

Research Paper

Comparative Analysis of Financial-Economic Dimensions of New Oil and Gas Contracts between Iran and the Republic of Azerbaijan from the Competitiveness Perspective: A Case Study of the Common Field of Block 1 in the Caspian

Seyed Esmail Hashemi¹ , Hamidreza Oloumi Yazdi² , Teymour Mohammadi³ , Mohamadmahdi Hajian⁴ , Mohammadali Dehghandehnavi⁵ 

¹ PhD student in International Oil and Gas Contract Management, Allameh Tabatabaie University, Tehran, Iran (article is an excerpt from a PhD thesis). Email: hashemi54es@gmail.com

² Associate Professor, Department of Private Law, Faculty of Law and Political Science, Allameh Tabatabaie University, Tehran, Iran. Email: oloumi@atu.ac.ir

³ Professor, Department of Theoretical Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran. Email: mohammadi@atu.ac.ir

⁴ Assistant Professor, Department of Law, Faculty of Law and Political Science, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran. Email: Hjian@atu.ac.ir

⁵ Assistant Professor, Department of Finance and Banking, Faculty of Management and Accounting, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran. Email: dehghandehnavi@atu.ac.ir



[10.22080/mrl.2026.30178.2203](https://doi.org/10.22080/mrl.2026.30178.2203)

Received:

October 5, 2025

Accepted:

January 21, 2026

Available online:

March 3, 2026

Keywords:

IPC, Production Sharing Agreement, Common Field, Contract Finance System

JEL Classification:

C22, Q43

Abstract

This research conducts a comparative study and analysis of the financial and economic dimensions of the two contractual models of Iran Petroleum Contract (IPC) and Azerbaijan's Production Sharing Agreement (PSA), focusing on the case study of the shared Block 1 field in the Caspian Sea. The research method is based on financial simulation using real field data, and taxation issues and financial indicators such as internal rate of return (IRR), net present value (NPV), payback period, and the parties' share of the field's profits. The results show that although at the macro-project level, the financial indicators are similar in both models, the contractor's share in the IPC is 6.3%, and with a negative net present value and low internal rate of return, it is unattractive to foreign investors. In contrast, PSA with an internal rate of return of 12.6%, a net present value of \$214 million, and a 29% contractor share creates a greater investment incentive. The main difference is the IPC's limitations on cost recovery, fixed remuneration structure, and lack of flexibility compared to the profit oil sharing mechanism in PSA. Based on the findings, reforms such as increasing the cost recovery ceiling to 60%, determining a reasonable base fee, reviewing the R-factor mechanism, and anticipating the necessary incentives, especially for common fields, can increase the attractiveness of Iran's IPC contracts to create contractual competitiveness between common fields from a comparative perspective.

*Corresponding Author: Seyed Esmail Hashemi

Address: Allameh Tabatabaie University, Tehran, Iran. Email: hashemi54es@gmail.com



This work is licensed under the Creative Commons—Attribution—Non Commercial 4.0 International (CC BY-NC 4.0).

© University of Mazandaran



Extended Abstract

1. Introduction

Oil contracts are the same frameworks that have been used since the discovery of oil as a means of achieving the common interests of the parties and regulating their relations. Oil-producing countries have different needs, interests, and goals than international companies that are engaged in the exploration and development of oil fields in their territories. Designing and formulating financial and contractual regimes as part of the oil system of each country is one of the important tools in creating interaction and cooperation between the state holding oil reserves and international oil companies as investors (contractors). In every oil investment contract, financial and economic clauses and articles play a pivotal role as they determine the mechanism for allocating revenue and facilitating risk between the parties and can be considered the backbone of every contract.

Attracting foreign investors, especially in the case of joint fields that have similar operating conditions and similar quality and volume for oil extraction and production for the two countries, as well as the issue of time, is of great importance. Therefore, it is necessary to analyze and examine more and more from a financial and economic perspective, focusing on joint fields, the comparative study of oil contracts between Iran and neighboring countries with common reservoirs. In this study, we will compare the financial and economic indicators of the Iranian IPC contract and the Azerbaijan Production Sharing Contract, simulate the financial aspects of the two, and present an optimal contractual model for the development of the Block 1 field. In order to make the

comparison more realistic, technical data related to Block 1 of the Caspian Sea is used.

2. Research Methodology

All countries that are active in oil and gas production and exploration have designed their own financial systems and developed them over time. Also, the development and upgrading of financial systems may occur in situations such as changing economic conditions, exploration of large fields, the invention of new technologies to develop activities in specific areas (such as deep water and unconventional oil and gas), the transition of oil and gas fields from a period of maturity and becoming smaller fields, or the change of governments, and consequently the occurrence of political changes and social pressures. In this study, a comprehensive and accurate financial simulation has been conducted, taking into account all the complex mechanisms embedded in the contracts for the Caspian Sea Block 1 common Field. This financial simulation has been implemented in the Excel software environment based on advanced models and the design of proprietary economic and financial indicators.

3. Findings

A review of the financial and economic results of the two contractual models of the Iran IPC and the Azerbaijan Production Sharing shows that, although at the overall project level, indicators such as the internal rate of return and net present value were almost similar, the distribution of benefits between the government and the contractor is significantly different. In both contracts, the internal rate of return of the project is estimated to be about 18.2 percent, which indicates appropriate profitability of the field at the macro level. However, at the contractor level, a clear

difference is observed; such that in the Azerbaijan Production Sharing contract, the contractor's internal rate of return was 12.6 percent and his net present value was positive and equal to \$214 million. In contrast, in the Iran IPC contract, the contractor's internal rate of return was

only 3.9 percent and his net present value was calculated to be negative and equal to \$593.

Contractor's financial results at different amounts of reimbursement ceiling and base fee for Block 1

Net present value (millions of dollars)	Internal rate of return (percentage)	Base fee amount dollars per (barrel)	Repayment ceiling (percentage)
64	10.4	46	50
432	12.4	46	60
441	12.7	41	70
395	12.6	37	80
384	12.6	35	90
375	12.7	32	100

Source: Research findings

4. Conclusion

The tax system predicted in the IPC oil contract and the production sharing oil contract has significant substantive and structural differences that affect the distribution of financial and operational responsibilities between the government and the contractors. In the Iranian contract, the responsibility for paying all duties and taxes (including Iranian corporate income tax, value-added tax, and social security costs) is fully assigned to the contractor. The contractor is required to submit all these payments to the relevant authorities on time and document their records according to the contract's accounting methods. In addition, any taxes and costs paid outside Iran or those paid by the National Iranian Oil Company cannot be considered as project costs. In contrast, the Azerbaijani oil contract has an approach based on supporting foreign investment and reducing the tax burden. In this contract, taxes are largely eliminated or exempted, and only a fixed rate of 25 percent profit tax is applied to foreign parties. This tax is

paid by the contractor itself, but the National Oil Company of Azerbaijan is the guarantor and intermediary for its payment, and in case of non-payment, the contractor can settle directly with the tax system. The Azerbaijani contract also provides a transparent mechanism for resolving tax disputes and providing payment certificates. Finally, the tax obligations of the Azerbaijani contract remain in force even after the end of the contract, ensuring that the financial rights of the parties are fully and regularly realized. In the Iranian contract, fulfilling obligations and fully paying taxes and duties is a prerequisite for receiving reimbursement of costs and fees.

Funding

There is no funding support

Conflict of Interest

The authors declared no conflict of interest.

Authors' contributions

The authors contributed to the conceptualization and writing of the



article. All of the authors approved the content of the manuscript and agreed on all aspects of the work.

Acknowledgments

The authors express their gratitude to the journal officials and referees

علمی

تحلیل مقایسه‌ای ابعاد مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفت و گاز ایران و جمهوری آذربایجان از منظر رقابت‌پذیری: مطالعه موردی میدان مشترک بلوک ۱ دریای خزر

سید اسماعیل هاشمی^{*۱}، حمیدرضا علومی یزدی^۲، تیمور محمدی^۳، محمد مهدی حاجیان^۴، محمد علی دهقان دهنوی^۵

۱ دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین المللی نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران (مقاله مستخرج از رساله دکتری است). ایمیل: hashemi54es@gmail.com

۲ دانشیار گروه حقوق خصوصی، دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران. ایمیل: oloumi@atu.ac.ir

۳ استاد گروه اقتصاد نظری، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران. ایمیل: mohammadi@atu.ac.ir

۴ استادیار گروه حقوق، دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران. ایمیل: hajian@atu.ac.ir

۵ استادیار گروه مالی و بانکداری، دانشکده مدیریت و حسابداری، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران. ایمیل: dehghandehnavi@atu.ac.ir



[10.22080/mrl.2026.30178.2203](https://doi.org/10.22080/mrl.2026.30178.2203)

چکیده

این پژوهش به بررسی تطبیقی و تحلیل ابعاد مالی و اقتصادی دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی ایران و مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان با تمرکز بر مطالعه موردی میدان مشترک بلوک ۱ دریای خزر می‌پردازد. روش تحقیق مبتنی بر شبیه‌سازی مالی با استفاده از داده‌های واقعی میدان بوده و مبحث مالیات و شاخص‌هایی چون نرخ بازده داخلی، ارزش فعلی خالص، دوره بازگشت سرمایه و سهم طرفین از منافع میدان تحلیل شده است. نتایج نشان می‌دهد که هرچند در سطح کلان پروژه، شاخص‌های مالی در هر دو الگو مشابه است اما سهم پیمانکار در آی‌پی‌سی ۶/۳٪ بوده و با ارزش فعلی خالص منفی و نرخ بازده داخلی پایین فاقد جذابیت برای سرمایه‌گذاران خارجی است. در مقابل، قرارداد مشارکت در تولید با نرخ بازده داخلی ۱۲/۶٪ و ارزش فعلی خالص ۲۱۴ میلیون دلار و سهم ۲۹٪ پیمانکار، انگیزه سرمایه‌گذاری بیشتری ایجاد می‌کند. تفاوت اصلی ناشی از محدودیت بازپرداخت هزینه، ساختار پاداش ثابت و فقدان انعطاف‌پذیری در آی‌پی‌سی در برابر سازوکار تقسیم نفت منفعتی در مشارکت در تولید است. بر اساس یافته‌ها، اصلاحاتی چون افزایش سقف بازپرداخت هزینه به ۶۰٪، تعیین حق‌الزحمه پایه منطقی، بازنگری در مکانیزم R-factor و پیش‌بینی مشوق‌های لازم به ویژه برای میداين مشترک می‌تواند جذابیت قراردادهای آی‌پی‌سی ایران را افزایش داده تا قدرت رقابت‌پذیری قراردادی بین میداين مشترک از بعد مقایسه‌ای ایجاد نماید.

تاریخ دریافت:

۱۳ مهر ۱۴۰۴

تاریخ پذیرش:

۰۱ بهمن ۱۴۰۴

تاریخ انتشار:

۱۲ اسفند ۱۴۰۴

کلیدواژه‌ها:

قرارداد آی‌پی‌سی، قرارداد

مشارکت در تولید، میدان

مشترک، نظام مالی قرارداد

طبقه‌بندی:

C22, Q43

* نویسنده مسئول: سید اسماعیل هاشمی

آدرس: دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران.

ایمیل: hashemi54es@gmail.com



© این اثر تحت مجوز بین المللی Creative Commons-Attribution-Non Commercial 4.0 می باشد

© تمام حقوق برای ناشر (دانشگاه مازندران) محفوظ است

۱ مقدمه

جذب سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت ممنوع شد. پس از وضع قانون موصوف به تدریج واقعیت-های ملموس اقتصادی و تخریب صنعت نفت در دوران جنگ تحمیلی، این نگرش را در دوران بازسازی با خود به همراه آورد که اکتشاف و توسعه منابع نفتی بدون جذب سرمایه و دانش فنی شرکت‌های نفتی بین‌المللی، عملاً آن طور که انتظار می‌رود محقق نخواهد گردید. از این رو، سیاست اتخاذی در چارچوب قانون نفت سال ۱۳۶۶ به مرور زمان در قوانین دیگر از جمله قوانین بودجه و قوانین برنامه پنج ساله توسعه متداول در جهان برای همکاری با شرکت‌های نفتی خارجی فعال در البته شرایط و ویژگی‌های بودجه‌های سالیانه‌ی مصوب مجلس شورای اسلامی نیز در مورد شیوه استفاده از منابع مالی خارجی کشور را به سمت استفاده از روش بیع متقابل رهنمون ساخت.

قانون‌گذار با لحاظ پیشینه تاریخی قراردادهای نفتی و آثار آن بر سرنوشت سیاسی و ثروت‌های عمومی کشور در راستای اعمال مالکیت بر منابع طبیعی به کارگیری نوعی از قراردادهای نفتی که آسیب کمتری بر اقتصاد و سیاست کشور دارند را مورد توجه قرار داده تا منافع بیشتری عاید کشور شود. از این رو به تدریج نگرش خود پیرامون بهره‌برداری از منابع طبیعی زیر زمینی را از شیوه اعطای امتیاز به بیگانگان و یا حتی سهم نمودن آنها در استخراج و بهره‌برداری از منابع نفت به سمت قراردادهایی متحول نموده که با حفظ مالکیت کامل دولت بر منابع نفتی کشور به صورت پیمانکاری و خدماتی و متمایز از چارچوب‌های حقوقی مرسوم و متداول در حقوق داخلی و بین‌المللی می‌باشند (رحیمی و شافع، ۱۳۹۴).

توسعه بخش بالادستی یکی از مهم‌ترین اولویت‌های راهبردی کشورهای دارنده ذخایر نفت و گاز به‌ویژه کشورهای صادرکننده و موضوعی چندوجهی و در برگیرنده متغیرهای فنی و مهندسی، زیست‌محیطی، جغرافیایی، سیاسی، امنیتی و غیره می‌باشد. یکی از جنبه‌های مهم در توسعه بخش

خصوصیات مختلف نفت در زمینه استفاده‌های صنعتی و نظامی کشورهای پیشرفته را به فکر دستیابی به منابع عظیم نفتی در سراسر جهان واداشت. شرکت‌های تجاری در حوزه نفت و گاز نیز که به دنبال کسب سود، دنیا را می‌پیمایند نگاه خود را متوجه نفت به عنوان منبع سرشار درآمد ساختند. برای ایجاد تفاهم بین منافع این عوامل ابتدا بایستی چارچوب‌های معینی به وجود می‌آمد تا امور در چهارچوب قرار گیرند. قراردادهای نفتی همان چارچوب‌ها هستند که از زمان کشف نفت به عنوان ابزار رسیدن به منافع مشترک طرفین و تنظیم روابط آنها به کار گرفته شده‌اند. کشورهای تولیدکننده نفت نیازها، علایق و اهداف متفاوتی نسبت به شرکت‌های بین‌المللی که در قلمرو آنها به کار اکتشاف و توسعه میادین نفتی مشغول هستند دارند. تولیدکنندگان نفت که عمدتاً از کشورهای در حال توسعه نیز می‌باشند، به دنبال توسعه پایدار از رهگذر انعقاد قراردادهای بهره‌برداری از منابع خود و شرکت‌های بین‌المللی به دنبال به دست آوردن حداکثر سود از محل سرمایه‌گذاری در این کشورها می‌باشند (عامری و شیر مردی درکی، ۱۳۹۳). طراحی و تدوین رژیم‌های مالی و قراردادی به عنوان بخشی از سیستم نفتی هر کشور، یکی از ابزارهای مهم در ایجاد تعامل و همکاری دولت دارنده ذخایر نفتی با شرکت‌های بین‌المللی نفتی به عنوان سرمایه‌گذار (پیمانکار) است. در هر قرارداد سرمایه‌گذاری نفتی، مواد و بندهای مالی و اقتصادی از آنجا که مکانیسم تخصیص عواید و تسهیلات ریسک میان طرفین را معین می‌کنند نقش محوری دارند و به نوعی می‌توان آنها را ستون فقرات هر قراردادی قلمداد کرد. در واقع یکی از عمده‌ترین وجوه افتراق انواع قراردادهای بندها و مواد مالی و اقتصادی است (زحمت کش، ۱۳۹۳).

در سال ۱۳۶۶ با تصویب قانون نفت، نظام حقوقی حاکم بر صنعت نفت ایران با چالش جدیدی مواجه گردید به گونه‌ای که بر اساس این قانون

۲ مروری بر مطالعات تجربی و مبانی نظری

۲٫۱ مروری بر مبانی نظری

۲٫۱٫۱ اصول و قواعد علمی حاکم بر قراردادهای نفتی: الزامات ذاتی تولید و اقتضات حقوقی-اقتصادی

تدوین چارچوب‌های قراردادی در بخش بالادستی صنعت نفت، از منظر علوم اقتصادی و حقوقی، به دلیل نقش استراتژیک نفت خام در اقتصاد جهانی و ماهیت پیچیده عملیات تولید، امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر است. ساختار هر قرارداد نفتی، در حقیقت، بازتابی از تعادل حساس میان دو دسته از عوامل کلیدی است: عوامل ذاتی مربوط به تولید نفت خام (در بستر اصول و قواعد علمی) و اقتضات خاص سیاسی و حقوقی حاکم بر کشور میزبان.

تولید نفت خام، به‌عنوان یک کالای استراتژیک، دارای ویژگی‌های منحصر به فردی است که آن را از سایر کالاها و پروژه‌های صنعتی متمایز می‌کند و مستقیماً بر نظامات قراردادی تأثیر می‌گذارد. این عوامل ذاتی که ریشه در اصول علمی و فنی حوزه مخازن، اکتشاف، و بهره‌برداری دارند، عبارتند از:

پایان‌پذیری و اصل صیانت از مخزن: برخلاف کالاهای تجدیدپذیر یا صناعی که با منابع دائمی سروکار دارند، منابع هیدروکربوری غیرقابل تجدید و محدود هستند. این ویژگی، قراردادها را ملزم به رعایت تولید صیانتی می‌کند تا حداکثر ضریب بازیافت در طول عمر میدان حفظ شود. این الزام فنی، در قالب تعهدات و محدودیت‌های عملیاتی به چارچوب قراردادی وارد می‌شود (مصطفوی، ۱۳۸۷).

ریسک بالا و هزینه‌های سرمایه‌ای کلان: عملیات اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری، نیازمند سرمایه‌گذاری‌های عظیم و تحمل ریسک‌های فنی و زمین‌شناسی بالا است. عدم قطعیت در حجم دقیق

بالادستی نفت و گاز، نوع قراردادهای انعقادی کشور میزبان با پیمانکار خارجی خواهد بود که می‌تواند در جذابیت سرمایه‌گذاری شرکت‌های مختلف در بخش بالادستی نفت و گاز تعیین کننده باشد.

جذب سرمایه‌گذار خارجی به ویژه در خصوص میادین مشترک که دارای شرایط عملیاتی مشابه و کیفیت و حجم مشابه برای استخراج و تولید نفت برای دو کشور می‌باشد و نیز مقوله زمان، اهمیت بسیار زیادی داشته لذا ضرورت دارد با تمرکز بر میادین مشترک، مطالعه تطبیقی قراردادهای نفتی بین ایران و کشورهای همسایه دارای مخازن مشترک از بعد مالی اقتصادی بیش از پیش مورد تحلیل و بررسی قرار گیرد.

در این پژوهش به مقایسه تطبیقی شاخص‌های مالی و اقتصادی قرارداد آبی‌پی‌سی ایران و قرارداد مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان و شبیه‌سازی مالی این دو و ارائه مدل بهینه قراردادی برای توسعه میدان بلوک ۱ می‌پردازیم. به منظور واقعی‌تر شدن امکان مقایسه از داده‌های فنی مربوط به بلوک ۱ دریای خزر استفاده می‌شود.

این مطالعه در چهار بخش ارائه می‌شود. پس از مقدمه، بخش دوم به مطالعات تجربی و مبانی نظری، بخش سوم روش‌شناسی پژوهش و بخش چهارم به یافته‌های تحقیق اختصاص دارد و در نهایت در بخش آخر به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادها پرداخته می‌شود.

¹ Recovery Factor

سرمایه سرمایه‌گذار و سهم دولت از سود عملیاتی، به کلیدی‌ترین شاخص‌های مقایسه‌ای در انتخاب مدل قراردادی تبدیل می‌شوند (زارع، ۱۴۰۱).

۲،۱،۲ نظام مالی قرارداد آی‌پی‌سی

وزارت نفت ایران در اجرای قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۹ اردیبهشت ۱۳۹۱، اقدام به معرفی قرارداد جدیدی تحت عنوان الگوی قرارداد نفتی ایران نمود. این الگو بر اساس تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ مورخ ۱۶ مرداد ۱۳۹۵ هیئت وزیران، شرایط عمومی، ساختار و چارچوب اجرایی خود را دریافت کرد (وزارت نفت، ۱۳۹۵). قراردادهای آی‌پی‌سی میان شرکت ملی نفت ایران و مشارکتی متشکل از شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی به عنوان پیمانکار، برای تأمین مالی و انجام عملیات اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید، بهره‌برداری و اجرای طرح‌های بهبود یا افزایش ضریب بازیافت به صورت یکپارچه منعقد می‌شوند.

از منظر حقوقی، الگوی آی‌پی‌سی بیش از آنکه به قراردادهای مشارکت در تولید شباهت داشته باشد، با قراردادهای بیع متقابل قرابت دارد (کاملی، ۱۳۹۶). بند ۲ تصویب‌نامه هیئت وزیران (۱۳۹۵) این شباهت را آشکار ساخته و نشان می‌دهد که ساختار اولیه این الگو، تحت تأثیر قراردادهای مشابه در عراق شکل گرفته است. یکی از نمونه‌های بارز آن، قرارداد توسعه میدان رمیله عراق است که با ذخایر قابل استحصال حدود ۱۷ تا ۱۸ میلیارد بشکه نفت، به عنوان دومین میدان بزرگ تولیدی جهان شناخته می‌شود (خواجوی، ۱۳۸۹). در قالب قرارداد ۲۰ ساله توسعه این میدان، هدف افزایش تولید از حدود یک میلیون بشکه در روز به ۸۵/۲ میلیون بشکه تعیین گردید. این هدف با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت، از جمله تزریق آب و حفاری چاه‌های جدید، دنبال شد و پاداش پیمانکاران براساس تولید مازاد بر پایه فرمولی مشابه قراردادهای آی‌پی‌سی پرداخت گردید.

ساختار آی‌پی‌سی از نوع قرارداد خدماتی با ریسک است که به پیمانکار امکان حضور در فاز

ذخایر، کیفیت مخزن و نرخ‌های آتی تولید، ریسک پروژه را دوچندان می‌سازد. این ریسک بالا، لزوم مشارکت شرکت‌های بین‌المللی نفت (IOCs) را برای تأمین سرمایه و دانش فنی توجیه می‌کند و مستلزم مکانیسم‌های قراردادی برای تسهیم ریسک میان دولت و سرمایه‌گذار است.

عدم قطعیت در متغیرهای مالی و عملیاتی: اصول علمی مرتبط با تولید، تعیین می‌کنند که پارامترهایی چون نوسانات قیمت جهانی، حجم ذخایر اثبات‌شده و نرخ‌های هزینه خارج از کنترل دقیق طرفین بوده و سیستم‌های مالی قرارداد را به شدت پیچیده می‌سازند. این پیچیدگی‌ها، طراحی سیستم‌های مالی انعطاف‌پذیر (مانند مکانیسم جبران هزینه‌ها از محل نفت تولیدی یا سهم‌بری از سود) را به یک ضرورت اقتصادی تبدیل می‌کند (امین زاده و نصر اللهی، ۱۳۹۹).

نحوه مواجهه با عوامل ذاتی فوق‌الذکر و انتخاب نوع قرارداد، تحت تأثیر شدید اقتضائات حاکمیتی و ملاحظات حقوقی-سیاسی هر کشور قرار دارد که منتهی به نوع خاصی از قراردادها (از قراردادهای امتیازی تا خدماتی) می‌شود. در نظام‌های حقوقی بسیاری از کشورهای تولیدکننده نفت (نظیر ایران)، اصل حاکمیت ملی بر منابع زیرزمینی اصلی غیرقابل عدول است (شکوهی و سعادت زاده، ۱۴۰۰). این ملاحظه حقوقی، نوعی از قراردادها را ایجاب می‌کند که در عین جذب سرمایه خارجی، انتقال مالکیت منابع را منتفی سازد و صرفاً به شرکت‌های خارجی اجازه ارائه خدمات و بازگشت سرمایه از محل عواید تولید را بدهد. این اصل، ظهور قراردادهای خدماتی (مانند بیع متقابل و آی‌پی‌سی) را در مقابل قراردادهای امتیازی توجیه می‌کند.

درآمدهای نفتی، ستون فقرات بودجه و تراز تجاری کشورهای تولیدکننده است. این اهمیت اقتصادی، دولت‌ها را وامی‌دارد تا به دنبال طراحی رژیم‌های مالی باشند که در برابر نوسانات قیمت، سهم حداکثری و پایداری از عواید را برای دولت تضمین کند. بنابراین، ملاحظات نظیر نرخ بازگشت

شد تا انعطاف بیشتری در تعیین سهمها وجود داشته باشد(تاورن^۳، ۱۹۹۹).

در حوزه مالیات، پیمانکاران در قراردادهای مشارکت در تولید آذربایجان ملزم به پرداخت مالیات بر سود با نرخ ۲۵ تا ۳۲ درصد هستند، اما مالیات بر بهره مالکانه وجود ندارد. همچنین معافیت‌های مهمی همچون مالیات واردات، صادرات و مالیات بر ارزش افزوده در این قراردادهای پیش‌بینی شده است. پرداخت مالیات از طریق شرکت ملی نفت آذربایجان انجام می‌شود و پیمانکاران ارتباط مستقیمی با سازمان‌های مالیاتی ندارند.

در کنار این موارد، پاداش‌ها نیز بخش مهمی از درآمد دولت را تشکیل می‌دهند. این پاداش‌ها می‌توانند شامل پاداش امضا^۴ هنگام عقد قرارداد، پاداش تولید^۵ با دستیابی به سطوح خاصی از تولید باشند.

با وجود مزایای قراردادهای مشارکت در تولید، برخی پژوهشگران به محدودیت‌های آن اشاره کرده‌اند. آکینومی(۲۰۰۹)^۶ نشان می‌دهد که اگرچه در ظاهر، دولت کنترل کامل بر منابع دارد، اما در عمل مفاد قرارداد می‌تواند آزادی عمل دولت را محدود کند، به‌ویژه در دوره‌هایی که قیمت نفت افزایش می‌یابد و شرایط بازنگری قرارداد به سختی امکان‌پذیر است.

به طور کلی، تجربه جمهوری آذربایجان نشان می‌دهد که قراردادهای مشارکت در تولید توانسته‌اند سرمایه‌گذاری خارجی را جذب کنند، پروژه‌های کلانی مانند توسعه میدان آذری-چیراغ-گونشلی^۷ را ممکن سازند و در عین حال ساختار مالی شفاف‌تری برای تقسیم درآمد میان دولت و شرکت‌های بین‌المللی ایجاد کنند. این الگو به‌ویژه برای کشورهای با کمبود

بهره‌برداری را نیز می‌دهد. به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توان داخلی، از ابتدا یک شرکت ایرانی مورد تأیید شرکت ملی نفت به عنوان شریک فنی در کنار پیمانکار خارجی قرار می‌گیرد. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیرمستقیم، مالی و بهره‌برداری توسط پیمانکار تأمین شده و بازپرداخت آن‌ها به همراه دستمزد، از محل درصدی از محصولات یا عواید اضافی میدان انجام می‌شود (بند «پ» ماده ۳ تصویب‌نامه، ۱۳۹۵).

۲-۱-۳. نظام مالی قرارداد مشارکت در تولید

پس از استقلال جمهوری آذربایجان و بحران اقتصادی دهه ۱۹۹۰، این کشور برای بازسازی صنعت نفت و جذب سرمایه خارجی به چارچوبی قراردادی نیاز داشت که هم برای سرمایه‌گذاران خارجی جذاب باشد و هم حاکمیت دولت بر منابع ملی را حفظ کند(کاربوز^۱، ۲۰۱۶). در این شرایط، قراردادهای مشارکت در تولید به‌عنوان الگوی اصلی پذیرفته شد. انتخاب این نوع قرارداد ناشی از کمبود سرمایه مالی داخلی و رتبه اعتباری پایین آذربایجان بود که امکان تأمین مالی پروژه‌های کلان از طریق وام‌های خارجی را دشوار می‌کرد(دوه^۲، ۲۰۲۱).

ویژگی اصلی قراردادهای مشارکت در تولید در جمهوری آذربایجان آن است که بازپرداخت هزینه‌ها از محل تولید انجام می‌شود. هزینه‌های عملیاتی به‌طور کامل و در اولویت بازمی‌شوند، در حالی که هزینه‌های سرمایه‌ای حداکثر از ۵۰٪ تولید باقی‌مانده قابل برداشت هستند. پس از کسر این هزینه‌ها، تولید باقی‌مانده به‌عنوان نفت منفعتی میان دولت و پیمانکار تقسیم می‌شود. سهم دولت در این تقسیم بین ۳۰ تا ۹۰ درصد متغیر است و بر اساس عامل R (نسبت درآمد به هزینه) محاسبه می‌شود. این سیستم ابتدا سه‌مرحله‌ای بود اما بعدها به یک مقیاس نه‌مرحله‌ای پیچیده‌تر تبدیل

⁴ Signature bonus

⁵ Production bonus

⁶ Akinwumi

⁷ Azəri-Çıraq-Günəşli

¹ Karbuz

² Doeh

³ Taverne

سرمایه داخلی و نیاز به فناوری خارجی، یک نظام مالی کارآمد و متوازن محسوب می‌شود.

۲،۲ سوابق پژوهش

در سال‌های اخیر، مطالعات متعددی به بررسی ابعاد اقتصادی، حقوقی و قراردادی بهره‌برداری از میادین نفت و گاز، به‌ویژه میادین مشترک، پرداخته‌اند. از میان این آثار، نزدیک‌ترین مطالعه از لحاظ مفهومی و زمانی به پژوهش حاضر، مقاله‌ای است با عنوان «بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بین‌المللی خدماتی و مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران و عراق از منظر کارآیی اقتصادی قراردادها» که توسط امامی میبیدی، داشاب، عامری، مقدم ابریشمی و اکبری بیرگانی (۱۳۹۹) ارائه شده است. این تحقیق با رویکرد مالی به مقایسه دو نوع قرارداد خدماتی و مشارکت در تولید پرداخته و نشان داده است که مدل مشارکت در تولید، با وجود چالش‌های قانونی در ایران و عراق، کارآیی اقتصادی بالاتری نسبت به قراردادهای خدماتی دارد و می‌تواند ضمن ایجاد انگیزه برای پیمانکاران، توزیع عادلانه‌تری از ریسک بین طرفین ایجاد کند. با این حال، جنبه‌های حقوقی و قراردادی در این مطالعه بررسی نشده و تمرکز آن بر مقایسه صرفاً دو نوع قرارداد بوده است، در حالی که پژوهش حاضر علاوه بر تحلیل مالی، به ارزیابی شاخص‌هایی همچون پیش‌بینی‌پذیری تضمینات و کاهش ریسک‌های قراردادی نیز می‌پردازد و بر رقابت‌پذیری قراردادها در بهره‌برداری جداگانه ایران از میادین مشترک تمرکز دارد.

در ادامه این خط پژوهشی، حسنعلی‌زاده و همکاران (۱۴۰۲) در پژوهشی به بررسی تحلیل حقوقی رژیم مالی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران موسوم به IPC، پرداختند. اظهار داشتند با توجه به کوتاه بودن عمر قراردادهای بیع متقابل و در نتیجه غیر صیانتی بودن تولید آن‌ها و همچنین غیر جذاب بودن برای پیمانکارهای خارجی، قراردادهای جدید نفتی موسوم به IPC با هدف جذب سرمایه‌گذاری خارجی، انتقال فناوری، تولید صیانتی از مخازن و افزایش ضریب بازیافت و نهایتاً

حضور در بازارهای بین‌المللی با ایجاد شرکت‌های اکتشاف و تولید داخلی، بوجود آمد. در واقع قراردادهای جدید نفتی نوع تکامل یافته قراردادهای بیع متقابل است. مدل جدید قراردادهای جدید نفتی ایران از نوع خدماتی با ریسک است، و حلقه‌های مختلف صنعت نفت (اکتشاف، توسعه و تولید) را در بر می‌گیرد. در قراردادهای جدید نفتی هزینه‌ها به طور سالانه و براساس رفتار میدان و از طریق مذاکره تعیین می‌گردد، ساختار مالی این قراردادها از درآمد دولت و نفت هزینه تشکیل شده است. که نفت هزینه شامل هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم، هزینه پول، هزینه عملیاتی و دستمزد می‌باشد. بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله و بازپرداخت سایر هزینه‌ها به همراه پاداش پیمانکار از محل ۵۰ درصد عواید میدان است. زمان شروع پرداخت بعد از رسیدن به تولید اولیه است. همچنین پرداخت پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه (فی در بشکه) می‌باشد. رژیم مالی در قراردادهای نفتی جدید عاملی برای برقراری تعادل و توازن بین منافع متضاد طرفین قرارداد است.

کسائی زاده و خراسانی (۱۴۰۱) در پژوهش خود ضمن بیان چارچوب نظام مالی قرارداد بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران و معرفی مطالعات انجام شده مرتبط با این پژوهش جوانب مختلف دو قرارداد از حیث ویژگی‌های مختلف با استفاده از روش تاپسیس مقایسه و به واکاوی این مسئله پرداختند. با توجه به نتایج حاصل از روش تصمیم‌گیری تاپسیس، مولفه‌های هزینه‌های تکلیفی پیمانکار انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار پیمانکار برداشت صیانتی از مخزن و تأمین و جذب سرمایه‌گذاری خارجی از اولویت بالایی برخوردار بودند. براساس معیارهای معرفی شده قرارداد IPC به عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت ایران شناسایی شد.

امامی میبیدی و همکاران (۱۴۰۰) نیز به تحولات قراردادهای نفتی در سطح بین‌الملل اشاره کرده و

در ایران ارائه داده‌اند. در نهایت، شیرجیان و حسن‌زاده (۱۳۹۸) با بهره‌گیری از نظریه بازی، موقعیت ایران در بهره‌برداری از میادین مشترک با عراق و قطر را تحلیل کرده و نشان دادند که در بسیاری از سناریوها، ایران در موضع ضعف قرار دارد و برای تغییر این وضعیت، یا باید از مسیر دیپلماسی و مذاکره وارد شود یا با افزایش تولید، طرف مقابل را به همکاری و مدیریت مشترک ترغیب کند.

التمیرو و بورنینا^۱ (۲۰۲۱) در مقاله خود با عنوان مدل سازی قرارداد پروژه های سرمایه گذاری در حوزه ساخت و ساز نفت و گاز بیان داشتند که چکیده هدف این مقاله انتخاب و توجیه مدل قرارداد بهینه برای یکی از بزرگترین پروژه‌های سرمایه گذاری و عمرانی بر اساس ارزیابی اولیه پروژه تحت چندین قرارداد جایگزین می‌باشد برای دستیابی به این هدف نتایج زیر به دست آمد، اول طبقه‌بندی قراردادهای سرمایه‌گذاری و ساخت و ساز پروژه‌ها توسعه داده شد. انطباق با ویژگی‌های تجارت نفت و گاز، ثانیاً مراحل فرآیند برنامه‌ریزی مدل قرارداد نفت و پروژه‌های ساخت گاز شکل گرفت و سوم نتیجه‌گیری در مورد امکان‌سنجی استفاده از یک مدل قرارداد خاص از نظر اقتصاد، پروژه، زمان‌بندی آن، کیفیت تصمیم‌گیری در هر مرحله و سیستم مدیریت ریسک انجام شد.

حافظ علی اسماعیل^۲ (۲۰۲۰) در مقاله‌ای با عنوان "به سوی غنی سازی انواع قراردادهای نفتی" بیان داشتند که کشورهای تولیدکننده نفت در سراسر جهان به دنبال گسترش کنترل خود بر منابع طبیعی بودند و سعی کردند این بخش سودآور را با اسناد قراردادی یا قانون تنظیم کنند. عملیات نفتی مستلزم ریسک بالا هزینه‌های کلان و سرمایه گذاری است و نمی‌تواند توسط یک طرف اداره شود. با انعقاد قرارداد مناسب طرفین می‌توانند ریسک را کاهش دهند و ممکن است هزینه‌های مورد نیاز برای فعالیت‌های اکتشاف توسعه و تولید را به اشتراک بگذارند. قراردادهای مشترکی وجود دارد که توسط

بیان داشتند که بسیاری از کشورها با اصلاح الگوهای قراردادی خود، از قراردادهای صرفاً خدماتی فاصله گرفته و به سمت مدل‌های مشارکتی گرایش یافته‌اند. آنان بر ضرورت اقدامات حقوقی مؤثر، نظیر تصویب قانون مشارکت در تولید، برای استفاده از این الگو در ایران تأکید کردند، به‌ویژه در میادین مشترک و میادین با شرایط دشوار. از سوی دیگر، صاحب‌هنر و همکاران (۱۳۹۶) در ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) با مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، ضعف‌ها و قوت‌های این مدل را در قالب شبیه‌سازی مالی تحلیل کردند. نتایج آنان نشان داد که نرخ دستمزد و نحوه تعیین بازه‌های عامل R نقش کلیدی در جذابیت قرارداد برای پیمانکار دارد، اما محدودیت سقف بازده و سهم اندک پیمانکار، ماهیت خدماتی قرارداد را حفظ کرده و از جذابیت آن کاسته است.

در حوزه مدیریت ریسک قراردادی، حاجیان و سلیمی (۱۳۹۹) نقش شروط قراردادی در توزیع بهینه ریسک بین طرفین قراردادهای نفت و گاز را بررسی کرده و بر لزوم واگذاری ریسک به طرفی که بهترین توان مدیریت آن را دارد، تأکید نمودند. این رویکرد با هدف کاهش اختلافات و افزایش تحقق اهداف تجاری قرارداد، در مطالعات اخیر به‌عنوان یکی از راهکارهای کلیدی به شمار می‌آید. از منظر حقوق بین‌الملل، کاشانی و دامن پاک (۱۳۹۹) ماهیت رویه‌های بین‌المللی صنعت نفت و اثر آن‌ها بر قانون حاکم بر قراردادهای بالادستی را تحلیل کرده‌اند. یافته‌های آنان نشان داد که این رویه‌ها، به‌عنوان مجموعه‌ای از قواعد فراملی، در کنار قوانین داخلی عمل می‌کنند و در بسیاری موارد، مراجع داوری بین‌المللی برتری قواعد بین‌الملل را نسبت به حقوق داخلی تأیید کرده‌اند.

در ارتباط با بهره‌برداری یکپارچه از میادین مشترک، طباطبایی‌نژاد و همکاران (۱۳۹۸) به مطالعه تطبیقی نظام حقوقی ایران و آمریکا پرداخته و پیشنهادهایی برای استفاده از این روش

² Ismail

¹ Altemirova & Burenina

۳ روش‌شناسی پژوهش

همه کشورهایی که در امور تولید و اکتشاف نفت و گاز فعال هستند سیستم مالی مخصوص به خود را طراحی نموده و در طول زمان توسعه می‌دهند. همچنین توسعه و ارتقاء نظام‌های مالی در شرایطی نظیر تغییر شرایط اقتصادی، اکتشاف میدان بزرگ، ابداع فناوری‌های نوین در جهت توسعه فعالیت در مناطق خاص (نظیر آب‌های عمیق و نفت و گازهای غیرمتعارف)، گذر مناطق نفتی و گازی از دوره بلوغ و تبدیل شدن به میدان کوچکتر و یا تغییر دولت‌ها و به تبع آن وقوع تحولات سیاسی و فشارهای اجتماعی نیز ممکن است رخ دهد. با وجود موارد ذکر شده اکثر دولت‌ها تلاش دارند تا سیستم‌های مالی پایداری را طراحی نمایند. بدین منظور انعطاف‌پذیر کردن قراردادهای به ویژه ابعاد مالی آن در دستور کار دولت‌ها قرار می‌گیرد.

در این پژوهش، با در نظر گرفتن تمامی مکانیسم‌های پیچیده و تعبیه شده در قراردادهای میدان مشترک بلوک ۱ دریای خزر، شبیه‌سازی مالی جامع و دقیقی انجام شده است. این شبیه‌سازی مالی بر اساس مدل‌های پیشرفته و طراحی شاخص‌های اقتصادی و مالی اختصاصی، در محیط نرم‌افزاری اکسل پیاده‌سازی شده است.

۳٫۱ مختصات بلوک

بررسی و تحلیل میدان‌های مشترک نفت و گاز از اهمیت بالایی در حوزه علوم نفت و انرژی برخوردار است، زیرا این میدان‌ها به دلیل موقعیت جغرافیایی و حقوقی خاص، پیچیدگی‌های فراوانی در مدیریت، استخراج و بهره‌برداری دارند. تفاهم و همکاری میان کشورهای صاحب حق بهره‌برداری در این میدان‌ها نقش کلیدی در افزایش بهره‌وری، کاهش ریسک‌های اقتصادی و محیط‌زیستی، و همچنین حفظ منافع ملی ایفا می‌کند و با توجه به کیفیت نفت و گاز موجود و مقایسه ساختار قرارداد از سوی

دولت میزبان و شرکت‌های نفتی بین‌المللی در نفت توسعه یافته و در این صنایع مورد استفاده قرار گرفته است مانند قرارداد، امتیاز قرارداد مشارکت در، تولید قرارداد خدمات و قرارداد سرمایه گذاری مشترک در این مقاله به تبیین انواع برخی از قراردادهای متداول نفتی بر اساس مفهوم قصد یک جانبه با طرح پیشنهاد نوع دیگری از قرارداد پرداخته شده است.

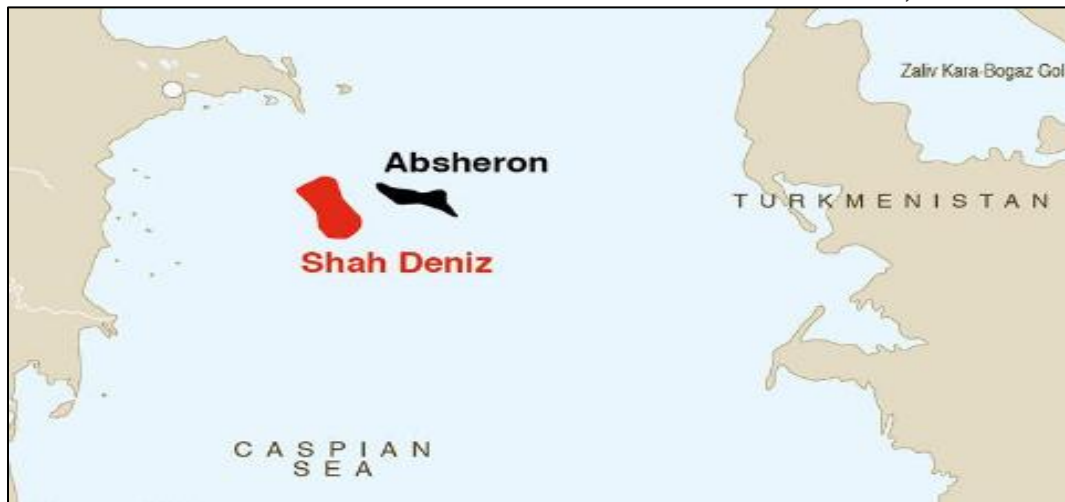
قند و لین^۱ (۲۰۱۴) در مقاله‌ای با عنوان قراردادهای خدمات نفت و گاز در سراسر ایران اظهار داشتند این مقاله به بررسی استراتژی انرژی و سیستم‌های مالی نفت و گاز طبیعی هشت کشورهای عمده تولید کننده نفت یا گاز طبیعی می‌پردازد که طی قراردادهای بین سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۴ یا از یک نوع خدمات استفاده کرده‌اند یا به این چارچوب به عنوان جایگزینی برای تولید مشترک تمایل نشان داده‌اند. به طور خاص ما به تنوع هر کشور نگاه می‌کنیم و بررسی می‌کنیم که چگونه این تغییرات قراردادهای خدمات در هر کشور با دیگری متفاوت است قرارداد خدمات یک چارچوب قراردادی بلندمدت است که توسط برخی دولت‌های میزبان استفاده شود که می‌حق مالکیت میدان و تولید به آنها واگذار می‌شود. بررسی ما نشان می‌دهد که علاقه جدید به قراردادهای خدمات ممکن است تا حدی با افزایش نگرانی‌های حاکمیتی و محیط سیاسی از یک طرف و نیاز به سرمایه شرکت‌های نفتی بین‌المللی و دانش فنی در توسعه میدان نفت و گاز طبیعی در کشورهای میزبان از سوی دیگر توضیح داده شود ما همچنین برخی از معایب قراردادهای خدماتی از جمله پتانسیل نتایج اقتصادی ناکارآمد را بررسی می‌کنیم. علاوه بر این ما به برخی از راه‌حل‌های ممکن برای بهبود کارایی اقتصادی قرارداد خدمات توجه می‌کنیم.

¹ Ghand & Lin

به عنوان اپراتور عمل می‌کند. عملیات توسعه این میدان به عنوان اولین عملیات توسعه زیردریایی میداین گازی است که در آب‌های به عمق ۵۰ تا ۵۰۰ متر انجام شده و همواره از آن به عنوان یکی از بزرگترین و پیچیده‌ترین پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز یاد می‌شود. این میدان در ۷۰ کیلومتری در جنوب شرقی شهر باکو در آب‌های عمیق دریای خزر قرار داشته بصورتی که عمق آن به ۵۰۰ متر نیز می‌رسد. مجموع ذخایر این میدان شامل ۱/۲ تا ۱/۵ تریلیون مترمکعب گاز و ۲۴۰ میلیون تن میعانات گازی قابل استحصال برآورد شده است. در تصویر ۱، موقعیت جغرافیایی بلوک ۱ نشان داده شده است.

سرمایه‌گذار می‌تواند از منظر رقابت‌پذیری دارای جایگاه ویژه‌ای باشد.

میدان مشترک بلوک ۱، در سال ۱۹۹۹ کشف و به عنوان یکی از بزرگترین میداین گاز و میعانات گازی در جهان مطرح شد. همانند قرارداد توسعه سایر میداین نفت و گاز آذربایجان قرارداد توسعه این میدان نیز در قالب مشارکت در تولید می‌باشد. قرارداد اکتشاف، توسعه و تولید از این میدان در سال ۱۹۹۶ بین سوکار^۱ و کنسرسیومی امضا شد و عملیات توسعه آن از سال ۲۰۰۰ آغاز شد. این کنسرسیوم به صورت سرمایه‌گذاری مشترک تشکیل شده است که در آن بریتیش پترولیوم با داشتن ۲۵/۵ درصد سهم



شکل ۱: موقعیت جغرافیایی بلوک ۱

منبع: سوکار، ۲۰۲۰، ۲

ذی‌ربط ایرانی پرداخت شود (به استثنای هرگونه جریمه ناشی از تقصیر پیمانکار، مالیات‌های بر درآمد شخصی که به طور کلی بر همه کارکنان در ایران اعمال می‌شود، سهم کارکنان از هزینه‌های تامین اجتماعی که خود کارکنان پیمانکار پرداخت می‌کنند، مالیات‌ها و عوارضی که بر کارکنان خارجی اعمال می‌شود)، پیمانکار موظف است عوارض ایرانی مربوطه را پرداخت کند و این مبلغ به عنوان هزینه‌های غیرمستقیم به حساب‌های پروژه منظور

۳٫۲ مدل‌های کمی و مفروضات شبیه-

سازی نظام مالی ۲ قرارداد

۳٫۲٫۱ مفاد مالی قرارداد نفتی ایران

پیش از بررسی مفاد مالی قرارداد آ‌پی‌سی، ضروری است که مبحث مالیات این قرارداد مورد بررسی قرار گیرد. در قرارداد آ‌پی‌سی که هر گونه عوارض، هزینه‌ها، مالیات‌ها، مالیات بر درآمد شرکت‌های ایرانی یا هزینه‌های تامین اجتماعی به طور قانونی بر عهده پیمانکار گذاشته شده و توسط او به مراجع

² Socar

¹The State Oil Company of the Azerbaijan Republic (SOCAR)

است باید به صورت ناخالص طبق پیوست "ب" (روش‌های حسابداری) محاسبه شود.

مفاد مالی قرارداد، بخش مهمی از چارچوب همکاری را تشکیل می‌دهد که در ادامه به تفصیل مورد بررسی قرار می‌گیرد. در مدل قرارداد آی‌پی‌سی، پیمانکار خارجی تمامی هزینه‌ها و ریسک‌های مراحل اکتشاف و توسعه را متقبل می‌شود. شرکت ملی نفت ایران صرفاً به عنوان شریک فنی حضور دارد و در هزینه‌ها سهم نیست. بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار و پرداخت پاداش تنها در صورت کشف میدان تجاری و از محل عواید تولید انجام می‌شود.

بازپرداخت هزینه‌ها (نفت هزینه): هزینه‌های قابل بازپرداخت پیمانکار به سه دسته تقسیم می‌شوند:

- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم^۲: هزینه‌های ضروری برای ارزیابی و توسعه میدان. این هزینه‌ها باید در بودجه سالانه تأیید شده توسط کمیته مدیریت مشترک^۳ و شرکت ملی نفت باشند و انحراف از آن نباید بیش از ۵٪ باشد.
- هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم^۴: شامل هزینه‌های قانونی ایران که به صورت غیرمستقیم مربوط به عملیات توسعه هستند.
- هزینه‌های پول^۵: هزینه تأمین مالی پروژه که به صورت ماهانه و بر اساس نرخ لایبور^۶ به علاوه درصد توافقی محاسبه می‌شود.

تمامی این هزینه‌ها از محل نفت هزینه^۷ بازپرداخت می‌شوند. نفت هزینه به معنای بخشی از تولیدات اختصاص یافته برای بازپرداخت هزینه‌های اکتشاف، توسعه، تولید و هزینه‌های پول است. سقف نفت هزینه حداکثر ۵۰٪ از کل عواید

شده و طبق بند ۱۶ (بازپس‌گیری هزینه‌های نفت) و پیوست "ب" (روش‌های حسابداری) قابل استرداد خواهد بود.

در خصوص مالیات بر ارزش افزوده (VAT^۱)، پیمانکار موظف است سوابق مربوط به پرداخت مالیات بر ارزش افزوده را حفظ و گزارش‌های مربوطه را طبق پیوست "ب" (روش‌های حسابداری) به شرکت ملی نفت ایران ارائه نماید.

برای رفع ابهام، توافق شده است که شرکت ملی نفت ایران مسئول جبران هیچ‌گونه عوارض ایرانی مربوط به پیمانکار فرعی یا اشخاص ثالث (شامل وابستگان) و یا کارکنان و پرسنل آنان نیست.

بازپس‌گیری هزینه‌های نفت و پرداخت حق‌الزحمه برای آخرین سه‌ماهه دوره بازیافت هزینه‌ها طبق بند ۱۶ منوط به انجام رضایت‌بخش تعهدات پیمانکار در این قرارداد و ارائه گواهی‌های تسویه حساب مندرج در بند ۳۵ (واردات و صادرات) همراه با گواهی‌های تسویه حساب از مراجع مالیاتی و سازمان تامین اجتماعی ایران و سایر گواهی‌های تسویه که ممکن است بر اساس قانون و/یا قرارداد لازم باشد، می‌باشد.

پیمانکار حق ندارد هیچ مالیات (شامل VAT)، هزینه، عوارض یا حق‌الزحمه‌ای که خارج از ایران وضع شده یا بر درآمدش خارج از ایران تحمیل شده، یا هرگونه عوارض، مالیات، هزینه یا حق‌الزحمه‌ای که به طور مستقیم توسط شرکت ملی نفت ایران پرداخت شده است را به عنوان هزینه‌های نفت یا به هر نحو دیگری از شرکت ملی نفت ایران مطالبه نماید. در خصوص مالیات بر درآمد شرکت‌های ایرانی، در صورتی که این پرداخت به طور مستقیم توسط شرکت ملی نفت ایران طبق قانون انجام شود، این مالیات بر درآمد شرکت‌های ایرانی که توسط شرکت ملی نفت ایران کسر و پرداخت شده

⁵ Cost of Money (COM)

⁶ LIBOR

⁷ Cost Petroleum

¹ Value Added Tax

² Direct Capital Cost (DCC)

³ Joint Management Committee (JMC)

⁴ Indirect Capital Cost (IDC)

قرارداد و در نهایت D طول ماندگاری سطح تولید در پلاتو نسبت به مقدار مورد نظر قرارداد است. بنابراین در صورتی که طول دوره ماندگاری سطح تولید در پلاتو به عنوان مثال، ۳ سال بوده و مقدار مورد نظر قرارداد ۴ سال باشد، پاداش تعلق گرفته به پیمانکار ۷۵ درصد میزان پایه خواهد بود.

علاوه بر این، مکانیسم دیگری جهت جذابیت بیشتر میادین پر ریسک و میادین مشترک پیشنهاد می‌شود و آن تعدیل مکانیسم عامل R به نفع پیمانکار در میادین پرریسک و یا میادین مشترک است. به صورتی که در این میادین به عنوان مثال نرخ حق‌الزحمه بر اساس افزایش R factor با کاهش کمتری مواجه گردد.

نحوه تعدیل میزان پاداش بر اساس R از میدان نیز طبق جدول زیر انجام خواهد گرفت.

جدول ۱: تعدیل پاداش بر اساس عامل R و سطح تولید از میدان

R				
$R < 1$	$1 \leq R < 2$	$2 \leq R < 3$	$3 \leq R < 4$	$R \geq 4$
Fee (\$/b)	Fee (\$/b)	Fee (\$/b)	Fee (\$/b)	Fee (\$/b)
A1	B1	C1	D1	E1

منبع: مفروضات تحقیق و برگرفته از مفاد نمونه قراردادهای آی‌پی‌سی

افزایش عامل R به نحوی که میزان آن بین ۱ و ۲ قرار گیرد به B1 کاهش خواهد یافت.

۳،۲،۲ مفاد مالی قرارداد مشارکت در تولید

قبل از ورود به مفاد مالی قرارداد مشارکت در تولید، لازم است ابعاد مالیاتی مرتبط با این قرارداد مورد توجه قرار گیرد. در قرارداد نفتی میان طرف‌های خارجی و دولت جمهوری آذربایجان، موضوع مالیات به صورت دقیق، چندلایه و با ساختاری مبتنی بر حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی تنظیم شده است. رویکرد غالب این قرارداد، اعطای حداکثری معافیت از مالیات برای طرف‌های مشارکت‌کننده در فعالیت‌های هیدروکربنی است، به‌گونه‌ای که اصل، بر عدم تحمیل بار مالیاتی و هزینه‌های جانبی بر شرکت‌های پیمانکار خارجی قرار گرفته و تنها در

یا تولیدات میدان تعیین شده است. بازپرداخت هزینه‌های پیش از تولید ظرف ۵ تا ۷ سال پس از شروع تولید اولیه انجام می‌شود.

پاداش (حق الزحمه): پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید محقق شده و به صورت دلار در هر بشکه پرداخت می‌شود. میزان پاداش پایه بر اساس فرمول زیر و با در نظر گرفتن میزان تحقق اهداف تولید (سطح پلاتو و مدت ماندگاری در آن) تعیین می‌گردد.

$$DF(\text{Payable}) = (A) \text{ or } (B) * P * D$$

(۱)

به گونه‌ای که DF بیانگر پاداش مربوط به توسعه میدان، A میزان پاداش پایه برای میادین نفتی، B میزان پاداش برای میادین گازی در حالت تحقق کامل اهداف و P نسبت سطح تولید به سطح پلاتو

عامل R به صورت زیر تعریف می‌شود:

R

بررسی مورد مالی سال در بهره‌بردار انباشتی دریافتی کل

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

(۲)

همانطور که قبلاً اشاره شد با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده (عامل R) در طول دوره انجام پروژه، نرخ پاداش کاهش می‌یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد باآورده به پیمانکار می‌باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد. طبق جدول فوق در صورتی که عامل R کمتر از ۱ باشد، پاداش (فی) برابر با A1 خواهد بود. در صورت

انجام شده به نیابت از طرف‌های خارجی را به عنوان اعتبار مالیاتی برای خود مطالبه نماید.

در بخش دیگری از مقررات مالیاتی، به موضوع مالیات بر پیمانکاران فرعی خارجی پرداخته شده است. این دسته از پیمانکاران، به جای آن که مشمول فرآیند پیچیده ارزیابی سود واقعی شوند، بر اساس یک نرخ فرضی معین (۶.۲۵٪ از پرداخت‌های دریافتی مرتبط با فعالیت‌های قراردادی) مالیات نهایی خود را می‌پردازند. این پرداخت توسط شخصی که هزینه را پرداخت می‌کند کسر و به حساب دولت واریز می‌شود. این ساختار ساده‌سازی شده، هم ریسک فرار مالیاتی را کاهش می‌دهد و هم موجب می‌شود هیچ‌گونه مالیات اضافی خارج از نرخ مقرر بر پیمانکاران فرعی تحمیل نشود. همچنین، طرف‌های اصلی قرارداد از مسئولیت در قبال تخلفات مالیاتی پیمانکاران زیرمجموعه خود مستثنی شده‌اند.

در حوزه مالیات بر ارزش افزوده، این قرارداد فراتر از معافیت صرف رفته و یک نرخ صفر درصدی را برای کلیه عملیات مربوط به واردات، صادرات، خرید و فروش کالا، خدمات و تجهیزات در ارتباط با فعالیت‌های هیدروکربنی اعمال کرده است. این نرخ ترجیحی نه تنها به طرف‌های قراردادی بلکه به تأمین‌کنندگان آن‌ها نیز تعمیم داده شده است. همچنین، مقامات مالیاتی و گمرکی موظف به صدور گواهی‌نامه رسمی معافیت یا اعمال نرخ صفر ظرف ۳۰ روز از تاریخ درخواست طرف‌های قرارداد هستند.

در خصوص مالیات بر درآمد اشخاص، فقط کارکنان دائمی طرف‌های قراردادی که تبعه جمهوری آذربایجان هستند، مشمول این نوع مالیات و نیز حق بیمه‌های اجتماعی‌اند. کارمندیانی که به صورت موقت در آذربایجان فعالیت می‌کنند و حضورشان از یک بازه زمانی مشخص (۳۱ روز در سال) تجاوز نکند، از شمول این مالیات‌ها خارج هستند. از سوی دیگر، شرکت‌ها صرفاً برای کارکنان محلی خود مسئول پرداخت مشارکت در صندوق‌های اجتماعی همچون بازنشستگی، بیکاری، بیمه درمانی و اشتغال هستند.

موارد مشخص و محدود، مالیات‌هایی بر آن‌ها اعمال می‌شود.

در ابتدای بخش مالیاتی قرارداد، به صراحت بر این نکته تأکید شده است که طرف‌های قرارداد، به جز در موارد خاص مانند مالیات بر سود، از هر نوع مالیات مستقیم یا غیرمستقیم ناشی از فعالیت‌های مربوط به استخراج، توسعه، انتقال یا فروش نفت و گاز معاف هستند. این معافیت نه تنها شامل مالیات‌های داخلی بلکه به گونه‌ای طراحی شده که مانع از تحمیل مالیات‌های تکراری از منابع مختلف بر یک فعالیت واحد شود.

با این حال، مالیات بر سود به عنوان یکی از معهود مالیات‌های الزام‌آور باقی مانده، در چهارچوب دقیقی وضع شده است. هر یک از طرف‌های پیمانکار، مسئول تعیین و پرداخت مالیات بر سود خالص خود هستند. نرخ این مالیات به صورت ثابت و معین، ۲۵ درصد از سود تعدیل‌شده تعیین شده است. تعریف سود مشمول مالیات نیز بر پایه تفکیک دقیق میان درآمدهای قابل احتساب و هزینه‌های قابل کسر ارائه شده و امکان انتقال زیان‌های مالیاتی به سال‌های آتی نیز بدون محدودیت زمانی پیش‌بینی شده است، به شرط آن‌که این زیان‌ها به درستی مستند و محاسبه شده باشند.

جالب توجه آن‌که، قرارداد نقش واسط و ضامن را به شرکت ملی نفت آذربایجان واگذار کرده است. شرکت ملی نفت آذربایجان پرداخت مالیات بر سود طرف‌های خارجی را از محل درآمد فروش نفت نیز تضمین می‌کند. در صورتی که بنا به هر دلیل، این پرداخت صورت نگیرد، طرف خارجی مختار است مستقیماً با نظام مالیاتی جمهوری آذربایجان تسویه حساب کند و در چنین حالتی، ساختار اقتصادی قرارداد باید به گونه‌ای بازتنظیم شود که تعادل مالی میان طرف‌ها حفظ شود. همچنین، شرکت ملی نفت آذربایجان موظف است گواهی پرداخت‌ها و اسناد مالی مرتبط را ظرف مدت کوتاهی پس از درخواست پیمانکار ارائه کند، و نمی‌تواند پرداخت‌های

قراردادی مشارکت در تولید، این فاکتور بر اساس نسبت درآمد تجمعی به هزینه تجمعی محاسبه شده و برای محاسبه سهم طرفین نیز مطابق با قرارداد، بصورت زیر عمل شده است. همان‌طور که در جدول نیز مشخص است، با افزایش فاکتور R، سهم سوکار^۱ افزایش و سهم پیمانکار کاهش پیدا خواهد کرد. بر اساس اطلاعات جدول، کمترین سهم پیمانکار ۱۰ درصد و بیشترین سهم نیز ۵۵ درصد در نظر گرفته شده است.

در پایان، باید اشاره کرد که مقررات مالیاتی این قرارداد دارای اثر پس از انقضا نیز هستند. به این معنا که تعهدات مالیاتی و حقوق متقابل ناشی از این مفاد، حتی پس از پایان رسمی قرارداد، تا زمان تسویه کامل تعهدات مالیاتی طرفین، به قوت خود باقی می‌ماند.

یکی از مفادی که در قراردادهای نفتی به عنوان یک بند وارد می‌شود، فاکتور R است. در مدل

جدول ۲: سهم طرفین در شرایط مختلف فاکتور R

محدوده فاکتور R	سهم سوکار (درصد)	سهم پیمانکار (درصد)
$R < 1$	۴۵	۵۵
$1 \leq R < 2$	۵۵	۴۵
$2 \leq R < 3$	۷۰	۳۰
$3 \leq R < 4$	۸۰	۲۰
$R \geq 4$	۹۰	۱۰

منبع: مفروضات تحقیق و برگرفته از مفاد نمونه قراردادهای مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان

در جدول زیر تجمیع شده‌اند. این مقایسه تطبیقی نشان‌دهنده تفاوت‌های بنیادین در ورودی‌های مدل، از جمله طول دوره قرارداد، نحوه بازیافت هزینه و نرخ‌های تنزیل برای مطالعه موردی میدان بلوک ۱ است

به منظور شفاف‌سازی مبانی محاسبات و فراهم آوردن امکان مقایسه دقیق میان دو رژیم مالی، کلیه پارامترهای اقتصادی، نرخ‌های کلیدی و مفروضات ساختاری استفاده شده در فرآیند شبیه‌سازی برای هر دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی و مشارکت در تولید

¹ The State Oil Company of the Azerbaijan Republic (SOCAR)

جدول ۳: مقایسه مفروضات کلیدی و نتایج مالی در مدل سازی قراردادهای آی پی سی و مشارکت در تولید

پارامتر	آی پی سی	مشارکت در تولید	توضیح و تحلیل تفاوتها
ساختار درآمد پیمانکار	دستمزد به ازای هر بشکه	تسهیم در نفت منفعتی	در آی پی سی سود ثابت و وابسته به تولید است؛ در مشارکت در تولید سود متغیر و وابسته به قیمت نفت و هزینه هاست.
مبنای تعیین سهم/دستمزد	آر فاکتور(تعدیل دستمزد)	آر فاکتور(تعیین درصد سهم طرفین)	در هر دو مدل از R-Factor استفاده می شود، اما کارکرد آن در آی پی سی کاهش دستمزد و در مشارکت در تولید کاهش سهم نفت منفعتی است.
سقف بازیافت هزینه	۵۰ درصد از درآمد میدان	۵۰ درصد از درآمد میدان	سقف بازیافت در هر دو مدل مشابه است، اما در مشارکت در تولید پس از کسر رویالتی محاسبه می شود.
بهره مالکانه	-	۰ درصد	در مدل های استاندارد منطقه خزر (مانند فایل مرجع شاه دنیز) این نرخ معمولاً حدود ۱۲٪ است، اما در این مطالعه موردی برای افزایش جذابیت، صفر لحاظ شده است.
پاداش مضا	-	۰ درصد	حذف این هزینه اولیه سنگین در مدل مشارکت در تولید این مطالعه، تأثیر مثبت قابل توجهی بر جریان نقدی سال های اول و نرخ بازده داخلی پیمانکار داشته است.
نرخ مالیات بر درآمد/سود	۲۵ درصد	۲۵ درصد	نرخ مالیاتی در هر دو رژیم مالی یکسان در نظر گرفته شده است.
طول دوره قرارداد	۲۵ سال	۴۱ سال	دوره طولانی تر در مشارکت در تولید به پیمانکار اجازه می دهد جریان نقدی مثبت را برای مدت بیشتری دریافت کند که بر ارزش فعلی خالص اثرگذار است.
نرخ تنزیل	۱۰ درصد	۱۰ درصد	نرخ تنزیل برای محاسبه ارزش فعلی خالص در هر دو مدل یکسان فرض شده است تا مبنای مقایسه برابر باشد.
هزینه پول	۵ درصد	۶ درصد	در آی پی سی هزینه تأمین مالی ۵٪ در نظر گرفته شده، در حالی که در مدل مشارکت در تولید نرخ بهره ۶٪ لحاظ شده است.

منبع: مفروضات تحقیق و برگرفته از مفاد نمونه قراردادهای آی پی سی و مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان

جریان نقدی قرارداد به صورت سالانه محاسبه می شود، برای نظام مالی هریک از دو الگوی قراردادی مورد بررسی در پژوهش می توان یک مدل کمی ارائه کرد که در ادامه هر یک از آنها شرح داده می شود.

۳،۳ مدل های کمی و مفروضات شبیه سازی نظام مالی الگوهای قراردادی مورد بررسی

با توجه به این موضوع که در شبیه سازی مالی در مراحل اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید میدان نفتی مدنظر قرار گرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیزم های تعبیه شده در نظام مالی قرارداد،

۳،۳،۱ مدل کمی شبیه‌سازی شده نظام مالی قراردادی آی‌پی‌سی

در این نظام مالی که بر مبنای حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت استوار است، جریان نقدی و روابط مالی به صورت زیر مدل‌سازی می‌شوند.^۱ بنابراین در این مدل قراردادی حق‌الزحمه پرداختی به پیمانکار در هر دوره زمانی یکساله براساس تولید آن دوره از فرمول زیر محاسبه می‌شود، همچنین در این فرمول Fee، نرخ حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدی، Q_t میزان نفت تولیدی (یا اضافی) در دوره زمانی t و $RemRec_t$ حق‌الزحمه (پاداش) قابل پرداخت به پیمانکار در دوره است:

$$RemRec_t = Fee(Q_t)$$

(۳)

همچنین براساس ماده (۱۰) مصوبه هیات وزیران از زمان رسیدن طرح به تولید اولیه یا اضافی، به ترتیب توافق شده در مورد میدان‌های کشف شده بکر و میدان‌های در حال تولید، بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر مستقیم تا آن زمان و هزینه‌های تأمین مالی قرارداد، طبق دوره تعیین شده در قرارداد، محاسبه، تقسیط و بازپرداخت می‌شود.^۲ هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های غیرمستقیم دوره تولید از شروع تولید اولیه به صورت جاری محاسبه و بازپرداخت می‌گردد. همچنین پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از همان زمان آغاز می‌شود. مضافاً بر اینکه هزینه‌های پول یا بانکی نیز بر حسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم، از تاریخ هزینه کرد لغایت سال باز یافت منظور شده و در دوره باز یافت مستهلک می‌گردند. همچنین تأخیر در بازپرداخت سبب مطالبات پیمانکار از مواعد زمانی

تعیین شده در قرارداد (اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و حق‌الزحمه) مشمول هزینه بانکی خواهند شد.

با توجه به توضیحات ارائه شده کل مطالبات قابل باز یافت پیمانکار در دوره t ام عبارتند از:

$$TR_{contractor,t} = OPEX_t + IDC_{recpostFDpt} + (IDC_{recpostfdpt} + COM_{rect}) + DCC_{rect} + REMREC_t$$

(۴)

در رابطه فوق $OPEX_t$ ، $TR_{contractor,t}$ ، $IDC_{recpostFDpt}$ ، $IDC_{recpostfdpt}$ ، DCC_{rect} ، COM_{rect} به ترتیب کل مطالبات قابل باز یافت پیمانکار در دوره t ، هزینه‌های بهره‌برداری در دوره t ، هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم در دوره t ، بازپرداخت هزینه‌های غیرمستقیم پس از تولید اولیه در دوره t ، بازپرداخت هزینه‌های غیرمستقیم پیش از تولید اولیه در دوره t و هزینه‌های تأمین مالی^۳ قابل باز یافت در دوره t است.

توجه به این نکته نیز ضروری است که کل بازپرداخت به پیمانکار در هر دوره حداکثر از محل ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آن‌ها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. همچنین پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده نمی‌گردد (بند پ ماده ۶ مصوبه هیأت وزیران).

$$TR_{contractor,t} \geq \text{سقف بازپرداخت مجاز}$$

(۵)

هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود.

بند (الف) ماده ۱۰ مصوبه مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶ هیأت^۲

وزیران

^۳ Cost of Money

طبق بند (ع) ماده (۱) مصوبه هیأت وزیران، نرخ حق‌الزحمه^۱ پیمانکار، 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

بین طرفین قرارداد تقسیم و در قالب نفت منفعتی به آن‌ها پرداخت می‌شود، چنانچه سقف تعیین شده برای بازپرداخت هزینه‌های آن دوره کافی نباشد، هزینه‌های پرداخت نشده جهت بازپرداخت به دوره بعدی منتقل خواهند شد. در این مدل قراردادی نیز سهم شرکاء از نفت منفعتی بسته به مقدار عددی شاخص آر تعیین می‌شود، به صورتیکه با افزایش مقدار این شاخص درصد سهم نفت منفعتی شرکت سرمایه گذار کاهش می‌یابد و برعکس. بعد از مشخص شدن میزان نفت منفعتی، هزینه‌های مالیاتی که در قراردادهای مشارکت معادل ۱۵ درصد سهم نفت منفعتی پیمانکار است از آن کسر و به دولت یا شرکت ملی نفت به عنوان نماینده آن در این قراردادهای، پرداخت می‌گردد.

بر مبنای توضیحات فوق، با فرض این که قیمت هر بشکه نفت خام در هر دوره معادل با P_t و میزان تولید نفت خام در همان دوره معادل Q_t باشد، درآمد ناخالص میدان در قرارداد مشارکت در تولید محاسبه می‌شود:

$$Q_t * GR_t = P_t \quad (9)$$

$$GR_t * R_t = \beta \quad (10)$$

در رابطه بالا P_t قیمت نفت در دوره t ، Q_t میزان تولید نفت در دوره t ، GR_t درآمد ناخالص میدان^۴ در دوره t ، β نرخ بهره مالکانه^۵ و R_t مبلغ بهره مالکانه پرداختی به دولت در دوره t است.

درآمد قابل تخصیص از درآمد باقیمانده پس از کسر بهره مالکانه و سهم صندوق رهاسازی بدست می‌آید که در این رابطه RRA_t درآمد قابل تخصیص^۶ در دوره t و AF_t سهم صندوق رهاسازی^۷ در دوره t است

دریافتی دولت میزبان در هر دوره، برابر است با درآمد ناخالص آن دوره منهای کل پرداختی‌ها به پیمانکار (مجموع مطالبات بازپافتی):

$$GR_t = P_t * Q_t \quad (6)$$

$$HGR_t = GR_t - TR_{contractor,t} \quad (7)$$

بنابراین، رابطه زیر مجموع جریان نقدی خالص دولت (HGR_t) را از زمان شروع تولید اولیه (FDP) تا زمان اتمام قرارداد (EC) نشان می‌دهد و جریان نقدی خالص نیز برابر است با درآمد ناخالص (GR_t) منهای کل مطالبات قابل بازپافت پیمانکار ($TR_{contractor,t}$) در هر دوره است.

$$HGR = \sum_{t=FDP}^{EC} HGR_t = \sum_{t=FDP}^{EC} (GR_t - TR_{contractor,t}) \quad (8)$$

P_t قیمت نفت در دوره t ، GR_t درآمد ناخالص میدان در دوره t ، HGR_t دریافتی دولت میزبان^۱ در دوره t ، FDP، زمان شروع تولید اولیه^۲ و EC زمان اتمام قرارداد^۳ است

۳،۳،۲ مدل کمی شبیه‌سازی شده نظام مالی قراردادی مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان

در مدل نمونه قراردادهای مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان که مبنای محاسبات این پژوهش بوده است، در هر دوره سالانه پس از کسر بهره مالکانه، درصدی از کل تولیدات میدان به بازپرداخت هزینه‌ها اختصاص می‌یابد، سپس باقیمانده محصولات تولیدی براساس درصدهای تعیین شده

⁵ Royalty Rate

⁶ Revenue after Royalty & AF

⁷ Abandonment Fund

¹ Host Government Revenue

² First Day of Production

³ End of Contract

⁴ Gross Revenue

t و $PO_{G,t}$ سهم دولت از نفت منفعتی در دوره t است.

درآمد مشمول مالیات پیمانکار براساس فرمول ارائه شده (شامل هزینه‌های استهلاک، سرمایه‌گذاری‌های جاری، عملیاتی و...) محاسبه می‌شود:

$$TI_t = (CO_t + PO_t) - (\text{Depreciation} + \text{Sustaining Capex} + OPEX_t + IDC_t + \dots) \quad (17)$$

TI_t درآمد مشمول مالیات^۸ در دوره t است.

محاسبه مالیات نهایی با در نظر گرفتن زیان انباشته:

$$T_t = \text{Tax Rate} * \max(0, TI_t - LCF_t) \quad (18)$$

T_t مالیات پرداختی پیمانکار در دوره t و LCF_t زیان انباشته منتقل شده از دوره‌های قبل^۹ است.

خالص جریان نقدی برای پیمانکار (شامل درآمدها منهای هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی):

$$NTR_{contractor,t} = (CO_t + PO_{contractor,t}) - (Cpex_t + OPEX_t + \dots) \quad (19)$$

$NTR_{contractor,t}$ جریان نقدی خالص پیمانکار در دوره t ، $Capex_t$ هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار در دوره t و $OPEX_t$ هزینه‌های بهره‌برداری پیمانکار در دوره t است.

خالص دریافتی دولت شامل بهره مالکانه، سهم نفت منفعتی، پاداش امضا و مالیات پرداختی پیمانکار:

$$RRA_t = GR_t - R_t - AF_t \quad (11)$$

برای محاسبه نفت هزینه^۱ ابتدا سقف بازیافت هزینه در دوره t محاسبه می‌شود:

$$RRA_t * CR_t = \Delta \quad (12)$$

Δ سقف درصد بازیافت هزینه‌ها^۲ و CR_t سقف بازیافت هزینه‌ها^۳ در دوره t است

سپس، نفت هزینه تخصیص یافته به پیمانکار برابر است با حداقل سقف بازیافت و هزینه‌های انباشته قابل بازیافت:

$$CO_t = \min(CR_t, UC_t) \quad (13)$$

CO_t نفت هزینه^۴ تخصیص یافته به پیمانکار در دوره t و UC_t هزینه‌های انباشته قابل بازیافت^۵ در ابتدای دوره t است.

نفت منفعتی^۶ از باقیمانده درآمد پس از تخصیص نفت هزینه، به عنوان نفت منفعتی بین دولت و پیمانکار تقسیم می‌شود.

$$PO_t = RRA_t - CO_t \quad (14)$$

$$PO_t * PO_{contractor,t} = \alpha \quad (15)$$

$$PO_t * PO_{G,t} = (1 - \alpha) \quad (16)$$

PO_t نفت منفعتی کل^۷ در دوره t ، α هم پیمانکار از نفت منفعتی (وابسته به شاخص R factor، $PO_{contractor,t}$ سهم پیمانکار از نفت منفعتی در دوره

⁶ Profit Oil

⁷ Total Profit Oil

⁸ Taxable Income

⁹ Loss Carry Forward

¹ Cost Oil

² Cost Recovery Limit Rate

³ Cost Recovery Limit

⁴ Cost Oil

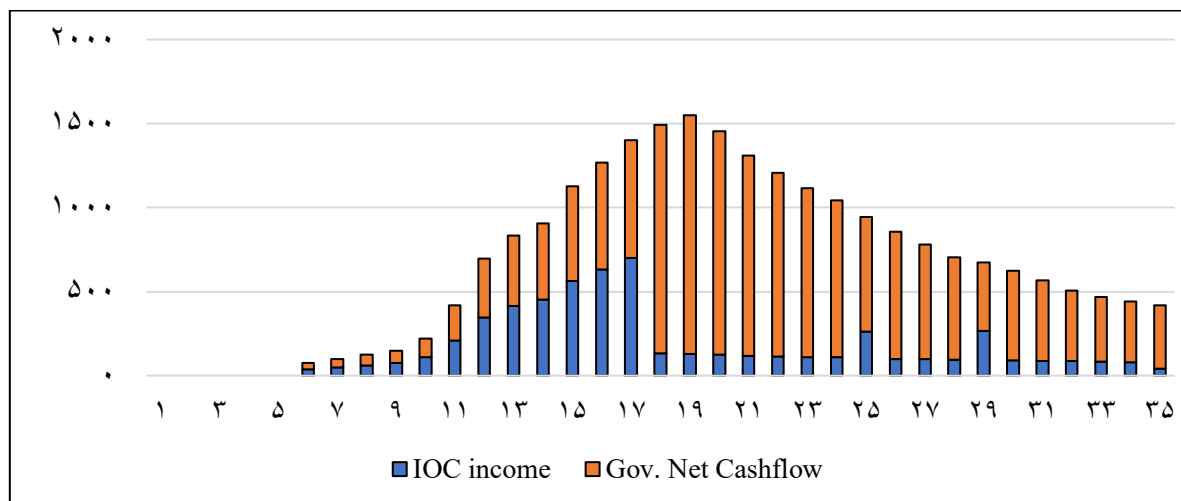
⁵ Unrecovered Costs

۴ نتایج مالی و اقتصادی نظام مالی الگوهای قراردادی مورد بررسی تحت شرایط قرارداد

۴٫۱ نتایج مالی و اقتصادی نظام مالی الگوهای قراردادی آی‌پی‌سی مورد بررسی تحت شرایط قرارداد

۴٫۱٫۱ جریان درآمدی آی‌پی‌سی

در نمودارهای زیر جریان درآمدی و همچنین اجزای هزینه نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است، سهم دولت از درآمد حاصل از میدان بیش از پیمانکار خواهد بود.

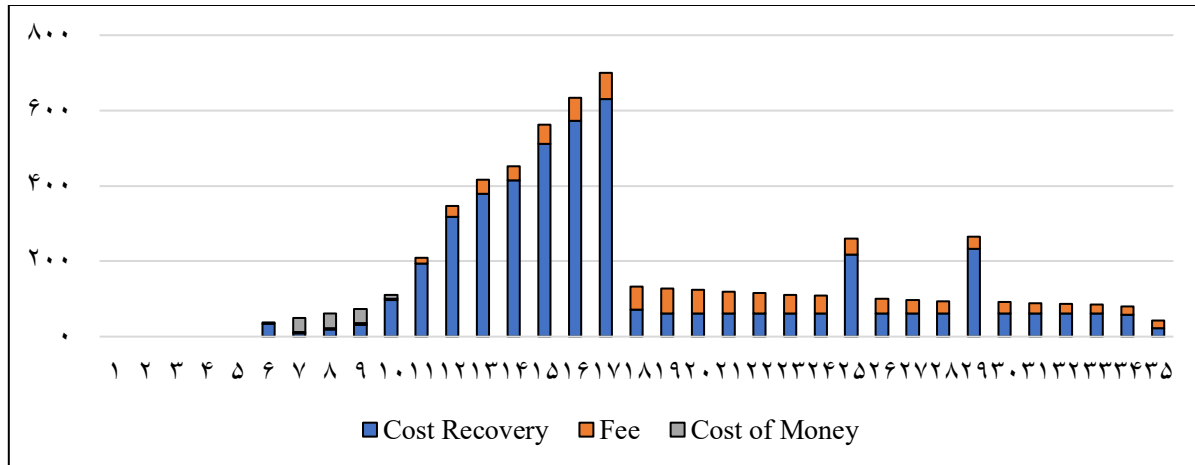


نمودار ۱: جریان درآمدی بلوک ۱ به تفکیک دولت و پیمانکار بر اساس قرارداد آی‌پی‌سی (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

پیمانکار بوده است که مطابق با انتظار در سال‌های سرمایه‌گذاری صفر بوده و در زمان تولید و در ابتدای دوره بالا و در سال‌های بعدی پایین بوده است.

در نمودار زیر نیز جریان درآمدی پیمانکار به تفکیک نوع درآمد ارائه شده است. همان‌طور که در نمودار نیز مشخص است، بالاترین سهم از درآمد پیمانکار مربوط به بازگشت هزینه‌های انجام شده توسط



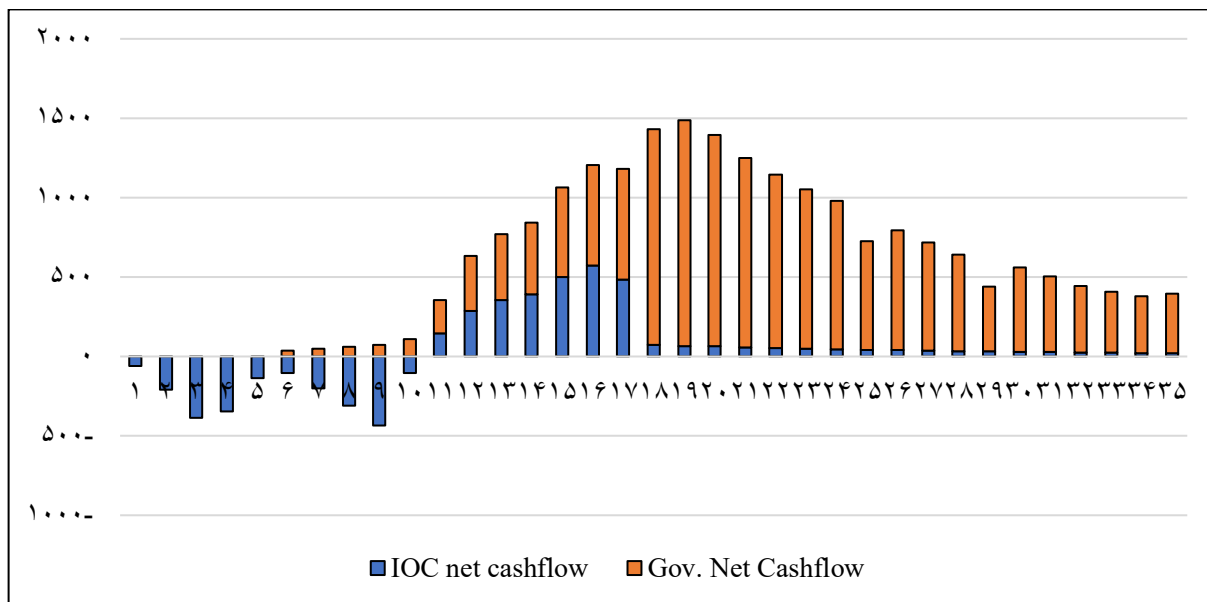
نمودار ۲: جریان درآمدی پیمانکار از بلوک ۱ به تفکیک نوع درآمد بر اساس قرارداد آی‌پی‌سی (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

دولت و پیمانکار در قرارداد آی‌پی‌سی ارائه شده است. همان‌طور که مشخص است، مطابق با انتظار جریان نقدی دولت همواره مثبت و جریان نقدی پیمانکار در دوره سرمایه‌گذاری منفی و در دوره‌های بعدی مثبت بوده است.

۴,۱,۲ دریافتی طرفین

مطابق با قسمت قبل، در این قسمت نیز به ارائه نتایج تحلیل مالی پرداخته شده که در این قسمت به ارائه نتایج مالی بر اساس قرارداد آی‌پی‌سی پرداخته خواهد شد. در نمودار زیر جریان نقدی



نمودار ۳: جریان نقدی پیمانکار و دولت بر اساس قرارداد آی‌پی‌سی (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

نتایج مالی پروژه تغییری نکرده اما سهم پیمانکار تغییرات زیادی داشته است. همان‌طور که مشخص است، ارزش فعلی خالص سرمایه‌گذاری پیمانکار

بر اساس جریان نقدی، نتایج مالی پروژه، دولت و پیمانکار در جدول زیر ارائه شده است. همان‌طور که در جدول نیز مشخص است مطابق با انتظار،

پیمانکار انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذاری بر اساس این نوع از قرارداد نخواهد داشت.

منفی بوده و نرخ بازده داخلی ۳/۹ درصد برآورده شده است. این نتایج نشان می‌دهد بر اساس قرارداد آی‌پی‌سی و با توجه به مفروضات ارائه شده،

جدول ۴: نتایج تحلیل مالی بلوک ۱ بر اساس قرارداد آی‌پی‌سی

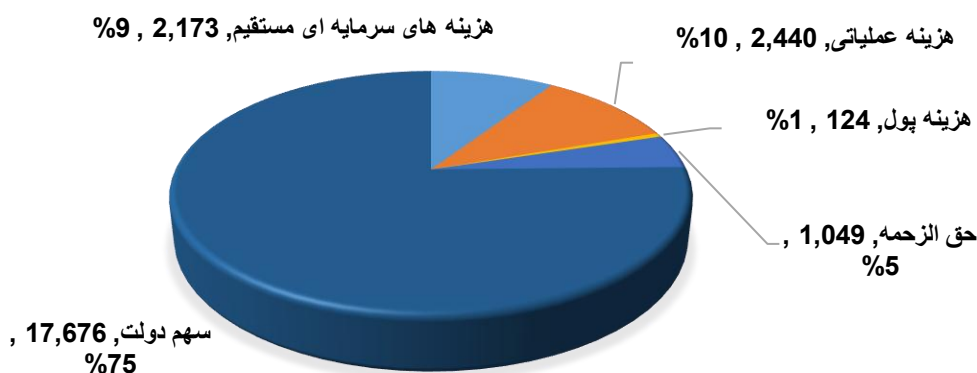
عنوان	IRR (درصد)	NPV (میلیون دلار)	دوره بازگشت سرمایه (سال)	سهم (غیر تنزیلی) (درصد)
پروژه	۱۸/۲	۱۹۳۴	۱۳/۲	۱۰۰
دولت		۲۵۲۷		۹۳/۷
پیمانکار	۳/۹	-۵۹۳	۱۳/۶	۶/۳

منبع: محاسبات تحقیق

نمودار نیز مشخص است، ۷۵ درصد از عواید میدان به دولت رسیده و ۹ درصد نیز به هزینه سرمایه‌گذاری و ۱۰ درصد به هزینه عملیاتی اقتصاد داده خواهد شد. ضمن اینکه ۶ درصد از عایدی میدان به تحت پاداش و هزینه پول به پیمانکار اختصاص داده خواهد شد.

۴,۱,۳ میزان سهم‌بری

مطابق با قسمت قبل، در این قسمت نیز به ارائه عایدی طرفین بر اساس جریان مالی پرداخته خواهد شد. در نمودار و جدول زیر، تقسیم عواید حاصل از میدان ارائه شده است که نشان می‌دهد بالاترین سهم مربوط به دولت بوده است. همان‌طور که در



نمودار ۴: تقسیم عواید حاصل از بلوک ۱ در قرارداد آی‌پی‌سی

منبع: محاسبات تحقیق

جدول ۵: تقسیم عواید حاصل از بلوک ۱ در قرارداد آی‌پی‌سی

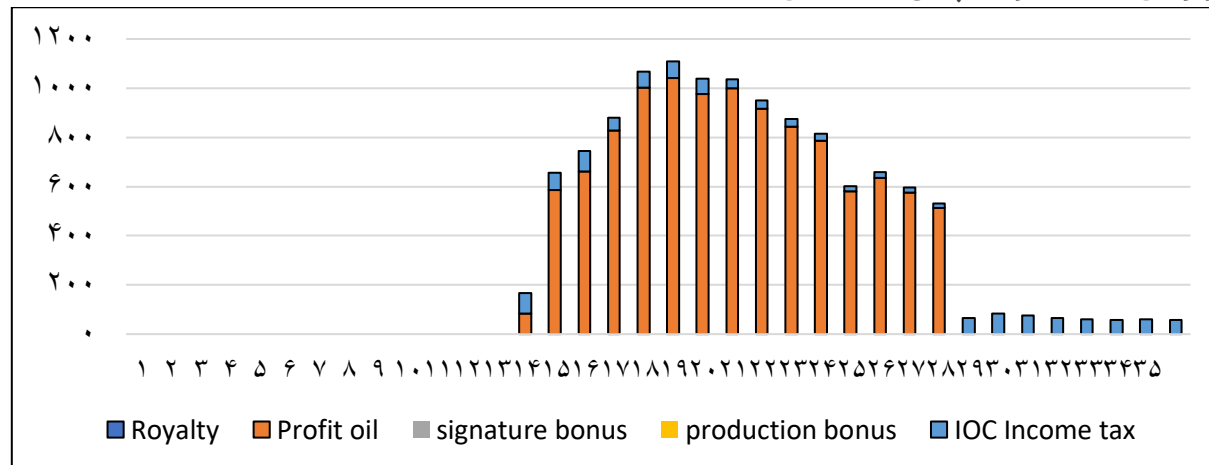
عنوان	سهم (درصد)
سهم دولت	۷۵
هزینه سرمایه‌ای	۹
هزینه عملیاتی	۱۰
حق الزحمه	۵
هزینه پول	۱

منبع: محاسبات تحقیق

۴٫۲ نتایج مالی و اقتصادی نظام مالی الگوهای قراردادی مشارکت در تولید مورد بررسی تحت شرایط قرارداد

۴٫۲٫۱ جریان درآمدی

در نمودارهای زیر جریان درآمدی و همچنین اجزای هزینه نشان داده شده است. نکته قابل توجه اینکه داده‌هایی که در اینجا ارائه می‌شوند، بر اساس نفت ۶۰ دلاری و گاز ۱۸ سنتی به ازای هر مترمکعب بوده؛ ولی در پلتفرم طراحی شده قابلیت انتخاب سناریوهای مختلف و همچنین قیمت‌های مختلف



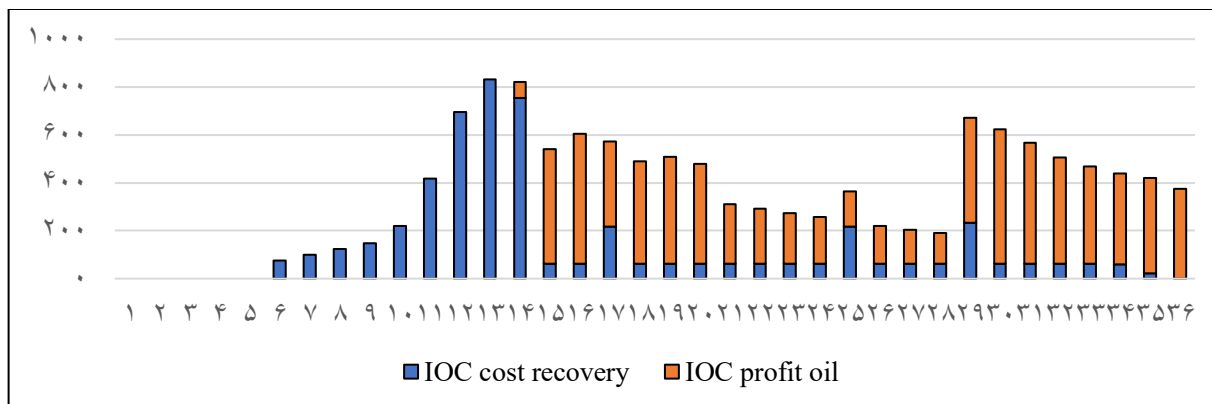
نمودار ۵: جریان درآمدی دولت از بلوک ۱ در قرارداد مشارکت در تولید (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

این مقادیر در نمودار آورده شده است. همان‌طور که مشخص است، سهم پیمانکار از نفت منفعتی بیش از بازپرداخت هزینه در جریان درآمدی پیمانکار بوده است.

در نمودار زیر جریان درآمدی پیمانکار برای دوره زمانی مورد مطالعه و بر اساس مقادیر قرار داده شده در شبیه‌سازی مالی ارائه شده است. همان‌طور که قبلاً نیز بیان شد، دو جز درآمدی پیمانکار شامل بازپرداخت هزینه و سهم پیمانکار از میدان است که

¹ Profit oil



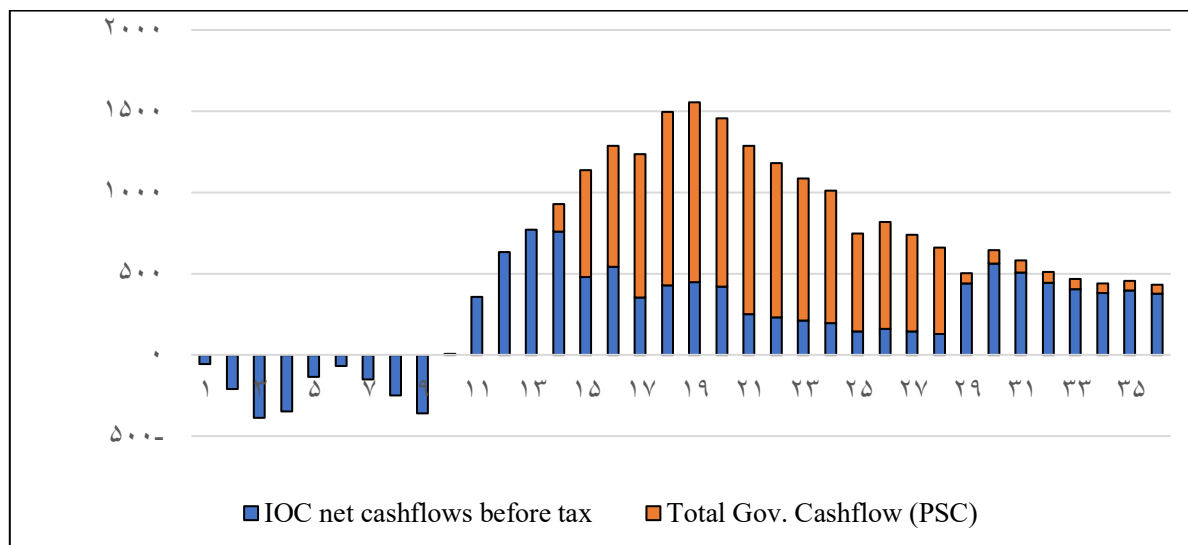
نمودار ۶: جریان درآمدی پیمانکار از بلوک ۱ در قرارداد مشارکت در تولید (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

شده است. همان‌طور که در نمودار نیز مشخص است، جریان نقدی دولت همواره مثبت بوده و جریان نقدی پیمانکار در سال‌های سرمایه‌گذاری منفی و در سال‌های تولید مثبت بوده است. نکته دیگر اینکه سهم دولت در جریان نقدی سال‌های تولید بیش از سهم پیمانکار بوده است.

۴,۲,۲ دریافتی طرفین

در گزارش، مطابق با قبل، با فرض قیمت ۶۰ دلاری برای هر بشکه نفت خام و قیمت ۱۸ سنتی برای هر مترمکعب گاز نتایج تحلیل مالی ارائه می‌شود. در نمودارهای زیر جریان نقدی پیمانکار و دولت ارائه



نمودار ۷: جریان نقدی پروژه از بلوک ۱ در قرارداد مشارکت در تولید (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

مفروضات، نرخ بازده پروژه ۱۸/۲ درصد و نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار ۱۲/۶ درصد بوده است.

بر اساس جریان نقدی پیش‌بینی شده، در جدول زیر نتایج تحلیل مالی بلوک ۱ ارائه شده است. همان‌طور که در جدول نیز مشخص است، بر اساس

جدول ۶: نتایج تحلیل مالی بلوک ۱ در قرارداد مشارکت در تولید

عنوان	IRR (درصد)	NPV (میلیون دلار)	دوره بازگشت سرمایه (سال)	سهم (درصد)
پروژه	۱۸/۲	۱۹۳۴	۱۳/۲	۱۰۰
دولت		۱۷۲۰		۶۳/۷
پیمانکار	۱۲/۶	۲۱۴	۱۳/۳	۳۶/۳

منبع: محاسبات تحقیق

۴,۲,۳ میزان سهم‌بری

همان‌طور که بیان شد، از مهمترین شاخص‌هایی که بایستی در پروژه‌های نفتی مورد توجه قرار گیرد، دریافتی طرفین از درآمدهای ایجاد شده از میدان است. در نمودار و جدول زیر دریافتی طرفین و همچنین پرداختی بابت هزینه‌ها از عواید میدان ارائه شده است.

آنچه مشخص است، سرمایه‌گذاری شرکت نفتی در بلوک ۱ آذربایجان برای پیمانکار و بر اساس مفاد قراردادی میدان شاه‌دینیز، ۱۲/۶ درصد بازدهی خواهد داشت که با توجه به ریسک بالای سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت، به نظر قابل توجه و جذاب نخواهد بود.



نمودار ۸: تقسیم عواید حاصل از بلوک ۱ در قرارداد مشارکت در تولید

منبع: محاسبات تحقیق

جدول ۷: تقسیم عواید حاصل از بلوک ۱ در قرارداد مشارکت در تولید

عنوان	سهم (درصد)
سهم دولت	۵۲
هزینه‌های سرمایه‌ای	۹
هزینه‌های عملیاتی	۱۰
سهم پیمانکار	۲۹

منبع: محاسبات تحقیق

۴،۳ مقایسه دو رژیم و نتایج حاصله

در جدول زیر مقایسه نتایج در دو قرارداد مشارکت در تولید آذربایجان و آی‌پی‌سی ایران نشان داده شده است.

همان‌طور که در جدول و نمودار نیز مشخص است، بیشترین سهم از عوایدی میدان مربوط به دولت با ۵۲ درصد یعنی بیش از نیمی از عواید میدان بوده و پس از آن پیمانکار حدود ۳۰ درصد از عواید میدان را خواهد داشت. ضمن اینکه مجموع سهم مخارج سرمایه‌گذاری و عملیاتی، کمتر از ۲۰ درصد بوده است.

جدول ۸: مقایسه نتایج پروژه و پیمانکار

پیمانکار		پروژه		
آی‌پی‌سی	مشارکت در تولید	آی‌پی‌سی	مشارکت در تولید	
۳/۹	۱۲/۶	۱۸/۲	۱۸/۲	نرخ بازده داخلی (درصد)
-۵۹۳	۲۱۴	۱۹۳۴	۱۹۳۴	ارزش فعلی خالص (میلیون دلار)
۱۳/۶	۱۳/۳	۱۳/۲	۱۳/۲	دوره بازگشت سرمایه (سال)
-	-	۹۳/۷	۶۳/۷	سهم دولت (درصد)

منبع: یافته‌های تحقیق

این تفاوت آشکار نشان می‌دهد که نظام مالی حاکم بر قرارداد آی‌پی‌سی به‌گونه‌ای طراحی شده است که سهم دولت را به‌طور قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌دهد. مطابق نتایج، سهم دولت از منافع در قرارداد آی‌پی‌سی حدود ۹۳/۷ درصد و در قرارداد مشارکت در تولید آذربایجان ۶۳/۷ درصد بوده است. به بیان دیگر، دولت ایران بخش اعظم منافع را به خود اختصاص داده و فضای محدودی برای سودآوری پیمانکار باقی گذاشته است. این امر در کنار محدودیت‌هایی همچون سقف بازپرداخت هزینه و ساختار نسبتاً سخت‌گیرانه پاداش‌ها، موجب کاهش جذابیت قرارداد آی‌پی‌سی برای سرمایه‌گذاران خارجی گردیده است. از این‌رو، اصلاح ساختار مالی قرارداد آی‌پی‌سی و ایجاد تعادل بیشتر میان منافع دولت و پیمانکار، شرط لازم برای ارتقای جایگاه این نظام قراردادی در عرصه رقابت بین‌المللی خواهد بود.

بررسی نتایج مالی و اقتصادی دو الگوی قراردادی آی‌پی‌سی ایران و مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان نشان می‌دهد که اگرچه در سطح کلی پروژه، شاخص‌هایی همچون نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص تقریباً مشابه بوده‌اند، اما توزیع منافع میان دولت و پیمانکار به‌طور معناداری متفاوت است. در هر دو قرارداد، نرخ بازده داخلی پروژه حدود ۱۸/۲ درصد برآورد شده است که بیانگر سودآوری مناسب میدان در سطح کلان می‌باشد. با این حال، در سطح پیمانکار، تفاوت آشکاری مشاهده می‌شود؛ به‌گونه‌ای که در قرارداد مشارکت در تولید آذربایجان، نرخ بازده داخلی پیمانکار ۱۲/۶ درصد و ارزش فعلی خالص وی مثبت و برابر با ۲۱۴ میلیون دلار بوده است. در مقابل، در قرارداد آی‌پی‌سی ایران، نرخ بازده داخلی پیمانکار تنها ۳/۹ درصد و ارزش فعلی خالص آن منفی و معادل ۵۹۳ میلیون دلار محاسبه شده است.

قراردادهای مشارکت در تولید نزدیک نماید. بر اساس شبیه‌سازی انجام‌شده، حداقل تغییرات لازم برای دستیابی به نرخ بازده ۱۲/۶ درصدی پیمانکار (معادل قرارداد آذربایجان) شامل تعیین حق‌الزحمه پایه در سطح ۴۱ دلار به ازای هر بشکه و افزایش سقف بازپرداخت هزینه به ۶۰ درصد می‌باشد.

از منظر سیاست‌گذاری، نتایج نشان می‌دهد که برای افزایش جذابیت قرارداد آبی‌پی‌سی و ترغیب شرکت‌های بین‌المللی به سرمایه‌گذاری، بازنگری در برخی از مفاد مالی ضروری است. به‌طور مشخص، افزایش سقف بازپرداخت هزینه و اصلاح مکانیزم حق‌الزحمه پیمانکار از جمله اقداماتی است که می‌تواند نرخ بازده داخلی پیمانکار را به سطح

جدول ۹: نتایج مالی پیمانکار در مقادیر مختلف سقف بازپرداخت و حق الزحمه پایه برای بلوک ۱

سقف بازپرداخت (درصد)	مقدار پایه حق الزحمه (دلار به ازای هر بشکه)	نرخ بازده داخلی (درصد)	ارزش فعلی خالص (میلیون دلار)
۵۰	۴۶	۱۰/۴	۶۴
۶۰	۴۶	۱۲/۴	۴۳۲
۷۰	۴۱	۱۲/۷	۴۴۱
۸۰	۳۷	۱۲/۶	۳۹۵
۹۰	۳۵	۱۲/۶	۳۸۴
۱۰۰	۳۲	۱۲/۷	۳۷۵

منبع: یافته‌های تحقیق

مسئولیت پرداخت کلیه عوارض، مالیات‌ها (از جمله مالیات بر درآمد شرکت‌های ایرانی، مالیات بر ارزش افزوده و هزینه‌های تأمین اجتماعی) به‌طور کامل بر عهده پیمانکار گذاشته شده است. پیمانکار موظف است تمامی این پرداخت‌ها را به موقع به مراجع ذی‌ربط ارائه دهد و سوابق آن را طبق روش‌های حسابداری قرارداد مستندسازی کند. بازپس‌گیری هزینه‌ها نیز تنها در صورت انجام کامل تعهدات و ارائه گواهی‌های تسویه حساب از مراجع مالیاتی و سازمان تأمین اجتماعی امکان‌پذیر است. ضمن آنکه پرداخت هرگونه مالیات و هزینه خارج از ایران یا آنچه توسط شرکت ملی نفت ایران پرداخت شود، نمی‌تواند به عنوان هزینه‌های پروژه منظور گردد.

در مقابل، قرارداد نفتی آذربایجان رویکردی مبتنی بر حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی و کاهش بار مالیاتی دارد. در این قرارداد، به‌طور عمده مالیات‌ها حذف یا معاف شده‌اند و تنها مالیات بر سود با نرخ ثابت ۲۵ درصد برای طرف‌های خارجی اعمال می‌شود. این مالیات توسط خود پیمانکار پرداخت می‌شود اما شرکت ملی نفت آذربایجان

۵ نتیجه‌گیری و پیشنهادات

با توجه به اهمیت ساختارهای مالی و اقتصادی قراردادهای، یکی از مؤلفه‌های کلیدی تأثیرگذار بر جذابیت و کارایی قراردادهای، نظام مالیاتی پیش‌بینی‌شده در آن‌ها است. نظام مالیاتی، به عنوان بخشی جدایی‌ناپذیر از چارچوب مالی قرارداد، نقش تعیین‌کننده‌ای در توزیع مسئولیت‌ها و ریسک‌های مالی بین دولت و پیمانکار ایفا می‌کند و می‌تواند به صورت قابل توجهی بر سودآوری و انگیزه سرمایه‌گذاری تأثیرگذار باشد. در ادامه، به جمع‌بندی قراردادهای نفت و گاز آبی‌پی‌سی ایران و مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان می‌پردازیم تا ابعاد بیشتری از چالش‌ها و فرصت‌های مالی این دو نظام قراردادی روشن گردد.

نظام مالیاتی پیش‌بینی‌شده در قرارداد نفتی آبی‌پی‌سی و قرارداد نفتی مشارکت در تولید، تفاوت‌های ماهوی و ساختاری قابل توجهی دارد که بر توزیع مسئولیت‌های مالی و عملیاتی میان دولت و پیمانکاران تأثیرگذار است. در قرارداد ایران،

کامل و منظم تحقق یابد. در قرارداد ایران نیز انجام تعهدات و تسویه کامل مالیات و عوارض پیش‌شرط دریافت بازپس‌گیری هزینه‌ها و حق‌الزحمه است.

در مجموع، قرارداد نفتی آذربایجان با ساختاری ساده‌تر، معافیت‌های گسترده‌تر و تضمین‌های مالی شفاف، زمینه‌ای رقابتی‌تر و جذاب‌تر برای سرمایه‌گذاران خارجی فراهم کرده است. در حالی که قرارداد نفتی ایران با توجه به مسئولیت مالیاتی گسترده پیمانکار و روند پیچیده تسویه حساب‌ها، ریسک‌ها و هزینه‌های مالی بیشتری به سرمایه‌گذاران تحمیل می‌کند.

این تفاوت‌ها در بستر مالیاتی و ساختار حقوقی، تنها در سطح هزینه‌ها و ریسک‌های قانونی متوقف نمی‌شود، بلکه پیامدهای عمیقی در سطح عملکرد اقتصادی قراردادها دارد. مقایسه جنبه مالی-اقتصادی دو قرارداد آی‌پی‌سی ایران و مشارکت در تولید جمهوری آذربایجان نشان داد که اگرچه در سطح کلان پروژه‌ها بازدهی اقتصادی مشابهی دارند، اما توزیع منافع میان دولت و پیمانکار تفاوت چشمگیری دارد. در نظام مشارکت در تولید آذربایجان، پیمانکار با نرخ بازده داخلی بالاتر (۱۲/۶ درصد) و ارزش فعلی خالص مثبت، انگیزه لازم برای سرمایه‌گذاری داراست. در مقابل، در قرارداد آی‌پی‌سی ایران نرخ بازده داخلی پیمانکار پایین‌تر (۹/۳ درصد) و ارزش فعلی خالص منفی است که نشان‌دهنده فقدان جذابیت اقتصادی برای سرمایه‌گذاران خارجی می‌باشد.

از سوی دیگر، دولت ایران با در اختیار گرفتن بیش از ۹۳ درصد از عواید میدان، توانسته است منافع مالی خود را به‌طور کامل تضمین کند، در حالی که دولت آذربایجان با سهمی معادل ۶۳ درصد نیز همچنان از جایگاه مطلوبی برخوردار بوده است. این وضعیت نشان می‌دهد که قرارداد آی‌پی‌سی بیش از حد به سمت تأمین منافع دولت متمایل شده و توازن و تعادل لازم برای ایجاد انگیزه در پیمانکاران را از دست داده است. لذا از منظر رقابت‌پذیری

ضامن و واسط پرداخت آن است و در صورت عدم پرداخت، پیمانکار می‌تواند مستقیم با نظام مالیاتی تسویه کند. همچنین، قرارداد آذربایجان مکانیسم شفاف‌تری برای حل اختلافات مالیاتی و ارائه گواهی‌های پرداخت پیش‌بینی کرده است.

در زمینه مالیات بر ارزش افزوده، در ایران این مالیات بر عهده پیمانکار است و پیمانکار موظف به حفظ سوابق و گزارش آن می‌باشد، ولی در قرارداد آذربایجان، کلیه عملیات مرتبط با نفت و گاز، از جمله واردات، صادرات و خرید کالا و خدمات، مشمول نرخ صفر درصد مالیات بر ارزش افزوده هستند و این معافیت به تأمین‌کنندگان نیز تعمیم یافته است. این تفاوت موجب کاهش چشمگیر هزینه‌های عملیاتی پروژه در آذربایجان می‌شود.

مسئله مالیات پیمانکاران فرعی نیز در دو قرارداد متفاوت است. در قرارداد ایران، شرکت ملی نفت ایران مسئولیتی در قبال عوارض پیمانکاران فرعی یا اشخاص ثالث ندارد و پرداخت مالیات‌های مربوط به آن‌ها به عهده خود پیمانکاران فرعی است. اما در قرارداد آذربایجان، پیمانکاران فرعی خارجی بر اساس یک نرخ ثابت ۶.۲۵ درصد از پرداخت‌های خود مالیات نهایی خود را می‌پردازند که توسط پرداخت‌کننده کسر و به دولت واریز می‌شود. این سازوکار ساده‌شده بار مالیاتی و حقوقی طرف اصلی قرارداد را کاهش داده و ریسک‌های مالیاتی را کاهش می‌دهد.

از نکات مهم دیگر، تضمین پرداخت و ارائه گواهی‌های مالیاتی توسط شرکت ملی نفت آذربایجان است که ضمن تسهیل فرایندها، از ایجاد اختلافات و تاخیر در تسویه مالیاتی جلوگیری می‌کند. در مقابل، قرارداد ایران تأکید دارد که کلیه گواهی‌های تسویه حساب از مراجع قانونی باید توسط پیمانکار تهیه و ارائه گردد.

در نهایت، تعهدات مالیاتی قرارداد آذربایجان حتی پس از پایان قرارداد پابرجاست و این موضوع تضمین می‌کند که حقوق مالی طرفین به صورت

بلکه پیشنهادات اصلاحی (مانند افزایش سقف بازپرداخت و اصلاح پاداش) را نیز از یک راهکار فنی به یک استراتژی سیاستی منطقی و پایدار تبدیل می‌نماید.

علاوه بر این، در محیط‌های پرریسک مانند ایران، جذابیت یک نظام قراردادی فقط بر اساس نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص در سناریوی پایه نیست؛ نظامی که پیمانکار را در برابر نوسانات قیمت نفت محافظت کند (مانند مشارکت در تولید با تقسیم نسبی)، در بلندمدت از نظر مدیریت ریسک، جذابیت بیشتری دارد، حتی اگر در سناریوهای بهینه نرخ بازده داخلی آن کمی پایین‌تر باشد. این جنبه ریسک-بازده را می‌توان به عنوان یک عامل کلیدی در تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران خارجی در نظر گرفت

بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که هرچند قرارداد آی‌پی‌سی ظرفیت مناسبی برای حفظ منافع ملی دارند، اما برای ایفای نقش مؤثرتر در جذب سرمایه‌گذاری خارجی با هدف تامین مالی پروژه‌ها و بهره‌مندی از تکنولوژی‌های نوین، نیازمند اصلاحاتی جدی در سازوکارهای مالی و اقتصادی خود می‌باشند. با توجه به یافته‌های این پژوهش، پیشنهادهای زیر برای بهبود جنبه مالی قرارداد آی‌پی‌سی و افزایش جذابیت آن‌ها برای سرمایه‌گذاران خارجی ارائه می‌شود:

- ✓ افزایش سقف بازپرداخت هزینه‌ها: افزایش سقف بازپرداخت از ۵۰ درصد به دست‌کم ۶۰ درصد می‌تواند موجب ارتقای نرخ بازده داخلی پیمانکار و بهبود جذابیت قرارداد گردد.
- ✓ اصلاح مکانیزم حق‌الزحمه پایه: تعیین سطح حداقلی معقول برای حق‌الزحمه، مثلاً در حدود ۴۱ دلار به ازای هر بشکه، می‌تواند نرخ بازده پیمانکار را به سطح قراردادهای مشارکت در تولید نزدیک کند.

مطلوبیت کمتری برای جذب سرمایه‌گذار خارجی دارد.

اگرچه تفاوت‌های آشکار در نرخ بازده داخلی، ارزش فعلی خالص و سهم دولت بین دو نظام به خوبی مستند شده و کاهش جذابیت قرارداد آی‌پی‌سی برای سرمایه‌گذاران خارجی کاملاً مشهود می‌باشد، اما توضیح علل ساختاری این تفاوت‌ها می‌تواند ارتباط علی را قوی‌تر کند. به‌طور خاص، تفاوت چشمگیر در سودآوری پیمانکار را می‌توان نه تنها به محدودیت سقف ۵۰٪ بازپرداخت هزینه و ساختار پاداش ثابت مبتنی بر R-factor نسبت داد، بلکه به تفاوت بنیادین در مکانیزم تقسیم منافع نیز اشاره کرد: در نظام مشارکت در تولید، نفت منفعتی به‌عنوان یک نسبت انعطاف‌پذیر و تدریجی بین طرفین، به‌صورت خودکار سهم پیمانکار را در شرایط پرسودتر میدان حفظ می‌کند، در حالی که در نظام آی‌پی‌سی، پاداش ثابت و سقف سخت‌گیرانه بازپرداخت هزینه، پیمانکار را در معرض خطر کاهش شدید سودآوری حتی در میدان‌های بسیار سودآور قرار می‌دهد. این مکانیزم انعطاف‌پذیر مشارکت در تولید، ضمن حفظ سهم دولت در بلندمدت، فضایی برای جبران ریسک سرمایه‌گذاری اولیه و تشویق عملیات بهینه‌تر فراهم می‌کند - یک ویژگی که در قرارداد آی‌پی‌سی با مکانیزم پاداش تدریجی و سقفی ثابت، به‌طور کامل غایب است. علاوه بر این، در محیط‌های پرریسک مانند ایران، جذابیت یک نظام فقط بر اساس نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص در سناریوی پایه نیست؛ نظامی که پیمانکار را در برابر نوسانات قیمت نفت محافظت کند (مانند مشارکت در تولید با تقسیم نسبی)، در بلندمدت از نظر مدیریت ریسک، جذابیت بیشتری دارد، حتی اگر در سناریوهای بهینه نرخ بازده داخلی آن کمی پایین‌تر باشد. این جنبه ریسک-بازده را می‌توان به عنوان یک عامل کلیدی در تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاران خارجی در نظر گرفت. افزودن این لایه تحلیلی ساختاری و ریسک‌محور، نه تنها تحلیل فعلی را عمیق‌تر می‌کند،

بهره‌برداری به‌موقع از منابع مشترک کمک نماید.

تامین مالی

نویسندگان اعلام کردند که هیچ حمایت مالی برای این پژوهش وجود ندارد.

تضاد منافع

نویسندگان اعلام کردند که هیچ تضاد منافع برای این پژوهش وجود ندارد.

مشارکت نویسندگان

نویسندگان در مفهوم سازی و نگارش مقاله به صورت برابر مشارکت داشتند. همه نویسندگان محتوای مقاله را تایید کردند و در مورد تمام جوانب کار، توافق داشتند.

✓ انعطاف‌پذیری در مکانیزم R-factor: بازنگری در نحوه تعدیل حق‌الزحمه بر اساس فاکتور R به نحوی که در میادین پرریسک یا مشترک جذابیت بیشتری برای پیمانکار ایجاد شود.

✓ توجه به توازن منافع دولت و پیمانکار: طراحی قراردادهای باید به‌گونه‌ای باشد که ضمن تضمین سهم دولت، حداقل سطح سودآوری برای پیمانکار نیز تضمین گردد تا انگیزه کافی برای حضور سرمایه‌گذاران خارجی فراهم شود.

✓ پیش‌بینی مشوق‌های ویژه برای میادین مشترک و پرریسک: اختصاص شرایط مالی و پاداشی ویژه در این‌گونه میادین، می‌تواند انگیزه سرمایه‌گذاری را افزایش داده و به

منابع

- AbuZari, M. (2017). Legal analysis of the Iranian Oil Contracts (IPC) model approved by the Council of Ministers (2015) and its comparison with Iraqi oil contracts and counter-sales, Master's thesis, *University of Judicial Sciences and Administrative Services*. (In Persian)
- Altemirova, A. S., & Burenina, I. V. (2021). Contract modeling of investment projects in the field of oil and gas construction. In *E3S Web of Conferences EDP Sciences*, 266, 6001.
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126606001>
- Aminzadeh, E., & Nasrollahi, A. (2019). Explaining the nature of oil contracts from the perspective of administrative law, *Quarterly Journal of Legal Studies*
<https://doi.org/10.22059/jrels.2020.275793.264>. (In Persian)
- Ameri, F., & Shirmardi Dezki, M. R. (2014). New Concession Contracts and the Interests of Oil Producing Countries: An Analysis of Oil Ownership, Host State Supervision and Management and the Contract Financial Regime. *Quarterly Journal of Private Law Research*, 2, 6, 65-108.
https://jplr.atu.ac.ir/article_655.html (In Persian)
- Azimi Zarrin, H. (2016), Legal Analysis of the New Iranian Upstream Oil Contract (IPC), Master's Thesis, Faculty of Law and Political Science, *Allameh Tabatabaei University*. (In Persian)
- Bagirov, S. (1996). AZERBAIJANI OIL: GLIMPSES OF A LONG HISTORY. *Journal of International Affairs*, 1 July, 1(3), 15.
<https://dergipark.org.tr/en/pub/perception/article/625653>
- Akinwumi, O. (2009). Cost Recovery and High Oil Price: How Can Host Governments Capture Adequate Revenue? A Case Study of Nigeria University DUNDEE,
https://ijrcm.org.in/download.php?name=ijrcm-1-IJRCM-1_vol-5_2014_issue-09-art-18.pdf&path=uploaddata/ijrcm-1-IJRCM-1_vol-5_2014_issue-09-art-18.pdf
- Dibavand, H. (2018). Comparative study of financial dimensions of new Iranian oil contracts with counter-purchase contracts: Case study of phases 4 and 5 of South Pars gas field, PhD thesis, Faculty of Economics, *Allameh Tabatabaei University*. (In Persian)
- Doeh, D. (2021). Legal Status of the Caspian Sea in the context of oil and gas disputes. [Online] Available at:

<https://journal.arbitration.ru/ru/analytics/legal-status-of-the-caspian-sea-in-the-context-of-oil-and-gas-disputes/>
[Accessed March 2022]

- Emami Meibodi, A., Dashab, M., Ameri, F., Moghadam Abrishami, A., and Akbari Birgani, M. (2021). A comparative study of international service contracts and production participation in the Iranian and Iraqi oil industries from the perspective of economic efficiency of contracts. *Economic Research (Sustainable Growth and Development)*, (4)21, 36-1.
<https://doi.org/20.1001.1.1735676.8.1400.21.4.3.7> (In Persian)
- Emami Meibodi, A., Dashab, M. & Akbari Birgani, M. (2020). Investigating the challenges and attractions of international service contract models in financing upstream projects of the Iranian and Iraqi oil industry. *Iranian Energy Economics Journal*, (36)9, 48-11.
<https://doi.org/10.22054/jiee.2022.59111.1829> (In Persian)
- Ghandi, A., & Lin, C. Y. C. (2014). Oil and gas service contracts around the world: A review. *Energy Strategy Reviews*, 3, 63-71.
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2014.03.001>
- Hajian, M. M., & Salimi, S. S., (2020). Efficient Risk Management and Distribution in Oil and Gas Contracts through Contractual Clauses. *Legal Research*, (44)19, 213-249.
<https://doi.org/10.48300/JLR.2020.120704> (In Persian)
- Ismail, H. A. (2020). toward Enrichment of the Petroleum Contract Types. *Arab Journal for Scientific Publishing (AJSP) ISSN, 2663, 5798*
<https://www.ajsp.net/research/TowardEnrichmentofthePetroleumContractTypes.pdf>
- Karbus, S. (2016). The Legal Status of the Caspian Sea: Implications on Caspian Resources Development and Transport. *Energy Policy Turkey*, 2, 62-69.
- Kashani, J., & Daman Pak, J. (2019). The nature of international practices in the oil industry and their effects on the law governing upstream contracts. *Energy Law Studies*, (2)6, 440-417.
<https://doi.org/10.22059/JRELS.2021.309452.390> (In Persian)
- Mostafavi, S. M. (2008). the nature of international oil contracts, *Islamic Research Quarterly*, 2, 143-180.
<https://doi.org/10.22103/jir.2012.399> (In Persian)
- Rahimi, F, & Shafe M. (2015). International Oil Contract of Mutual Sale and Its Position in Confrontation with Islamic Contract, *Quarterly Journal of Comparative Research on Islamic and Western Law*, 2, 1,56 - 29.

- <https://doi.org/10.22091/csiw.2015.1020> (In Persian)
- Saheb Honar, H., Taherifard, A., Moridi Farimani, F. and Mahdavi, R. (2017). Financial-economic evaluation of new Iranian oil contracts (IPC): A case study of the third phase of the Darkhovin field. *Quarterly Journal of Economic Modeling Research*, (28)8, 73-35.
- <https://doi.org/10.29252/jemr.7.28.35> (In Persian)
- Shirijian, M., & Hassanzadeh, M. R., (2019). Investigating the economic-security opportunities of Iran's cooperation with neighboring countries in the field of oil and gas and presenting appropriate cooperation strategies (case study of joint oil fields of Iran and Iraq; gas of Iran and Qatar). *Quarterly Journal of Defense Economics and Sustainable Development*, (13)4, 93-63.
- <https://doi.org/20.1001.1.25382454.1398.4.13.3.6> (In Persian)
- Shokoohi, M. R. & Saadat Zadeh, E., (2021). Methods of dealing with challenges and risks in oil contracts, *Monthly Journal of Oil and Gas Exploration and Production*, 195.
- <https://en.jref.ir/20200> (In Persian)
- Tabataba'inejad, S. M., Farkhani, H., and Papi, Z., (2019). A comparative study of the integration of oil and gas fields in Iranian and American law. *Energy Law Studies*, 5(2), 335-355.
- <https://doi.org/10.22059/JRELS.2020.270245.244> (In Persian)
- Taverne, B. (1999). *Petroleum, industry and governments: an introduction to petroleum regulation*, Economics and Government Policies Kluwer Law International, London, UK. Publisher: [Springer](https://www.springer.com). ISBN 13: 9789041197474,
- https://books.google.com/books/about/Petroleum_Industry_and_Governments_An_In.html?id=L4F5QgAACAAJ
- Zahmatkesh, H. (2014). Legal Regime and Financial Arrangements in Upstream Contracts in the Oil Industry. *Quarterly Journal of Private Studies*, 44, (3), 401-420.
- <https://doi.org/10.22059/jlq.2014.52533> (In Persian)
- Zare, H. (2022). Principles Governing Oil Contracts in the Iranian Legal System. *Journal of Legal Civilization*, 5(11), 453-466.
- <https://doi.org/10.22034/lc.2022.148626> (In Persian)