی^۴: هزینه‌های تأمین مالی طرف دوم قرارداد به میزان و شرایطی که در قرارداد تعیین می‌شود؛

۴. هزینه‌های بهره‌برداری^۵: همه مبالغی که طرف دوم طبق قرارداد، برای انجام عملیات بهره‌برداری و بر اساس شرایط مندرج در قرارداد و استانداردهای حسابداری هزینه می‌کند. بازپرداخت این نوع هزینه شامل نفت هزینه و هزینه‌های پاداش است که هزینه‌های نفتی مطابق با بند ۲۵ پیش‌نویس آی پی سی از نفت هزینه تامین می‌شود و این صرفاً مواردی را شامل می‌شود که میدان به تولید تجاری برسد.

از آنجایی که تشکیل کمیته عملیاتی مشترک به‌طور جدا شامل مراحل اکتشاف و توسعه می‌باشد، در مرحله اکتشاف، شرکت بین‌المللی و شرکت ملی نفت ایران اقدام به تشکیل شرکت عملیاتی مشترک اکتشافی کرده و عملیات اکتشافی با سرمایه‌گذاری و ریسک‌پذیری انحصاری پیمانکار، تحت هدایت و رهبری او انجام می‌شود و در صورت کشف تجاری، این هزینه‌ها در هزینه‌های نفتی منظور و در دوره استهلاک بازپرداخت می‌شوند. در ادامه، پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود و در این مرحله شرکت عملیاتی مشترک توسعه به‌منظور اجرای عملیات تشکیل می‌شود و همه ریسک‌ها و هزینه‌های ایجادشده در این مرحله بر عهده پیمانکار است و تحت

-
1. Technical Service Contract
 2. Direct Capital Cost (DCC)
 3. Indirect Cost (IDC)
 4. Cost of Money (COM)
 5. Opex

هدایت و راهبری او انجام می‌شود و شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان شریک فنی، بدون قبول ریسک‌ها و هزینه‌ها در کنار پیمانکار است و کلیه هزینه‌های مرسوم به‌وسیله پیمانکار از طرف شرکت ملی نفت ایران بازپرداخت می‌شود (گل‌پور و کاظمی، ۱۴۰۰). بنابراین برخلاف عملیات اکتشاف که مشارکت شرکت ملی نفت ایران صرفاً جنبه عملیاتی و انتقال دانش فنی، مدیریتی و تکنولوژیک دارد و مشارکت در سرمایه‌گذاری محقق نمی‌شود، در مرحله توسعه، با اینکه همه ریسک‌ها و هزینه‌های اجرای عملیات با پیمانکار است، ولی برحسب میزان سهام شرکت ملی نفت در این عملیات، پیمانکار سهم سرمایه‌گذاری شرکت مزبور را متقبل می‌شود و متعاقباً این هزینه‌ها را از محل تولیدات قابل تخصیص به این شرکت مستهلک خواهد کرد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۱۳). بر این اساس مطابق با کلیات تصویب‌نامه هیأت وزیران مصوب ۱۳۹۴، عایدی دولت میزبان از محل درآمدی پروژه صرفاً نفت تولیدشده سرچاه است و در واقع شرکت ملی نفت ایران در ازای ریسک و هزینه‌های انجام‌شده توسط پیمانکار و انتقال فناوری پس از استهلاک هزینه‌ها و پاداش، با فروش نفت تولیدی درآمد کسب می‌کند و این با قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید برزیل متفاوت است، زیرا در قراردادهای نفتی برزیل منابع درآمدی دولت متعدد است و از طرفی دولت برزیل به‌جای پرداخت پول، از سیستم تسهیم تولید سرچاه با پیمانکار بهره می‌برد. در مورد درآمدهای مالیاتی دولت ایران از قراردادهای جدید نفت و گاز ایران، تصویب‌نامه هیأت وزیران مقررۃ خاصی را عنوان نکرده و صرفاً در بند «ص» ماده ۱ آن ذیل هزینه‌های غیرمستقیم، مالیات را در کنار عوارض، بیمه و گمرک جزء هزینه‌های غیرمستقیم قرار داده است که به‌نظر می‌رسد رویکرد قانون نسبت به قراردادهای IPC شبیه نوع مالیات‌ها در سیستم بیع متقابل بوده و قوانین کلی مالیات‌ها مطابق با آنچه در قانون مالیات‌های مستقیم اصلاحی ۱۳۹۴ تعیین شده است، در این قراردادها نیز بر مبنای اصل سرزمینی بودن قوانین مالیاتی مطابق با محل اجرای قرارداد انجام می‌شود. به‌نظر می‌رسد به‌علت اهمیت‌های خاص نفت و گاز، نبود سیستم مالیاتی مجزا از ایرادات بسیار فاحش نظام قانونی ایران است که بهتر است این مورد بازبینی شود. بدین ترتیب قوانین مالیاتی ویژه‌ای برای بخش نفت و گاز در ایران وجود ندارد و مالیاتی که نسبت به بخش نفت و گاز و شرکت‌های نفتی اعمال می‌شود، همانند سایر اشخاص بر اساس قانون مالیات مستقیم مصوب ۱۳۶۶ و اصلاحات بعدی و همچنین قانون مالیات بر ارزش افزوده مصوب ۱۳۷۸ و سایر قوانین همانند قوانین توسعه‌ای کشور است. از مالیات‌های مستقیم قابل اعمال در ایران که مرتبط با بخش نفت و گاز است عبارت‌اند از: مالیات بر درآمد حقوق^۱، مالیات بر درآمد مشاغل^۲، حق تمبر^۳ و مالیات بر درآمد اشخاص حقوقی^۴ که این

۱. مطابق با ماده ۸۵ قانون مالیات‌ها: بین ۱۰ تا ۲۰ درصد نسبت به مازاد.

این نوع مالیات از مهم‌ترین مالیاتی است که با نرخ یکسان نسبت به شرکت‌های نفتی داخلی و خارجی اعمال می‌شود و از مالیات‌های غیرمستقیم مالیات بر ارزش افزوده، حقوق ورودی شامل عوارض واردات و صادرات^۴، عوارض شهرداری‌ها و دهیاری‌ها^۵ و همچنین سایر عوارض دولتی است (بینایی باشی، ۱۳۹۶: ۲۱۶).

۲.۱.۲. از نظر سهم پیمانکار

در قراردادهای نفتی برزیل، پیمانکار با قبول تمامی ریسک‌ها و هزینه‌های مربوط در صورت تولید تجاری میدان، با استهلاك تمامی هزینه‌ها از نفت هزینه، بر نفت تولیدی میدان با دولت برزیل سهام می‌شود و می‌تواند نسبت به فروش آن اقدام کند. با وجود این در قراردادهای جدید نفتی ایران، پیمانکار در ازای پذیرش ریسک‌ها، هزینه‌ها و انتقال فناوری به طرف ایرانی، مستحق دریافت حق‌الزحمه به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین شده است. برخلاف قراردادهای بیع متقابل که دستمزد پیمانکار از ابتدا به صورت مقداری ثابت تعیین می‌شد، در قراردادهای IPC پرداخت حق‌الزحمه (پاداش) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌شود که این حق‌الزحمه همواره از میزان ثابتی تبعیت نمی‌کند و بر مبنای فاکتور R (نسبت درآمدها به هزینه) و متناسب با نوع ریسک و دستیابی به اهداف قراردادی تعیین می‌شود (صاحب‌هنر و همکاران، ۱۳۹۶). طبق بند «ب» ماده ۶ تصویب‌نامه هیأت وزیران، دستمزد با هدف ایجاد انگیزه برای به کارگیری روش‌های بهینه در اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری حسب شرایط هر طرح، به صورت تابعی از عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان یا مخزن و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی، شناور است و متناسب با قیمت‌های بین‌المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل

۱. مطابق ماده ۱۰۷ قانون مالیات‌ها: برای اشخاص خارجی ۱۰ تا ۴۰ درصد و اشخاص ایرانی بر اساس اظهارنامه تعیین می‌شود.

۲. متناسب به مصوبات سالانه متغیر است.

۳. مطابق با آیین‌نامه ماده ۱۰۷ قانون مالیات‌ها: برای اشخاص خارجی ۱۵ درصد.

۴. درصد. با وجود این قانونگذار ایران به منظور حمایت از تولیدات نفتی در تبصره ۲ ماده ۱۱ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱، تسهیلاتی را نسبت به ترخیص تجهیزات نفتی برای میداین مشترک نفت و گاز در نظر گرفته است. بر اساس ماده مذکور، ترخیص کالاها و ماشین‌آلات مربوط به اجرای طرح‌های اکتشاف، توسعه، تولید، تعمیر و نگهداشت میداین مشترک نفت و گاز، از مبادی گمرکی، قبل از پرداخت مالیات بر ارزش افزوده و حقوق و عوارض گمرکی بلافاصله پس از ثبت در این مراجع، با تعهد ذی‌حساب و با تأیید وزیر نفت مجاز دانسته شده است و مقرر گردید حقوق متعلقه و هزینه‌ها پس از محاسبه و اعلام به شرکت‌های اصلی تابعه وزارت نفت پرداخت شود و همچنین تمدید موارد ورود موقت به روش فوق را مجاز دانسته است.

۵. بین ۵ تا ۱۰ درصد.

محصول تعیین می‌شود و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد پرداخت خواهد شد. بدین ترتیب حق‌الزحمهٔ پیمانکار متناسب با شرایط خاص متغیر است و از میزان خاصی تبعیت نمی‌کند و همواره حسب بروز شرایط خاص تعدیل می‌شود. در این صورت دستمزد پرداختی به پیمانکار به‌صورت متغیر و پلکانی عمل کرده و همواره با کاهش یا افزایش قیمت‌های جهانی نفت تغییر می‌کند.

نتیجه

امروزه قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز برزیل از دو نوع قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید تبعیت می‌کند که قراردادهای مشارکت در تولید صرفاً در نواحی استراتژیک و مناطق زیرلایه‌های نمکی موسوم به Pre-salt و قراردادهای امتیازی در سایر نواحی منعقد می‌شود و قراردادهای امتیازی مختص سایر نواحی است. سیستم مالی قراردادهای امتیازی با مشارکت در تولید متفاوت است، بدین‌صورت که در قراردادهای امتیازی در ازای واگذاری میدان برای تولید بدون انتقال مالکیت در مخزن، شرکت پیمانکار در ازای قبول ریسک، هزینه و تولید تجاری متعهد به تأدیهٔ بهرهٔ مالکانه، هزینهٔ حفظ منطقه، حق مشارکت ویژهٔ دولت و پاداش امضا است، این در حالی است که در قرارداد مشارکت در تولید صرفاً بهرهٔ مالکانه و پاداش امضا اخذ شده و سیستم تسهیم تولید سر چاه اعمال می‌شود. مالیات در برزیل به مانند کشورهای توسعه‌یافته جایگاه ویژه‌ای در درآمدهای دولت دارد. نظام مالیاتی برزیل به‌علت سیستم فدرال این کشور از پیچیدگی‌های خاصی برخوردار است. مطابق قانون اساسی و قانون مالیات، ایجاد مالیات در سه سطح فدرال، ایالتی و شهرداری صورت می‌گیرد. سیستم مالی عمومی برزیل شامل استفاده از مالیات‌های غیرمستقیم و رژیم‌های مالیاتی ویژهٔ ایجادشده برای صنعت نفت است. مالیات بر درآمد شرکت، مالیات بر واردات، مالیات بر تولید، مالیات برای برنامهٔ تلفیق اجتماعی و کمک به تأمین مالی امنیت اجتماعی و مالیات برای کمک به نوسازی ناوگان تجاری از جمله مالیات‌های قابل اخذ از اشخاص فعال در صنعت نفت این کشور است. با وجود این همواره دولت این کشور به‌منظور افزایش رقابت و ایجاد اشتیاق برای شرکت‌های خارجی از معافیت‌های مالیاتی و طرح‌های تشویق مالیاتی بهره می‌گیرد. در قراردادهای امتیازی همان‌طور که مطرح شد، شرکت به‌طور معمول تمام خطرهای هزینه‌های اکتشاف، توسعه و تولید را متحمل می‌شود و به‌طور کلی مالکیت تمام منابعی را که تا زمانی که قرارداد در حال اجراست تولید می‌شوند، به‌دست می‌آورد. بعد پرداخت بهرهٔ مالکانه به دولت از عایدی میدان، هزینه‌های پیمانکار استهلاک می‌شود و سود ناخالص میدان به پیمانکار می‌رسد. با پرداخت مالیات‌های مقرر در قرارداد و قانون این سود خالص شده و پیمانکار سهم خود را مالک می‌شود. در قراردادهای مشارکت در تولید برزیل

مطابق ماده ۶ قانون مشارکت در تولید، هزینه‌ها و سرمایه‌گذاری‌های لازم برای اجرای قرارداد مشارکت در تولید به‌طور کامل به عهده پیمانکار خواهد بود و در صورت کشف تجاری، طبق شرایط مقرر بازپرداخت می‌شود که البته اتحادیه می‌تواند از طریق صندوق مشخصی که به موجب قانون ایجاد شده است، در سرمایه‌گذاری در فعالیت‌های اکتشاف، ارزیابی، توسعه و تولید در منطقه pre-salt و در مناطق استراتژیک مشارکت داشته باشد که در این صورت خطرهای مربوط به مشارکت خود را بر اساس قوانین مربوط به عهده خواهد گرفت. بدین ترتیب با بررسی تطبیقی سیستم مالی و مالیاتی قراردادهای جدید نفتی ایران با برزیل مشخص شد که سیستم مالی و مالیاتی قراردادهای جدید نفتی ایران از نظر عایدی دولت در برابر سیستم برزیلی تفاوت‌های مهمی دارد. قراردادهای نفتی IPC از نظر توزیع درآمد، شباهت زیادی با قراردادهای خدمات فنی عراق دارد که شاید بتوان گفت این قراردادها از این نظر، تلفیقی از قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید است. مطابق با ماده ۹ تصویب‌نامه هیأت وزیران، هزینه‌های قراردادی چهار نوع بوده که عبارت‌اند از: هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای (Direct Capital Cost (DCC))، هزینه‌های غیرمستقیم (Cost (IDC) Indirect)، هزینه تأمین مالی (Cost of Money (COM) و هزینه‌های بهره‌برداری (Operating Costs (Opex که بازپرداخت این نوع هزینه شامل نفت هزینه و هزینه‌های پاداش است که هزینه‌های نفتی مطابق با بند ۲۵ پیش‌نویس آی پی سی از نفت هزینه تأمین می‌شود و این مختص مواردی است که میدان به تولید تجاری برسد. سیستم مالیاتی قراردادهای جدید ایران مطابق با بند «ص» ماده ۱ آن ذیل هزینه‌های غیرمستقیم، مالیات را در کنار عوارض، بیمه و گمرک جزء هزینه‌های غیرمستقیم قرار داده است که به‌نظر می‌رسد رویکرد قانون نسبت به قراردادهای IPC شبیه نوع مالیات‌ها در سیستم بیع متقابل است که به شرکت پیمانکار بازپرداخت خواهد شد که می‌توان آن را نوعی معافیت مالیاتی دانست که شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان کارفرما به شرکت‌های پیمانکار اعطا می‌کند.

بیانیه نبود تعارض منافع

نویسندگان اعلام می‌دارند که تعارض منافع وجود ندارد و تمام مسائل اخلاق در پژوهش را شامل پرهیز از دزدی ادبی، انتشار و یا ارسال بیش از یک بار مقاله، تکرار پژوهش دیگران، داده‌سازی یا جعل داده‌ها، منبع‌سازی و جعل منابع، رضایت ناآگاهانه سوژه یا پژوهش‌شونده، سوء رفتار و غیره، به‌طور کامل رعایت کرده‌اند.

قدردانی

نویسندگان مراتب سپاسگزاری خود را از دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران و داوران محترم نشریه مطالعات حقوق انرژی به‌خاطر زحمات ارزنده ابراز می‌دارند. همچنین از داوری که نسخه پیشین این مقاله را مطالعه و نظرهای ارزشمندی ارائه کردند، صمیمانه قدردانی می‌کنیم.

منابع

- ابراهیمی، نصرالله؛ خداپرست، ناصر (۱۳۹۵). تحلیل تطبیقی بهره مالکانه و پذیرة نقدی در قراردادهای مشارکت در تولید نفت قاره آفریقا. *مطالعات حقوق انرژی*، ۲(۱)، ۳۰-۱.
- DOI:10.22059/jrels.2016.61019
- الماسی، نجادعلی (۱۳۹۰). تحلیل ساختار قراردادهای مشارکت در تولید. *مجموعه مقالات همایش حقوق انرژی (به انضمام الهام امین‌زاده)*. تهران: دادگستر، ۵۰-۷۱. در:
- <https://www.symposia.ir/NEC08>، (۸ تیر ۱۴۰۴)
- بینایی‌باشی، مهدی (۱۳۹۶). بررسی حقوقی مالیات در قراردادهای اصلی نفت و گاز ایران و مقایسه آن با برخی کشورها. *پایان‌نامه کارشناسی ارشد، مؤسسه عالی آموزش و پژوهش مدیریت و برنامه‌ریزی*. در:
- <https://ganj.irandoc.ac.ir>، (۱۰ تیر ۱۴۰۴)
- چکاو، زیبا (۱۳۹۵). مطالعه تطبیقی بین مقررات و الزامات حاکم بر عملیات بالادستی صنعت نفت ایران و انگلستان. *پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران*. در: <https://ganj.irandoc.ac.ir>، (۱۵ تیر ۱۴۰۴)
- حاتمی، علی؛ کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳). حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری. تهران: تیسرا.
- صاحب‌هنر، حامد؛ طاهری‌فرد، علی؛ مریدی‌فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح‌الله (۱۳۹۶). *ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران: (IPC) مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین*. فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، ۲۸(۳۵-۷۳)، DOI:10.29252/jemr.7.28.35
- سالاریان، محمدامین (۱۴۰۰). *قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز در میادین مشترک*. تهران: مهر کلام.

ساردوئی نسب، محمد؛ رحیمی، امیر (۱۴۰۲). جایگاه قراردادهای بی نام نفتی در حقوق ایران. مطالعات حقوق انرژی، ۹(۲)، ۳۳۱-۳۵۱. DOI: 10.22059/jrels.2024.377104.559

شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۷). حقوق نفت و گاز. تهران: میزان.

گل پور، مهسان؛ کاظمی، محمدجواد (۱۴۰۰). بررسی تطبیقی نظام مالی حاکم بر قراردادهای جدید نفتی ایران با قراردادهای سرویس. مطالعات علوم سیاسی، حقوق و فقه، ۷(۴)، ۳۰۶-۳۳۴. در: <https://irijournals.ir/journals/05-Political-sciences/v7-i4-winter00/paper18.pdf> (۲۰ تیر ۱۴۰۴)

هیأت وزیران (۱۳۹۴). تصویب نامه در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز در: (با آخرین اصلاحات. <https://rc.majlis.ir/fa/law/show/982405>. ۲) مرداد ۱۴۰۴

References

- Almasi, N.A. (2011). *Analysis of the Structure of Production Sharing Contracts*. Proceedings of the Energy Law Conference, (with E. Aminzadeh), Dadgostar Publication, 50-71, <https://www.symposia.ir/NEC08>, (Accessed 29 June 2025), [in Persian]
- ANP (Agência Nacional do Petróleo). (n.d.). *About the Bidding Rounds*. Available at: <https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/about-the-bidding-rounds/the-bidding-rounds> (Accessed 30 June 2025)
- Athayde, A., & Hannig, R. (2024). *Abuse of regulatory power and public consultations of the Intensive Front for Regulatory and Competition Assessment (FIARC) in Brazil*. SSRN. 87-108, doi:10.2139/ssrn.5003714
- Binaei Bashi, M. (2017). *Legal Study of Taxation in Iran's Major Oil and Gas Contracts and its Comparison with Some Countries*. Master's Thesis, Institute of Higher Education and Research in Management and Planning, <https://ganj.irandoc.ac.ir>, (Accessed 1 July 2025), [in Persian]
- The Cabinet of Ministers. (2015). *Regulation regarding the General Conditions, Structure and Template of Upstream Oil and Gas Contracts (with subsequent amendments)*. Available at: <https://rc.majlis.ir/fa/law/show/982405> (Accessed 25 July 2025) [in Persian]
- Chakav, Z. (2016). *Comparative Study of Regulations and Requirements Governing Upstream Operations of the Oil Industry in Iran and the UK*. Master's Thesis, University of Tehran, <https://ganj.irandoc.ac.ir>, (Accessed 6 July 2025) [in Persian]
- Coimbra, V.A., & Almeida, E.F. (2012). *Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrolíferos: Impacto do Repetro sobre a Rentabilidade de Projetos*. Texto para Discussão GEE/IE/IBP, (May), 1-10. Available at: <https://infopetro.wordpress.com/documentos/>, (Accessed 4 August 2025)

- Ebrahimi, N., & Khodaparast, N. (2016). Comparative Analysis of Ownership Shares and Cash Take in Production Sharing Contracts in the African Continent. *Energy Law Studies*, 2(1), 1-30, doi. 10.22059/jrels.2016.61019, [in Persian]
- Ernst & Young (EY) Global Limited (2018). *Global oil and gas tax guide*. Available at: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-global-oil-andgas-tax-guide/\\$FILE/ey-global-oil-and-gas-tax-guide.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-global-oil-andgas-tax-guide/$FILE/ey-global-oil-and-gas-tax-guide.pdf) (Accessed 6 July 2025)
- Golpour, M., & Kazemi, M.J. (2021). *Comparative Study of the Fiscal System Governing Iran's New Petroleum Contracts with Service Contracts*. *Studies in Political Science, Law and Jurisprudence*, 7(4), 306-324, <https://irijournals.ir/journals/05-Political-sciences/v7-i4-winter00/paper18.pdf>, (Accessed 11 July 2025), [in Persian]
- Hatami, A., & Karimian, E. (2014). *Foreign Investment Law in Light of Laws and Investment Contracts*. Tehran: Tisa Publications, [in Persian]
- Incentives and subsidies for fossil fuels in Brazil (2020). Provided at: <https://inesc.org.br/> (Accessed 12 July 2025)
- Johnston, D., & Johnston, D. (2020). *Fundamental Petroleum Fiscal Considerations*. Oxford Energy Comment. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/.../Fundamental-Petroleum-Fiscal-Considerations.pdf> (Accessed 12 July 2025)
- KPMG. (2018). *A Guide to Brazilian Oil & Gas Taxation*. Available at: www.kpmg.com/BR (Accessed 23 July 2025)
- Leite, F.R.V.D. (2009). The government take in the brazilian oil industry under the member-state view: economic importance, legal structure and possibility of direct oversight. *Revista Direito GV*, São Paulo, 5(2), 153-172, <https://doi.org/10.1590/S1808-24322009000200015>
- Lucchesi, R.D. (2011). *Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - COPPE*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. p.149, Available at: <https://ppe.coppe.ufrj.br/publicacao/regimes-fiscais-de-exploracao-e-producao-de-petroleo-no-brasil-e-no-mundo/> (Accessed 23 July 2024)
- Mariano, J.B., Souza, J.L. de, & Narciso Filho, N. (2018). Fiscal Regimes for Hydrocarbons Exploration and Production in Brazil. *Energy Policy*, 119, 620-647, doi:10.1016/j.enpol.2018.04.033
- Nogueira Hallack, Larissa Nogueira Hallack ^a, Alexandre Salem Szklo ^a, Amaro Olímpio Pereira Júnior ^a, Johannes Schmidt (2017). Curve-fitting variants to model Brazil's crude oil offshore post-salt production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 230-243, doi:10.1016/j.petrol.2017.09.015

- Nunes, R.D.C. (2024). *Oil Royalties In Brazil: Between Financial Compensation And Taxation – A Legal And Economic Analysis*. [Unpublished working paper], 49-53, Available at: <http://mail.iosrjournals.org/iosr-jef/papers/Vol15-Issue5/Ser-5/G1505054953.pdf> , (Accessed 26 July 2024)
- Oilnow.gy. (2023). *Brazil's latest licensing round sets new record*. Available at: <https://oilnow.gy/featured/brazils-latest-licensing-round-sets-new-record/> (Accessed 15 July 2025)
- Pedra, P.P. (2020). *The Impact of Fiscal Incentives in the Pre-Salt Oil Business in Brazil*. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. XIII, 98 p.
Available at: https://ppe.coppe.ufrj.br/images/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Patricia_Pedra.pdf, (Accessed 15 July 2025)
- Petrobras (2023). *Tax Report 2023 - Petrobras Annual Report*. Available at: <https://petrobras.com.br/sustentabilidade/relatorios-anuais> (Accessed 25 July 2025)
- Ribeiro, M.R.D.S. (2018). The New Oil and Gas Industry in Brazil: An Overview of the Main Legal Aspects. *Panorama of Brazilian Law*, 1(1) , 39-72, Available: [at: https://www.epublicacoes.uerj.br/index.php/pbl/issue/view/1976](https://www.epublicacoes.uerj.br/index.php/pbl/issue/view/1976), (Accessed 25 July 2025)
- Saheb Honar, H, Taherifard, A, Moridi Farimani, F., & Mahdavi, R. (2017). Economic and Financial Evaluation of Iran's New Petroleum Contracts (IPC): Case Study of the Third Phase of Darkhovyn Field. *Economic Modeling Research Quarterly*, (28), 35-73, doi10.29252/jemr.7.28.35, [in Persian]
- Salarian, M.A. (2021). *Upstream Oil and Gas Contracts in Joint Fields*. Tehran Mehr-e Kalam Publication, [in Persian]
- Sardoueinassab, M., & Rahimi, A. (2023). The Status of Unnamed Petroleum Contracts in Iranian Law. *Energy Law Studies*, 9(2), 331-351, DOI 10.22059/jrels.2024.377104.559, [in Persian].
- Shiravi, A. (2018). *Oil and Gas Law*. Tehran: Mizan Publishing. [in Persian]
- Sousa, F.J.R., & Mattos, C.C.A. De. (2017). *Avaliação Do Estudo 'Análise Técnica Da Medida Provisória 795, De 2017'. Nota Técnica - Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa*, 14 p. Available at: <http://bd.camara.leg.br/bd/bitstreams/e8bead8d-5a9f-42ee-aa50-79a54792f714/download>, (Accessed 25 July 2025)
- Szklo, A.S., Carneiro, J.T.G., & Machado, G. (2008). Break-even price for upstream activities in Brazil: Evaluation of the opportunity cost of oil production delay in a non-mature sedimentary production region. *Energy Policy*, 33, 589-600, doi:10.1016/j.energy.2007.11.013

- Tordo, S. (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*. Washington D.C.: World Bank Working Paper No. 123, p.86. Available at: <http://hdl.library.upenn.edu/1017.12/1254062> (Accessed: 4 july 2024)
- Tordo, S., Johnston, D., & Johnston, D. (2010). *Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues*. World Bank Working Paper No. 179. doi:10.1596/978-0-8213-8167-0
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). *Brazil - Country Analysis Brief*. Available at: <https://www.eia.gov/country/brazil> (Accessed: 3 july 2024)
- Zhdaneev, O.V., & Ovsyannikov, I.R. (2024). *From import substitution to technological leadership: how local content policy accelerates the development of the oil and gas industry*. Available at: <https://pmi.spmi.ru/pmi/article/view/16561> (Accessed: 1july 2024)