Energy Law Studies

Online ISSN: 2538-3140

Volume: 10, Issue:1

Homepage: https://jrels.ut.ac.ir

Spring & Summer 2024

Identification of Oil Reserves by Iranian Exploration and Production Companies

Abbas Kazemi Najafabadi[1]✉, MohammadMahdi Bahrololum[2], Abbas Toosi[3], Shima Shahab[4]

1.Corresponding author, Assistant Professor, Department of Private Law, Faculty of Law and Political Sciences, Allameh Tabatabai University, Tehran, Iran.
Email: kazemi_najaf@atu.ac.ir

2.Assistant Professor, Department of Finance and Banking, Faculty of Management and Accounting, Allameh Tabatabai University, Tehran, Iran. Email: m.bahrololoum@atu.ac.ir

3.Assistant Professor, Department of Private Law, Faculty of Law and Political Sciences, Allameh Tabatabai University, Tehran, Iran. Email: toosi@atu.ac.ir

4.PhD student of oil and gas contract management, Department of Private Law, Faculty of Law and Political Sciences, Allameh Tabatabai University, Tehran, Iran. Email: sh_shahab@atu.ac.ir

Article Info

Article type:
Research Article

Manuscript received:
12 November 2023
final revision received:
10 May 2024
accepted:
12 August 2024
published online:
13 August 2024

Keywords:
Upstream Oil Contracts,
Reserve Registration
Resource Reserve
Economic Interest

Abstract

Oil and gas reserves are important for oil companies because they are a key factor in internal planning and in assessing the value and future growth potential of these companies. Considering the strategic role of Iranian exploration and production companies in the development of oil and gas fields, the present study examines various dimensions of feasibility and methods for identifying reserves using the meta-synthesis approach. The findings suggest the possibility of identifying reserves in various upstream financial systems and the amount of identifiable reserves in each type of contract using the price sensitivity criterion, which is one of the key results of the study. Additionally, regarding how to identify reserves, the study recommends the use of the economic interest method. In the event of contract cancellation, the effect of the identified reserves in the contract between the National Oil Company and the Iranian Oil Contractor is briefly discussed. Furthermore, the study proposes including a clause titled "Reserve Identification" in Iranian service contracts, which outlines the method for identifying reserves of contract elements that are likely to cause disputes.

Cite this article: Kazemi Najafabadi, Abbas; Bahrololum, MohammadMahdi; Toosi, Abbas; Shahab, Shima (2024, Spring & Summer)“ Identification of Oil Reserves by Iranian Exploration and Production Companies” *Energy Law Studies*, 10 (1): 73 – 99.
http//doi.org/10.22059/JRELS.2025.376571.556

© The Author(s).

Publisher: University of Tehran Press.

Introduction

Currently, competition in attracting investors and securing financial resources for oil industry projects has increased due to the decline in conventional resources and the rise in the exploitation of unconventional oil and gas resources. This has led to significant revisions in the legal and economic policies of oil-rich countries over recent decades. The approval of the general conditions, structure, and model of upstream oil and gas contracts at the Council of Ministers meeting on 03/08/2016 is one such measure. The mentioned documents recognize Iranian qualified exploration and production companies as capable of leading project implementation, as determined by the Ministry of Oil. As a result, the National Oil Company has entered into contracts with these companies to develop upstream fields, further emphasizing the need to establish regulations for identifying reserves within the country. Identifying reserves refers to including an oil company's reserve estimates in the annual internal or external report submitted by the company.

Answering the following three fundamental questions can help pave the way for identifying reserves by the Iranian oil contractor:

1. Based on the existing regulatory and legal foundations, what is the feasibility of identifying reserves in various upstream financial systems?
2. How are reserves identified in various upstream arrangements, and what amount of reserves can be identified?
3. For issues such as domestic market share, alternative taxes, etc., is there potential for disputes between the parties concerning the recognition of reserves related to the aforementioned items? If a clause needs to be included in the contract, what should its draft be?

Method

To address the questions in this study, the meta-synthesis method was employed. The meta-synthesis is a qualitative method that reshapes the qualitative results of prior research findings and studies. It uses findings from other studies with related and similar topics, reorganizing and giving them new structure. After formulating the research questions, the literature was systematically reviewed, and the

initial results were analyzed in light of industry, legal, and accounting requirements.

Results

Despite the ambiguity in the existing regulations, all upstream financial systems have the ability to identify reserves. Two methods for identifying reserves in various upstream financial systems were described under the titles "working interest" and "economic interest." In addition to the importance of choosing the correct reserve identification method for contractors, the continued use of the selected method in all contracts of the same type and in all geographical areas will help create a coherent picture for investors and facilitate proper management of the oil company's portfolio. The economic interest method was recommended for Iranian oil and gas contractors participating in risk-service contracts with the National Oil Company.

Numerous studies revealed that the most important principle in designing a key reserve recognition criterion is that, in various upstream financial systems where the oil contractor provides capital and assumes contract risks, the contractor should be able to recognize revenues from the financial system of the contract and report them internally and externally. This approach introduced the "price sensitivity" criterion for the first time, meaning that reserves can be recognized in an upstream financial system wherever the contractor's entitlement is sensitive to product prices. The study also explained the amount of reserves in upstream systems based on this criterion.

The contract between Iranian oil contractors and the National Iranian Oil Company follows the Jualu model. Therefore, if the contractor withdraws from the contract before completing their contractual obligations, they will not be entitled to the fee (identified reserves). If the National Iranian Oil Company cancels the contract, the contractor will only be entitled to compensation for work performed up to the date of cancellation.

In the absence of a contract clause, the potential for disagreement between the parties over reserve identification increases. Therefore, the proposed clause for risk-service contracts, if the contract includes exploration risk, is as follows:

"Given the acceptance of exploration risk by the Iranian exploration and production contractor, if a subsidiary of the National Oil Company is introduced as a cooperating partner after a commercial discovery, the contracting company may identify reserves related to the share of the National Oil Company's subsidiary. However, reserves related to alternative taxes and domestic market share cannot be identified."

Conclusions

This study aimed to address aspects of existing regulations related to reserve identification and answered the raised questions using the meta-synthesis approach. The possibility of identifying reserves in various upstream contracts, despite regulatory ambiguities, was fully examined, revealing that reserves can be identified in all upstream financial systems. Only buy-back contracts, a special type of risk-service contract, cannot identify reserves due to the monthly cost recovery in dollars and the insensitivity of the ceiling to price changes. In Iranian oil contracts, all components of the financial system can be identified. The economic interest method was recommended for Iranian exploration and production contractors. Before applying the economic interest method, the identifiable components of each upstream system were described using the meta-combination method and the newly introduced price sensitivity criterion. It was clarified that, in upstream financial systems, any component sensitive to price changes can be identified as reserves.

The study also highlighted the necessity of including a clause in Iranian service contracts to prevent ambiguity regarding reserve identification by the parties. Given the focus on reserve identification by Iranian oil contractors, the study explored the effects of the reserves identified by the Iranian oil contractor in the event of contract cancellation by the National Iranian Oil Company.

Author Contributions

All authors contributed equally to the conceptualization of the article and the writing of the original and subsequent drafts.

Acknowledgements

The authors would like to thank the referees for reviewing and revising the text of this article and providing valuable structural, scientific, and other feedback.

Ethical Considerations

The authors avoided data fabrication and falsification.

Funding

The authors received no financial support for the research, authorship, and/or publication of this article.

Declaration of conflicting interests

The author diclares no potential conflicts of interest with respect to the research, authorship, and/or publication of this article.

This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC-BY) license.

مطالعات حقوق انرژی

شاپا الکترونیکی: ۳۱۴۰-۲۵۳۸
دوره ۱۰، شماره ۱
بهار و تابستان ۱۴۰۳

Homepage: https://jrels.ut.ac.ir

شناسایی ذخایر نفتی توسط شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی

عباس کاظمی نجف‌آبادی[۱]✉، محمدمهدی بحرالعلوم[۲]، عباس طوسی[۳]، شیما شهاب[۴]

۱. نویسندهٔ مسئول؛ استادیار گروه حقوق خصوصی، دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران. رایانامه: kazemi_najaf@atu.ac.ir

۲. استادیار گروه مالی و بانکداری، دانشکدهٔ مدیریت و حسابداری، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران. رایانامه: m.bahrololoum@atu.ac.ir

۳. استادیار گروه حقوق خصوصی، دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران. رایانامه: toosi@atu.ac.ir

۴. دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای نفت‌وگاز، دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران. رایانامه: sh_shahab@atu.ac.ir

اطلاعات مقاله

نوع مقاله:
مقاله پژوهشی

تاریخ دریافت:
۱۷ فروردین ۱۴۰۳
تاریخ بازنگری:
۴ خرداد ۱۴۰۳
تاریخ پذیرش:
۲۲ مرداد ۱۴۰۳
تاریخ انتشار:
۲۳ مرداد ۱۴۰۳

واژگان کلیدی:
قراردادهای نفتی بالادستی،
ثبت ذخایر، رزرو ذخایر،
بهرهٔ اقتصاد.

چکیده

ذخایر نفت‌وگاز برای شرکت‌های نفتی مهم است؛ زیرا برای برنامه‌ریزی‌های داخلی و ارزیابی ارزش و ظرفیت رشد آتی این شرکت‌ها یک عامل اصلی شمرده می‌شود. با توجه به نقش راهبردی شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید در توسعهٔ میادین نفت‌وگاز، پژوهش حاضر ضمن بهره‌گیری از روش فراترکیب، به بررسی ابعاد مختلف امکان‌پذیری و چگونگی شناسایی ذخایر می‌پردازد. یافته‌های پژوهش حاکی از امکان شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی و میزان ذخایر قابل‌شناسایی در هریک از انواع قراردادها با استفاده از معیار حساسیت به قیمت است. همچنین درزمینهٔ چگونگی شناسایی ذخایر، استفاده از شیوهٔ بهرهٔ اقتصادی توصیه گردیده و در صورت لغو قرارداد، اثر ذخایر شناسایی‌شده در قرارداد بین شرکت ملی نفت و پیمانکار نفتی ایرانی به‌طور مختصر بررسی شده است. همچنین درج ماده‌ای در قراردادهای خدمت ایران با عنوان «شناسایی ذخایر» که طی آن شیوهٔ شناسایی ذخایر عناصری از قرارداد که احتمال بروز اختلاف دارد، پیشنهاد گردیده است.

استناد: کاظمی نجف‌آبادی، عباس؛ بحرالعلوم، محمدمهدی؛ طوسی، عباس؛ شهاب، شیما (بهار و تابستان ۱۴۰۳). «شناسایی ذخایر نفتی توسط شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی»، *مطالعات حقوق انرژی*، ۱۰ (۱)، ۹۹ – ۷۳.
http//doi.org/10.22059/JRELS.2025.376571.556
ناشر: موسسه انتشارات دانشگاه تهران.

© نویسندگان.

مقدمه

امروزه رقابت در جذب سرمایه‌گذار و تأمین منابع مالی برای اجرای پروژه‌های صنعت بین‌المللی نفت به دلیل کاهش منابع متعارف و ازدیاد بهره‌برداری از منابع نامتعارف نفت‌وگاز افزایش یافته است. همین امر زمینه‌ساز بازنگری‌های اساسی کشورهای نفت‌خیز جهان در سیاست‌گذاری حقوقی و اقتصادی خود در دهه‌های اخیر گردیده و تصویب شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت‌وگاز در جلسهٔ مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۳ هیأت‌وزیران ازجمله اقدام‌های انجام‌شده دراین‌راستا می‌باشد. تبصرهٔ یک مادهٔ ۴ مصوبهٔ مذکور، شرکت‌های اکتشاف و تولید صلاحیت‌دار ایرانی را به تشخیص وزارت نفت برای به‌عهده گرفتن نقش راهبری در اجرای طرح‌ها توانمند دانسته و متعاقب آن شرکت ملی نفت برای توسعهٔ میادین بالادستی به عقد قرارداد با آن‌ها اقدام کرده است. همین امر ضرورت ایجاد مقررات شناسایی ذخایر در داخل کشور را با توجه به نقش کلیدی پیمانکار نفتی ایرانی بیش‌ازپیش نمایان می‌سازد. شناسایی ذخایر عبارت است از گنجاندن برآوردهای شرکت نفتی از میزان ذخایر خود در گزارش داخلی یا خارجی سالانهٔ ارائه‌شده توسط شرکت (دستیار، ۱۴۰۱: ۱).

پاسخ به سه پرسش اساسی زیر به‌عنوان پرسش‌های تحقیق حاضر می‌تواند برای شناسایی ذخایر توسط پیمانکار نفتی ایرانی راهگشا باشد:

۱. براساس مبانی مقرراتی و حقوقی موجود امکان‌پذیری شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی چگونه است؟

۲. شناسایی ذخایر در انواع ترتیبات بالادستی و میزان ذخایر قابل‌شناسایی چگونه است؟

۳. آیا با توجه به ماهیت مواردی نظیر سهم بازار داخلی، مالیات جایگزین و سهم از عایدی معوق، امکان بروز اختلاف میان طرفین قرارداد درزمینهٔ شناسایی ذخایر وابسته به اقلام یادشده وجود دارد؟ در صورت ضرورت درج ماده‌ای در قرارداد، پیش‌نویس مادهٔ مذکور چگونه خواهد بود؟

درراستای پاسخگویی به پرسش‌های تحقیق حاضر از روش فراترکیب استفاده شده است که روشی کیفی است که براساس شکل‌دهی مجدد نتایج کیفی یافته‌های تحقیقاتی و مطالعات انجام‌شده تاکنون، عمل می‌کند. از یافته‌های استخراج‌شده از مطالعات دیگر با موضوع‌های مرتبط و مشابه استفاده نموده و نظم جدیدی در سازمان‌دهی مجدد به آن‌ها می‌دهد. ازاین‌رو، پس از تنظیم پرسش‌های پژوهش، ادبیات به شکل نظام‌مند مرور و نتایج نخست به‌دست‌آمده در تطابق با نیازمندی‌های صنعت و بستر حقوقی و حسابداری قرار گرفته و تحلیل شده است.

۱. ادبیات موضوع و تعاریف

به‌طورکلی شناسایی ذخایر به گنجاندن برآوردهای شرکت از میزان ذخایر خود در گزارش داخلی یا خارجی سالانهٔ ارائه‌شده می‌پردازد (دستیار، ۱۴۰۱: ۱). نخستین دلیل اهمیت شناسایی ذخایر برای شرکت‌های اکتشاف و تولید آن است که با گزارشگری خارجی رزرو ذخایر، از توانمندی بیشتری در جذب منابع از بازار سرمایه و وام در نرخ رقابتی با پشتوانهٔ ذخایر گزارش‌شده برخوردار می‌شوند. توانمندی در تأمین سرمایهٔ مورد نیاز معیاری کلیدی در قیاس با سایر شرکت‌های هم‌نوع محسوب می‌گردد؛ به‌ویژه زمانی‌که شرکت نفتی مذکور قرار است میادین متعددی را که در مرحلهٔ اکتشاف و تولید قرار دارد، مدیریت کند. دومین دلیل اهمیت شناسایی ذخایر، تأثیر قابل‌توجه گزارشگری آن در برآوردِ نهایی از ارزش شرکت‌های نفتی در بازار سرمایه است. شرکت‌های نفتی مدیریت ذخایر پایان‌پذیر و البته درحال تخلیه‌ای را برعهده دارند و به جامعهٔ سهامداران گزارش می‌کنند که متأثر از تغییرات غیرقابل پیش‌بینی قیمت است، اما برای جایگزین نمودن ذخایر جدید به‌جای ذخایر تخلیه‌شدهٔ قبلی خود نیازمند جذب منابع مالی چشمگیری هستند (دهقانی، ۱۳۹۳: ۲۱۷). همچنین هدف شرکت‌های نامبرده از ارائهٔ گزارش‌های مالی سالانه به سهامداران آن است که ذخایر نفتی قابل تخصیص به خود را در پیوست‌های صورت‌های مالی ثبت کنند تا این ذخایر را جایگزین ذخایری کنند که پیش‌تر در پیوست‌های صورت‌های مالی خود گزارش کرده‌اند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۱۷).

تصویر نادرست اما رایج دربارهٔ شناسایی ذخایر این است که وقتی یک شرکت نفتی، ذخایری را شناسایی یا رزرو می‌کند، آن شرکت مخازن و منابع مستقر در زمین را مالک می‌شود و شناسایی ذخایر به‌معنای مالکیت یک دارایی ثابت تلقی می‌گردد. اگرچه این امر ممکن است دربارهٔ قراردادهای امتیازی و لیسانس که در گذشته منعقده شده صحیح باشد، اما در قراردادهای امتیازی جدید، مشارکت در تولید و قرارداد خدماتی خطرپذیر، به دلیل مالکیت دولت میزبان در مخازن و نفت و گاز درجا و تولیدشده صحیح نبوده و به‌معنای انتقال مالکیت نیست (Lasswell &Young, 2013: 1). شناسایی ذخایر در قراردادهای امتیازی جدید و قرارداد مشارکت در تولید به‌معنای افشای استحقاق پیمانکار در نقطهٔ صادرات و یا نقطه‌ای است که مالکیت استحقاق به صاحب امتیاز یا پیمانکار منتقل می‌شود و در قرارداد خدمت خطرپذیر به‌معنای افشای میزان محصول معادل درآمد آتی ناشی از قرارداد در کشف و توسعهٔ میدان است. امروزه به‌عنوان یک ضرورت قانونی در بورس‌های دنیا برای شرکت‌های نفتی در قالب افشای قراردادها و برآوردها همراه با تراز مالی سالیانهٔ آن‌ها مطرح است که می‌بایست انجام دهند و این به‌معنای ثبت ذخیره به‌صورت یک دارایی ثابت از جنس زمین و معادن نفتی موجود در آن نیست (طاهری‌فرد و صاحب‌هنر، ۱۳۹۵: ۲۵). علت برداشت‌های نادرست از این مفهوم، آن است که شناسایی و ثبت ذخایر از

موضوع‌هایی است که در دانش مالی و حسابداری، به‌ویژه بخش بالادستی صنعت نفت‌وگاز، مطرح می‌شود.

پس از تعریف شناسایی ذخایر و بیان اهمیت آن از منظر شرکت‌های نفتی، شرح مختصری از نظام مالی قراردادهای نفتی به‌عنوان مهم‌ترین عنصر در نحوهٔ شناسایی ذخایر، می‌تواند دستیابی به اهداف پژوهش را هموار سازد. قراردادهای حوزهٔ بالادستی نفت‌وگاز را به سه دستهٔ کلی تقسیم می‌کنند:

۱. ۱. ترتیبات امتیازی

ترتیبات امتیازی مشتمل‌بر الگوهایی ازجمله الگوی بهرهٔ مالکانه، الگوی بهرهٔ مالکانه و مالیات و الگوی بهرهٔ مالکانه و مالیات تصاعدی است (شیروی، ۱۳۹۵: ۴۱۶). پذیره، بهرهٔ مالکانه، مالیات بر درآمد شرکت‌ها و مالیات‌های خاص، عناصر اصلی مالی را تشکیل می‌دهند. بهرهٔ مالکانه معمولاً براساس تولید در مقیاس متغیر دریافت می‌شود و به‌صورت نقدی یا غیرنقدی است. اما بهرهٔ مالکانه با نرخ ثابت و آن‌هایی که براساس قیمت نفت، عمق آب یا کیفیت هیدروکربور هستند نیز وجود دارند.

۱. ۲. مشارکت در تولید

در این نظام، تولید ناخالص به دو بخش تقسیم می‌شود. یک بخش برای بازپرداخت هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای اختصاص می‌یابد که به آن نفت هزینه[1] گفته می‌شود و یک بخش نیز به‌عنوان سود برای تقسیم بین طرفین در نظر گرفته می‌شود که نفت سود[2] نامیده می‌شود. سهم پیمانکار از سود خود جداگانه مشمول مالیات بر درآمد بوده، پیمانکار باید مالیات آن را پرداخت کند. در برخی از موارد قبل از تقسیم نفت به دو بخش هزینه و سود، درصدی از نفت تولیدی به‌عنوان بهرهٔ مالکانه به دولت اختصاص می‌یابد و باقیماندهٔ آن تقسیم می‌گردد. مجموع نفت هزینه و سهم پیمانکار از نفت سود معمولاً استحقاق[3] نامیده می‌شود. استحقاق به قیمت حساس است؛ یعنی با افزایش قیمت نفت یا گاز، استحقاق کاهش می‌یابد و برعکس؛ چراکه – برای‌مثال– وقتی قیمت نفت بالا می‌رود، نفت هزینه از نظر حجمی کاهش و سهم پیمانکار از نفت سود به‌صورت حجمی افزایش می‌یابد، اما این افزایش برای جبران کاهش کافی نیست. اثر خالص کاهش در استحقاق است. بنابراین در اثر افزایش قیمت نفت در قراردادهای مشارکت در

1. Cost Oil
2. Profit Oil
3. Entitlement

تولید، دولت ذخایری را به‌دست می‌آورد. کاهش قیمت، اثر معکوس دارد. نظام مشارکت در تولید می‌تواند شامل اولین مرحلهٔ نفت (FTP)[1] و همچنین تعهدات بازار داخلی (DMO)[2] باشد. اولین مرحلهٔ نفت، درصدی (معمولاً از ده تا بیست) از تولید ناخالص است و قبل از بازیابی هزینه بین دولت و پیمانکار، تقسیم می‌شود. به‌این‌ترتیب، ممکن است به‌عنوان یک شبه‌بهرهٔ مالکانه در نظر گرفته شود. غالباً درصد اشتراک همان درصدی است که برای نفت سود اعمال می‌شود. اولین مرحلهٔ نفت حداقل مقدار درآمد را برای دولت تضمین می‌کند. تعهدات بازار داخلی نشانهٔ تعهد پیمانکار برای فروش بخشی از استحقاق خود به دولت پس از شروع تولید از یک میدان معین است. نظام مشارکت در تولید همچنین می‌تواند شامل اعتبار سرمایه‌گذاری (I/C)[3] باشد که برای بازیابی بخشی از سرمایه‌گذاری پیمانکار برای تأسیسات تولید در اوایل تولید ناخالص طراحی شده است. بهبود بازیافت نفت نیز ممکن است واجد شرایط اعتبار سرمایه‌گذاری باشد. اثر اعتبار سرمایه‌گذاری بر استحقاق پیمانکار مانند بازیابی هزینهٔ متعارف است و در شناسایی ذخایر، اعتبار سرمایه‌گذاری باید به‌عنوان بخشی از بازیابی هزینهٔ معمولی لحاظ شود (Demirmen, 2013: 119).

۱. ۳. قراردادهای خدمت

بسته به اینکه سرمایه در معرض خطر باشد یا نه، قراردادهای خدمات به دو شکل ارائه می‌شود: خدمت ساده و خدمت خطرپذیر (RSC)[4]. در یک قرارداد خدمت ساده، دولت ریسک را متحمل می‌شود و هزینهٔ ثابتی را برای خدمات ارائه‌شده از سوی پیمانکار به وی می‌پردازد. قرارداد خدمت ساده درشمار قراردادهای بالادستی نفت قرار نمی‌گیرد. در یک قرارداد خدمت خطرپذیر، پیمانکار مسئول تأمین سرمایه است و اجازه دارد هزینه‌های خود را به‌صورت نقدی یا غیرنقدی بازیابی و افزون‌برآن حق‌الزحمه دریافت کند. حق‌الزحمه ممکن است براساس عامل R^5 یا نرخ بازده از پیش تعیین‌شده باشد. قراردادهای خدماتی نسبت به سایر انواع قراردادها غیرمعمول‌تر هستند (Demirmen, 2013: 119).

در ایران پس از انقلاب اسلامی، گروهی از قراردادهای خدمت با عنوان بیع‌متقابل توسط شرکت ملی نفت ایران طراحی گردید که حالت خاصی از قراردادهای خدمت خطرپذیر هستند و ویژگی‌های خاصی دارند که به‌طور مختصر به قرار زیر است:

1. First Tranche Petroleum
2. Domestic Market Obligation
3. Investment Credit
4. Risk Service Contract
5. R Factor

۱. ۳. ۱. قراردادهای بیع‌متقابل

این قراردادها نخستین‌بار در سال ۱۳۷۴ اعطا شد، پیمانکار توسعهٔ میدان را تأمین مالی می‌کند و برای بازیابی هزینه‌های خود و همچنین حق‌الزحمهٔ توافق‌شده، پرداخت‌هایی را به‌صورت نقدی یا غیرنقدی دریافت می‌کند. پس از تکمیل توسعه، عملیات بهره‌برداری به شرکت ملی نفت واگذار می‌شود. کارفرما در قراردادهای بیع‌متقابل، می‌تواند انتخاب کند که برای بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمهٔ پیمانکار، به وی پول نقد بپردازد یا درصد متناسبی از محصول تولیدی میدان را به نامبرده بفروشد. برای اجرای شیوهٔ دوم، یک قرارداد فروش محصول به قرارداد خدماتی اصلی ضمیمه می‌شود (کاظمی، ۱۳۹۳: ۲۰۴).

۱. ۳. ۲. الگوی قرارداد نفتی ایران موسوم به IPC[1]

هزینهٔ اجرای قرارداد شامل هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای (شامل هزینه‌های اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان و همهٔ هزینه‌های لازم برای توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت مخزن)، هزینه‌های غیرمستقیم (شامل تمامی هزینه‌های پرداختی به دولت، وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی)، هزینه‌های بهره‌برداری که به کلیهٔ مبالغی که پیمانکار طبق قرارداد برای انجام عملیات بهره‌برداری متحمل می‌گردد، گفته می‌شود و درنهایت هزینهٔ تأمین مالی (سود) که به هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای تعلق می‌گیرد، ساختار نظام مالی قراردادهای نفتی ایران را تشکیل می‌دهد. همچنین در قرارداد نفتی ایران، پیمانکار مستحق دریافت دستمزدی خواهد بود که براساس میزان تولید از میدان و یا در مورد طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت، برمبنای تولید اضافی میدان تعیین می‌شود (مصوبهٔ شمارهٔ ۵۷۲۲۵/ت ۵۳۳۶۷ ه مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶). پس از دستیابی به اهداف مورد نظر قرارداد، هزینه‌ها به‌همراه دستمزد پیمانکار از طریق تخصیص بخشی از محصولات میدان و یا عواید حاصل از اجرای قرارداد (حداکثر تا پنجاه درصد از نفت‌خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آن‌ها بر پایهٔ قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه بازپرداخت می‌شود).

1. Iranian Petrolium Contract

۲. بررسی امکان‌پذیری شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی براساس مبانی مقرراتی و حقوقی شناسایی ذخایر نفت‌وگاز

۲. ۱. تبیین مفهوم منابع و ذخایر نفت‌وگاز

نخستین قدم در بررسی امکان‌پذیری شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی، تبیین مفهوم منابع و ذخایر نفت‌وگاز است. نکتهٔ مهم در تعریف «منابع» نفت‌وگاز، اقتصادی نبودن بازیافت مقادیر برآوردی نفت‌وگاز با دانش فنی و قیمت فعلی محصول است. حال آنکه «ذخایر» آن بخش از هیدروکربن‌های شناسایی‌شده است که محدودیت پیش‌گفته در تعریف منابع را نداشته و انتظار می‌رود از تاریخ مشخصی قابل بازیافت باشند (Page, 2011: 16). با توجه به مفهوم پیش‌گفته، هدف شرکت‌های اکتشاف و تولید آن است که با لحاظ فناوری و دانش روز، منابع را به ذخایر تبدیل و مقادیر مربوطه را برای شناسایی ذخایر به سهامداران خود گزارش کنند.

ذخایر قابل‌شناسایی توسط پیمانکاران نفتی صرفاً شامل ذخایر اثبات‌شده و ذخایر اثبات‌شدهٔ توسعه‌نیافته است. بااین‌حال، به‌منظور بررسی مقایسه‌ای صورت‌های مالی پیمانکاران نفت‌وگاز، فهم طبقه‌های مختلف از ذخایر، می‌تواند دیدگاه مناسبی به ذی‌نفعان ارائه کند. به‌طورکلی ذخایر نفتی به سه دسته تقسیم می‌شوند: ذخایر اثبات‌شده، ذخایر محتمل و ذخایر ممکن[۱]. همچنین طبقه‌بندی در دو دستهٔ توسعه‌یافته و توسعه‌نیافته[۲] نیز انجام می‌شود. معیار مهم جداکننده میان انواع طبقات ذخایر، عدم قطعیت دستیابی به توده‌های هیدروکربنی برآوردشده است.[۳]

---

۱. Proved, Probable, Possible reserves: ذخایر اثبات‌شده، حجمی از ذخایر هستند که داده‌های زمین‌شناسی با یک اطمینان منطقی نشان داده‌اند که هم‌اکنون یا در آینده‌ای نزدیک با فناوری‌های جاری و تحت شرایط اقتصادی موجود، قابل بازیافت هستند. منظور از واژهٔ اطمینان منطقی نیز احتمال نود درصدی بازیافت آن‌هاست. درمقابل، ذخایر محتمل و ممکن را با احتمال پنجاه و ده درصدی نشان می‌دهند (Comptroller"s Handbook, 2016).

۲. Developed & undeveloped reserves: ذخایر توسعه‌یافته عبارت است از حجمی از هیدروکربن که انتظار می‌رود از چاه‌های موجود برمبنای هر دو، هم چاه‌های تولیدی و هم چاه‌های غیرتولیدی، بازیافت شود. ذخایر توسعه‌نیافته، حجمی است که انتظار می‌رود از منابعی چون چاه‌های جدید که در مناطق حفاری‌نشده، ایجاد می‌شود؛ از طریق عمیق کردن چاه‌ها در یک مخزن متفاوت و یا از طریق انجام مخارج سرمایه‌ای درراستای اصلاح چاه‌های موجود یا نصب تسهیلات انتقالی و تولیدی برای بهبود پروژه‌های بازیافت، قابل‌بازیافت باشد (Comptroller"s Handbook, 2016).

۱. برای مطالعهٔ بیشتر دربارهٔ انواع ذخایر نفتی و تقسیم‌بندی انجام‌شده از آن‌ها که در تصمیمات بانک‌ها و مؤسسات مالی در تأمین مالی ارائهٔ تسهیلات بانکی مؤثر است، به راهنمای استقراض شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت‌وگاز مراجعه کنید:
Comptroller's Handbook. (2016). "Oil and Gas Exploration & Production Lending". Office of the Comptroller of the Currency Washington DC.

۲. ۲. بررسی دستورالعمل نظام مدیریت منابع نفتی جامعهٔ مهندسین نفت و سایر ضوابط و مقررات درزمینهٔ شناسایی ذخایر

پس از تبیین مفهوم منابع و ذخایر نفت‌وگاز در بخش نخست و به‌منظور بررسی امکان‌پذیری شناسایی ذخایر براساس مبانی مقرراتی و حقوقی موجود، نخست یکی از دستورالعمل‌های مهم دراین‌باره، دستورالعمل نظام مدیریت منابع نفتی (PRMS)[1] مورد بررسی قرار می‌گیرد.

امروزه کشورهای متعددی به وضع مقررات دربارهٔ شرایط و نحوهٔ شناخت ذخایر اقدام کرده‌اند که مقررات مذکور ناشی از محیط داخلی آن‌ها بوده و معطوف به نوع قراردادهای بالادستی منعقده در آن جامعه است؛ برای‌مثال، در ایالات‌متحده افزون‌بر استاندارد ملی حسابداری و مقررات بورس اوراق بهادار، دستورالعمل نظام مدیریت منابع نفتی منتشره از سوی جامعهٔ مهندسین نفت در سال ۲۰۱۱ نیز درشمار مقررات شناسایی ذخایر جای می‌گیرد. به باور بسیاری از پژوهشگران، دستورالعمل نظام مدیریت منابع نفتی که در سال ۲۰۱۱ و بعد از نوسازی مقررات سازمان بورس امریکا و همچنین پس از انتشار استاندارد ملی حسابداری امریکا انتشار یافت، نه‌تنها فاقد شفافیت است، بلکه عملاً با مقررات نامبرده در تناقض است و به‌رغم آنکه دستورالعمل مذکور براساس استاندارد حسابداری ملی شمارهٔ ۱۹ نوشته شده، اما عدم شفافیت آن به سردرگمی انجامیده و شرکت‌های فعال در صنعت از تفسیر خود برای شناسایی ذخایر استفاده می‌کنند (Demirmen, 2013: 118). این دستورالعمل که برای سهولت در طول مقالهٔ حاضر PRMS نامیده می‌شود، معیارهای زیر را برای قابلیت شناسایی ذخایر قرارداد نفتی معرفی می‌کند. گفتنی است که این دستورالعمل در کشورهای متعددی به‌عنوان دستورالعمل شناسایی ذخایر مورد استفاده قرار گرفته و بررسی آن در پژوهش حاضر، افزون‌بر امکان‌پذیری شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی، فضایی را برای شناسایی نقاط ضعف و قوت و متعاقباً طراحی سند مشابهی در داخل کشور رهنمون می‌نماید:

۱. حق استخراج نفت یا گاز؛
۲. حق گرفتن استحقاق به‌صورت محصول؛
۳. حق سهیم شدن در عواید حاصل از فروش نفت‌وگاز؛
۴. قرار گرفتن در معرض ریسک بازار و ریسک فنی؛
۵. فرصت پاداش از طریق مشارکت در فعالیت‌های تولیدی.

به‌درستی مشخص نشده است که آیا همهٔ پنج معیار مندرج در سیاههٔ بالا می‌بایست احصا شود یا هرکدام به‌تنهایی می‌تواند شرایطی را برای شناسایی ذخایر ایجاد کند؟ از شواهد این‌گونه

1. Petroleum Resources Management System

برمی‌آید که هریک به‌تنهایی می‌تواند به‌عنوان معیاری برای اثبات قابلیت قرارداد در شناسایی ذخایر، به‌کار گرفته شود.

ملاحظه می‌شود که نام قرارداد بالادستی یا نظام مالی مدنظر برای شناسایی ذخایر، آشکارا در دستورالعمل مذکور مورد اشاره قرار نگرفته، اما حق استخراج نفت‌وگاز به‌عنوان اولین معیار، در نظام‌های امتیازی، مشارکت در تولید و برخی از قراردادهای خدمت خطرپذیر صدق می‌کند. صرف‌نظر از حق گرفتن استحقاق به‌صورت محصول (ردیف دوم) که صرفاً دربارهٔ قراردادهای امتیاز و مشارکت در تولید صدق می‌کند، حق سهیم شدن در عواید حاصل از فروش نفت‌وگاز، قرار گرفتن در معرض ریسک بازار و ریسک فنی و فرصت پاداش از طریق مشارکت در فعالیت‌های تولیدی در انواع نظام‌های بالادستی وجود دارد. پیداست که به‌رغم نام نبردن از نظام بالادستی، می‌توان به‌صورت ضمنی دریافت که همهٔ نظام‌های مالی بالادستی براساس دستورالعمل مذکور قابلیت شناسایی ذخایر را دارند. دستورالعمل PRMS درزمینهٔ شناسایی ذخایر وابسته به اجزای نظام مالی قراردادهای بالادستی نیز دارای ابهاماتی است. در ادامه تعدادی از عدم شفافیت‌های اثرگذار برشمرده شده است:

۱. شناسایی ذخایر مرتبط با مالیات جایگزین دارای ابهام است. مالیات جایگزین مالیات بر درآمدی است که شرکت ملی نفت برای و از طرف پیمانکار نفتی پرداخت می‌کند. در این موارد، شرکت‌های نفتی مدعی شناسایی ذخایر اضافی هستند. ذخایر اضافی با این منطق توسط آن‌ها توجیه شده است که مالیات از سهم نفت سود (سود) دولت خارج می‌شود و اگر شرکت نفتی خود مالیات را می‌پرداخت، قرارداد سهم بیشتری از نفت سود را مجاز می‌کرد. دولت‌ها گزینهٔ مالیات جایگزین را برای ارتقای ثبات مالی اتخاذ می‌کنند تا پیمانکار طرف قرارداد را از هرگونه افزایش آتی در نرخ مالیات بر درآمد مصون نگه دارند؛ درحالی‌که در غیاب حصول توافق بر نحوهٔ شناسایی ذخایر ناشی از آن، ممکن است ذخایر دولت تحت‌تأثیر قرار گرفته و به بروز اختلاف دراین‌زمینه بینجامد.

۲. شناسایی ذخایر ناشی از بهرهٔ مالکانه هم نیاز به وضوح دارد؛ به‌ویژه آنکه تعهد بهرهٔ مالکانه به‌عنوان مالیات شکلی در نظر گرفته شود؛ برای‌مثال، مالیات بر پایان کار[1]. در این شرایط، شناسایی حجم بهرهٔ مالکانه به‌عنوان اندوخته، مجاز تلقی می‌شود. رزرو حجم بهرهٔ مالکانه به این روش، چنانچه تعهد بهرهٔ مالکانه به‌صورت نقدی پرداخت شود، توجیه‌پذیر به نظر می‌رسد (Demirmen, 2013: 121).

1. Severance Tax
2. Ownership in Kind

۳. برخی از شرکت‌های نفتی، مشارکت شرکت ملی نفت یا یک شرکت زیرمجموعهٔ آن در یک قرارداد مشارکت در تولید یا خدمات خطرپذیر را نوعی مالیات می‌دانند. چنانچه شرکت زیرمجموعهٔ شرکت ملی نفت بدون قبول ریسک اکتشاف، به قرارداد ورود نماید، شرکت بین‌المللی نفتی ممکن است این موضع را اتخاذ کند که به‌عنوان تنها پذیرندهٔ عدم قطعیت در قرارداد، می‌تواند ذخایر شرکت زیرمجموعهٔ شرکت ملی نفت از نفت سود را به‌عنوان ذخایر خود شناسایی کند. شرکت ملی نفت نیز سهم نفت سود خود را به‌عنوان ذخایر خود مطالبه خواهد کرد و این چالش بدون ارائهٔ راهکار مشخص رها شده است.

منتقدین با استناد به اینکه دستورالعمل PRMS برمبنای استاندارد ملی حسابداری شمارهٔ ۱۹ ایالات‌متحده نوشته شده و استاندارد مذکور منفعت معدنی یا به‌عبارت بهتر، مالکیت در نوع[1] را به‌عنوان معیار کلیدی شناسایی ذخایر برمی‌شمارد، استدلال می‌کنند که دستورالعمل PRMS نیز به‌طور ضمنی معیار نامبرده را به‌ناگزیر در خود لحاظ کرده است و می‌کوشند تا شفافیت برخی از شاخص‌های معرفی‌شدهٔ دستورالعمل در شناسایی ذخایر را در نظر نگیرند. اما با ملاحظهٔ معیار سوم از پنج معیار معرفی‌شده در بند ۲-۲ پژوهش حاضر به‌عنوان معیارهای امکان‌پذیری شناسایی ذخایر با عنوان «حق سهیم شدن در عواید حاصل از فروش نفت‌وگاز» و معیار چهارم با عنوان «در معرض ریسک بازار و ریسک فنی قرار داشتن»، روشن می‌گردد که نویسندگان دستورالعمل، خواسته‌اند که افزون‌بر قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید که طی آن استحقاق پیمانکار در قالب انتقال مالکیت محصول تولیدی در نقطه‌ای معین محقق می‌گردد، قراردادهای خدمت خطرپذیر نیز که استحقاق پیمانکار در آن صرفاً پولی است، قابلیت شناسایی ذخایر را دارا باشند؛ زیرا پیمانکار می‌تواند ذخایر مربوط به درآمدهای دریافتی از فروش نفت یا گاز را براساس قیمت محصول به حجم تبدیل نموده و متعاقباً شناسایی کند.

معیار چهارم «ریسک بازار و ریسک فنی»، به شناسایی ذخایر در طیف وسیعی از موقعیت‌ها می‌انجامد؛ زیرا تقریباً نوعی ریسک در همهٔ محیط‌های مالی بالادستی وجود دارد و از لحظه‌ای که یک شرکت نفتی برای قرارداد امتیازی، مشارکت در تولید و یا خدمت خطرپذیر پیشنهاد می‌دهد، این ریسک‌ها آغاز می‌گردد و به‌همین‌دلیل معمولاً در فعالیت تولیدی نوعی پاداش پولی و یا غیر آن وجود دارد. معیار کلیدی امکان‌پذیری شناسایی ذخایر نفتی در مقررات مالیاتی وزارت خزانه‌داری امریکا، منفعت اقتصادی[2] است. منفعت اقتصادی به سود حاصله از سرمایه‌گذاری در معادنِ درجا گفته می‌شود که درآمد سرمایه‌گذار از محصول استخراج‌شده از همان معدن حاصل و درعمل بازگشت سرمایه به‌وسیلهٔ یک قرارداد (رابطهٔ حقوقی) تضمین شده باشد. تعریف منفعت

1. Economic Interest

اقتصادی به‌عنوان کلید امکان‌پذیری شناسایی ذخایر در مقررات مالیاتی وزارت خزانه‌داری امریکا، همهٔ نظام‌های مالی بالادستی را دربرمی‌گیرد.

بنابراین با استناد به دستورالعمل نظام مدیریت منابع نفتی و همچنین منفعت اقتصادی مورد اشاره در مقررات مالیاتی وزارت خزانه‌داری امریکا، می‌توان نتیجه گرفت که: اولاً، در مقررات نامبرده به‌طور صریح مشخص نشده که شرکت‌های فعال در بخش نفت‌وگاز تحت کدام نوع از قراردادها می‌توانند ذخایر اثبات‌شده را شناسایی و ثبت کنند؛ ثانیاً، توضیح ارائه‌شده کلی بوده و به‌گونه‌ای است که تمام انواع قراردادهای بالادستی نفت‌وگاز را شامل شود. در ادامه به بررسی چگونگی شناسایی ذخایر و سپس معرفی معیار «حساسیت به قیمت» به‌عنوان معیار کلیدی شناسایی ذخایر در ایران می‌پردازیم.

۳. چگونگی شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی و میزان ذخایر قابل‌شناسایی

۳. ۱. چگونگی شناسایی ذخایر نفتی در انواع نظام‌های مالی بالادستی

تاکنون مشخص گردید که به‌رغم امکان‌پذیر بودن شناسایی ذخایر در انواع قراردادهای بالادستی، در هیچ‌یک از مقررات مذکور، دستورالعمل روشنی برای میزان و چگونگی شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی ذکر نشده و همین امر جای زیادی برای تفسیر توسط پیمانکاران نفتی باقی می‌گذارد.

ریتر و همکاران در پژوهشی با عنوان «مقایسهٔ شیوه‌های رزرو ذخایر در قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای خدمت»، دو روش برای شناسایی ذخایر در انواع نظام‌های مالی بالادستی بیان می‌کنند: ۱. روش بهرهٔ کاری[1]؛ ۲. روش بهرهٔ اقتصادی[2]. از پژوهش مذکور این‌گونه برمی‌آید که بهرهٔ کاری نشانهٔ میزان درآمد خالص پیمانکار از قرارداد است که به‌صورت درصد توافق می‌گردد و یا در انتهای قرارداد می‌توان درصد استحقاق پیمانکار را از طریق عایدی دریافتی محاسبه کرد؛ برای‌مثال، در پژوهشی با عنوان «ارزش‌گذاری اقتصادی قراردادهای بیع‌متقابل گازی در پارس‌جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید»، نویسندگان مقدار تقریبی درصد عایدی پیمانکار فازهای ۴و۵ توسعهٔ میدان گازی پارس‌جنوبی را معادل ۳۸

1. Working Interest Methode
2. Economin Interest Methode

درصد عواید میدان برآورد کرده‌اند که درصد مذکور نشان‌دهندهٔ بهرهٔ کاری پیمانکار است (کاظمی، ۱۳۹۴: ۱۶۷).

در روش بهرهٔ اقتصادی، استحقاق پیمانکار که در قراردادهای مشارکت در تولید به‌صورت محصول است، محصول دریافتی عیناً تقویم و شناسایی می‌گردد و در صورت دریافت معادل پولی در قراردادهای خدمت خطرپذیر، جمع جبری دریافتی بر قیمت نفت تقسیم می‌گردد و نتیجهٔ حاصل از تقسیم مقدار ذخایر قابل‌شناسایی در قراردادهای خدمت خطرپذیر است.

نویسنده همچنین ضمن تأکید بر نقص نبودِ رویهٔ واحد در قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت خطرپذیر، توصیه می‌کند که همهٔ شرکت‌های نفتی به‌صورت یکسان از روش بهرهٔ اقتصادی استفاده کنند که این امر به ایجاد قابلیت مقایسهٔ ذخایر شناسایی‌شده در انواع نظام‌های مالی بالادستی می‌انجامد. افزون‌بر اهمیت انتخاب نوع روش شناسایی ذخایر برای پیمانکاران، تداوم استفاده از روش انتخابی در تمامی قراردادهای منعقده از آن نوع در همهٔ نواحی جغرافیایی، به ایجاد تصویری یکپارچه برای جامعهٔ سرمایه‌گذاران ازیک‌سو و مدیریت صحیح پرتفوی شرکت نفتی (از منظر داخلی) ازسوی‌دیگر، می‌انجامد.

روش بهرهٔ کاری برای همهٔ ترتیباتی که در آن پیمانکار مالک منابع تولیدی در نقطه‌ای مشخص می‌گردد، مانند قراردادهای امتیازی، کاربرد دارد و در این ترتیبات استفاده از هر دو روش نتایج یکسان دربر دارد. در قراردادهای مشارکت در تولید، روش بهرهٔ اقتصادی به‌صورت سنتی مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ گرچه شناسایی ذخایر با استفاده از روش بهرهٔ کاری نیز امکان‌پذیر است. به‌طورکلی در قراردادهای خدمت خطرپذیر و مشارکت در تولید، استفاده از روش بهرهٔ کاری در مقایسه با روش بهرهٔ اقتصادی نتایج متفاوتی را نشان می‌دهد. مطالعات در چند کشور مانند اندونزی، ونزوئلا، چین و الجزایر انجام شده و ذخایر میادین واحدی با هر دو روش مورد محاسبه قرار گرفته است که به‌طورکلی نتایج از افزایش بیش از بیست درصدی ذخایر شناسایی‌شده با روش بهرهٔ کاری نسبت به روش بهرهٔ اقتصادی حکایت دارد. با تأکید بر ابهامات موجود در مقررات کمیسیون بورس اوراق بهادار امریکا، شرکت‌های امریکایی عرفاً ذخایر قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت خطرپذیر را به روش بهرهٔ اقتصادی و ذخایر ترتیبات امتیازی را به روش بهرهٔ کاری شناسایی می‌کنند؛ اگرچه در این امر هیچ الزامی وجود ندارد. تفاوت در حجم ذخایر گزارش‌شده در قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت خطرپذیر با هریک از روش‌های بهرهٔ کاری و بهرهٔ اقتصادی قابل‌توجه است؛ به‌ویژه آنکه ذخایر شناسایی‌شده تحت‌تأثیر قیمت نفت نیز قرار دارند.

پیمانکاران اکتشاف و تولید ایرانی تاکنون نسبت به عقد قراردادهای خدمت با شرکت ملی نفت اقدام کرده‌اند و چنانچه افزون‌بر قرارداد خدمت با عنایت به بند «الف» مادهٔ ۴۴ برنامهٔ هفتم

توسعه نسبت به عقد قراردادهای مشارکت در تولید میادین مشترک اقدام گردد، توصیه می‌شود پیمانکاران ایرانی اکتشاف و تولید از روش بهرهٔ اقتصادی برای چگونگی شناسایی ذخایر در قراردادهای منعقده در داخل کشور استفاده کنند.

۳. ۲. میزان ذخایر قابل‌شناسایی در انواع قراردادهای بالادستی و معرفی معیار کلیدی حساسیت به قیمت

پژوهشگران با استناد به مقررات موجود، معیار شناسایی ذخایر «مالکیت در نوع» را تبیین و تشریح کرده و درراستای حمایت از معیار مذکور، در قابلیت شناسایی ذخایر قراردادهای خدمت که در آن عواید پیمانکار صرفاً پولی است، تشکیک کرده‌اند. این، درحالی است که رویکرد صنعت، شناسایی ذخایر همهٔ نظام‌های مالی بالادستی است تا پیمانکار نفتی که به پذیرش ریسک قرارداد اقدام کرده است بتواند از مزایای گزارشگری آن در تأمین مالی قراردادهای خود بهره‌مند شود؛ برای‌مثال، *دمیرمن* در مقالهٔ خود با عنوان «شناسایی ذخایر در محیط‌های مالی بالادستی» اشاره نموده که نبودِ دستورالعمل شفاف، گزارشگری ذخایر شرکت‌های نفتی امریکایی، به‌ویژه در حوزهٔ عملیات خارج از امریکا را دچار اشکال کرده و با توجه به درک جامعهٔ سرمایه‌گذاران از مفهوم ذخایر و نیاز به شفافیت و قابلیت مقایسهٔ بهتر میان شرکت‌های نفتی، با استناد به روح مفهوم منفعت معدنی، معیار کلیدی «مالکیت در نوع» را تشریح نموده و در طول مقالهٔ خود می‌کوشد اثبات کند که طراحان PRMS به‌طور ضمنی سعی داشتند بگویند که تنها ذخایری قابلیت شناسایی دارند که مالکیت عواید براساس قرارداد در نقطه‌ای معین به پیمانکار منتقل می‌گردد. بنابراین به‌رغم تردید نویسنده در قابلیت قراردادهای خدمت خطرپذیر در شناسایی ذخایر، بیان می‌کند که چنانچه در قراردادهای مذکور نیز عایدی پیمانکار در قالب محصول پرداخت و مالکیت در نقطهٔ معین به وی منتقل گردد، شناسایی ذخایر امکان‌پذیر است.

وی در ادامه، ذخایر قابل‌شناسایی در هریک از نظام‌های مالی بالادستی را بدین‌شرح تعریف می‌کند که چنانچه در قراردادهای امتیازی، بهرهٔ مالکانه به‌صورت نقد به صاحب منبع پرداخت گردد، ذخایر مربوطه قابلیت شناسایی دارد و اگر به‌صورت محصول پرداخت گردد، قابل‌شناسایی نیست. او دربارهٔ مالیات در این دسته از قراردادها نیز مطلبی بیان نکرده است، اما چنین برمی‌آید که جز بهرهٔ مالکانهٔ پرداخت‌شده در قالب محصول، سایر عایدی‌ها توسط پیمانکار قابل‌شناسایی است. در قراردادهای مشارکت در تولید نیز با توجه به دریافت استحقاق پیمانکار به شکل محصول و انتقال مالکیت سهم از منافع اقتصادی در نقطهٔ معین، امکان شناسایی ذخایر وجود دارد. بنابراین کل نفت هزینه، سهم پیمانکار از نفت سود و چنانچه قرارداد دارای ترتیبات دیگری مانند اعتبار سرمایه‌گذاری باشد، توسط پیمانکار قابل‌شناسایی است. بهرهٔ مالکانهٔ پرداختی به

شکل محصول (در صورت وجود) و همچنین سهم دولت از اولین مرحلهٔ نفت قابل‌شناسایی نیست. درزمینهٔ تعهدات بازار داخلی در صورت دریافت مبلغ به قیمت صادرات از سوی صاحب منبع، پیمانکار نفتی می‌تواند به شناسایی ذخایر آن اقدام کند؛ وگرنه قابل‌شناسایی نیست.

مشاهده می‌گردد که نویسنده نتوانسته جامعیت معیار مالکیت در نوع را در همهٔ اجزای نظام‌های مالی قراردادهای بالادستی لحاظ کند؛ برای‌مثال، دربارهٔ سهم بازار داخلی در قراردادهای مشارکت در تولید که از سهم نفت سود پیمانکار پرداخت می‌شود، اذعان می‌دارد که چنانچه قیمت صادرات توسط صاحب منبع به پیمانکار پرداخت گردد، قابلیت شناسایی ذخایر وجود دارد؛ همین امر می‌تواند نشانهٔ آن باشد که در جایی که پرداخت پولی تابعی از قیمت محصول و عواید صرفاً پولی است، قابلیت شناسایی وجود دارد. همین بحث در بهرهٔ مالکانهٔ پرداختی به‌صورت نقد نیز قابل بررسی است؛ به‌گونه‌ای که درمورد اخیر نیز پرداخت تابعی از قیمت محصول است و قابلیت شناسایی ذخایر وابسته به آن وجود دارد.

با توجه به مطالعات انجام‌شده، می‌توان دریافت که مهم‌ترین اصل در طراحی معیار کلیدی شناسایی ذخایر، آن است که در انواع نظام‌های مالی بالادستی که پیمانکار نفتی در آن تأمین‌کنندهٔ سرمایه و پذیرندهٔ ریسک‌های قرارداد است، با اتکای به آن بتواند عواید حاصل از نظام مالی مذکور را شناسایی و از مزایای داخلی و خارجی گزارشگری آن بهره‌مند شود. با این رویکرد معیار «حساسیت به قیمت»، بدین‌معنا که در نظام مالی بالادستی، هرجا استحقاق پیمانکار به قیمت محصول حساس باشد، قابلیت شناسایی آن امکان‌پذیر باشد، نخستین‌بار در پژوهش حاضر معرفی می‌گردد. حال میزان ذخایر قابل‌شناسایی از هر قرارداد با توجه به معیار حساسیت به قیمت در ادامه بررسی می‌شود:

۳. ۲. ۱. قراردادهای امتیازی

نظر به ممنوعیت ساختاری این نوع از قراردادها در داخل کشور، با استناد به اصل ۸۱ قانون‌اساسی و همچنین مادهٔ ۶ قانون نفت سال ۱۳۶۶، چنانچه پیمانکار ایرانی اکتشاف و تولید با شرکت ملی نفت سایر دولت‌ها و در صورت اعطای مجوز برای انعقاد این دسته از قراردادها در داخل کشور، به عقد قرارداد امتیازی اقدام کنند، می‌تواند ذخایر حاصل از قرارداد را با اتکا به معیار حساسیت به قیمت شناسایی کند. براساس این معیار، پرداخت نقدی بهرهٔ مالکانه وابسته به قیمت نفت و حساس به آن است. ازاین‌رو با پرداخت نقدی آن به صاحب منبع، پیمانکار می‌تواند نسبت به شناسایی ذخایر آن اقدام کند. در صورت پرداخت بهرهٔ مالکانه به‌صورت محصول، ذخایر توسط صاحب منبع قابل‌شناسایی است.

۳. ۲. ۲. قراردادهای مشارکت در تولید

این نوع از قراردادها در داخل کشور رواج ندارد، اما در صورت طراحی قرارداد مشارکت در تولید ایرانی و یا در صورت انعقاد این نوع از قراردادها توسط پیمانکاران ایرانی اکتشاف و تولید با شرکت ملی نفت سایر دولت‌ها، ذخایر حاصل از این نوع قراردادها به شرح مندرج در ذیل با استناد به معیار حساسیت به قیمت شناسایی می‌گردد[۱]. نفت هزینه، سهم پیمانکار از نفت سود و چنانچه قرارداد دارای ترتیبات دیگری مانند اعتبار سرمایه‌گذاری باشد، با توجه به وابستگی اجزای یادشده به قیمت، توسط پیمانکار قابل‌شناسایی است. بهرهٔ مالکانهٔ پرداختی به شکل محصول (عدم وابستگی به قیمت) و همچنین سهم دولت از اولین مرحلهٔ نفت (FTP) که به‌صورت محصول است، قابل‌شناسایی نیست. درزمینهٔ تعهدات بازار داخلی (DMO) در صورت دریافت مبلغ به قیمت صادرات (حساسیت به قیمت محصول)، پیمانکار نفتی می‌تواند به شناسایی ذخایر آن اقدام کند.

۳. ۲. ۳. قراردادهای خدمات

قراردادهای خدمات خالص قابلیت شناسایی ذخایر را ندارند؛ چراکه دریافتی پیمانکار به‌رغم نقد بودن، به قیمت نفت حساس نبوده و پیمانکار صرفاً مبلغ ثابت مندرج در قرارداد را دریافت می‌کند. اما در قراردادهای خدمت خطرپذیر، عواید حاصل از فروش نفت‌وگاز تولیدی براساس قیمت نفت به پول تقویم می‌گردد و حساسیت دریافتی به قیمت نفت روشن است، ولی براساس معیار حساسیت به قیمت ذخایر قابلیت شناسایی را دارد.

در قراردادهای بیع‌متقابل هزینه‌ها اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای و همچنین حق‌الزحمهٔ قرارداد بر ماه‌های بازپرداخت تقسیم شده و براین‌اساس سقف مجاز بازپرداخت در یک‌ماه به دلار مشخص می‌گردد. بنابراین در هر ماه مشخص است که حداکثر چه مبلغ دلاری تحت عنوان بازپرداخت هزینه یا پرداخت حق‌الزحمه باید به پیمانکار پرداخت گردد (شیروی، ۱۳۹۵: ۴۳۸). روشن است که مانع جدی در شناسایی ذخایر قراردادهای بیع‌متقابل سقف مجاز بازپرداخت در یک‌ماه است؛ زیرا سقف دلاری مذکور به قیمت نفت حساس نیست، اما اگر سقف مذکور وجود نداشت و صرفاً محدودیت پرداخت از حداکثر شصت درصد عواید میدان اعمال می‌شد، شناسایی ذخایر به شرح زیر انجام می‌شد:

---

۱. گفتنی است که طبق بند «الف» مادهٔ ۴۴ برنامهٔ هفتم توسعه با هدف تولید حداکثری و درراستای توسعهٔ دیپلماسی انرژی و حضور در بازارهای بین‌المللی، وزارت نفت مجاز است از طریق شرکت ملی نفت ایران بدون واگذاری مالکیت در میادین مشترک، نسبت به عقد قراردادهای بهره‌برداری مشترک با همسایگان و همچنین عقد قراردادهای مشارکت در تولید میادین مشترک با رعایت قانون اقدام نماید.

معادل پولی شصت درصد نفت تولیدشده از میدان (و یا هر درصدی که در قرارداد معین شده باشد). این معادل پولی به قیمت نفت حساس است، اما قابلیت شناسایی ذخایر را دارد.

ممکن است در وهلهٔ نخست این‌گونه برداشت شود که اختیار شرکت ملی نفت به جبران مبالغ استحقاقی از طریق عواید حاصل از فروش نفت و یا فروش نفت به قیمت روز به پیمانکار، مانع از شناسایی ذخایر می‌گردد، اما چنانکه گفته شد، در صورت دریافت عایدی به پول (تقویم استحقاق به دلار) امکان شناسایی ذخایر وجود دارد؛ به شرطی که عایدی مذکور به قیمت حساس باشد. چنانچه بخواهیم درزمینهٔ شناسایی ذخایر قراردادهای خدمت بیع‌متقابل نظیر سایر ترتیبات قراردادی و براساس الگوی مالی قرارداد بحث کنیم، باید بگوییم که همهٔ هزینه‌ها اعم از سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، عملیاتی، همیاری و پشتیبانی تولید، هزینه‌های بانکی و حق‌الزحمه قابل‌شناسایی است؛ به شرط آنکه سقف مجاز بازپرداخت در یک‌ماه به دلار مشخص و ثابت نگردد.

در الگوی قرارداد نفتی ایران و در دورهٔ بازپرداخت هزینه‌ها سقف مجاز بازپرداخت در یک‌ماه به دلار تقویم نمی‌شود و درنتیجه، مانع جدی در شناسایی ذخایر برمبنای معیار کلیدی حساسیت به قیمت در این الگوی قراردادی وجود ندارد و همانند قرارداد بیع‌متقابل صرفاً محدودیت پرداخت از حداکثر پنجاه درصد از نفت‌خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات اعمال می‌گردد.

پیش از بررسی ضرورت درج ماده‌ای در قراردادهای خدمت ایران، بررسی این نکته که آیا در صورت لغو قرارداد از سوی شرکت ملی ایران، ذخایر شناسایی‌شده توسط پیمانکار نفتی ایرانی دارای چه پیامدهایی است، بررسی می‌گردد.

۴. آثار ذخایر شناسایی‌شده توسط پیمانکار نفتی ایرانی (اکتشاف و تولید) بر لغو قرارداد از سوی شرکت ملی نفت ایران یا شرکت ملی نفت سایر دولت‌ها

برای پاسخ به پرسش مذکور ابتدا قراردادهای پیمانکاران نفتی ایرانی را با شرکت ملی نفت ایران بررسی می‌کنیم:

الف) قرارداد پیمانکاران نفتی ایرانی با شرکت ملی نفت ایران از الگوی بیع‌متقابل و یا الگوی IPC تبعیت می‌کند. هر دو الگوی قرارداد خدمت خطرپذیر از منظر ماهیت قرارداد با الگوی جعالهٔ خاص منطبق هستند (منظور و همکاران، ۱۳۹۷: ۷۷-۹۹). البته الگوی جعالهٔ خاص در صورت عقد قرارداد مشارکت در تولید نیز به‌عنوان مبانی شرعی حاکم بر قراردادهای پیمانکاران ایرانی نفتی با شرکت ملی نفت خواهد بود. در جعاله، عامل (پیمانکار نفتی ایرانی) وقتی مستحق جعل (دریافت ذخایر شناسایی‌شده) می‌شود که متعلق جعاله را تسلیم کرده و یا آن را انجام داده باشد؛ بدین‌معنا

که زمانی پیمانکار مستحق دریافت حق‌الزحمه و یا همان ذخایر شناسایی‌شدهٔ خود است که تعهدات قراردادی را به پایان برساند؛ اما چنانچه تا قبل از اتمام تعهدات قراردادی خود از قرارداد خارج شود، مستحق جعل نخواهد بود و اگر شرکت ملی نفت قرارداد را لغو نماید صرفاً حق‌الزحمهٔ کارهای انجام‌شده تا تاریخ لغو قرارداد به وی تعلق خواهد گرفت. بنابراین با توجه به حاکم بودن قانون داخلی در قراردادهای منعقده، می‌توان چنین نتیجه گرفت که قرارداد جعاله که با ماهیت قراردادهای خدمت خطرپذیر و مشارکت در تولید منطبق است، معطوف به نتیجه بوده و متعلق جعاله (ذخایر شناسایی‌شده) تنها در صورت اتمام تعهدات قراردادی به ایشان تعلق می‌گیرد.

ب) چنانچه پیمانکار ایرانی اکتشاف و تولید نسبت به عقد قرارداد با سایر شرکت‌های ملی نفت در کشورهای همسایه و یا غیر آن اقدام نماید و انواع قرارداد اعم از امتیازی، مشارکت در تولید و یا خدمت خطرپذیر را امضا کند، در صورت لغو قرارداد از سوی شرکت ملی کشور متبوع، پیمانکار ایرانی چه حقوقی درزمینهٔ ذخایر شناسایی‌شده خواهد داشت؟ گفتنی است که ذخایر شناسایی‌شده توسط پیمانکار ایرانی اکتشاف و تولید همراه با ریسک بوده و درواقع متضمن نفع احتمالی است؛ اما آنچه شرکت نفتی ایرانی حق برخورداری از آن را دارد، نرخ معقول بازگشت سرمایه است (ذخایر شناسایی‌شده طبق روش بهرهٔ کاری در یک قرارداد خدمت خطرپذیر پایان‌یافته، می‌تواند ۳۸ درصد ذخایر را –به‌صورت تقریبی– شامل شود؛ درحالی‌که نرخ بازگشت سرمایهٔ معقول تقریباً تا بیست درصد است). بنابراین با استناد به قاعدهٔ انتظار معقول، قاضی یا داور با توجه به ارکان قرارداد و آنچه در رویهٔ عملی بین طرفین رخ داده است، باید حد و رسم واقعی آنچه را که هر طرف می‌توانست در صورت عدم فسخ قرارداد و ادامهٔ آن، به‌صورت موجه و عقلانی به‌دست آورد، معلوم کند که در حالت فسخ قرارداد از سوی شرکت ملی نفت سایر کشورها، پیمانکار نفتی ایرانی صرفاً می‌تواند نرخ معقول بازگشت سرمایه را مطالبه کند.

۵. ضرورت درج ماده‌ای در قراردادهای خدمت ایران با هدف شفاف‌سازی شناسایی ذخایر

با توجه به مباحث پیش‌گفته، ملاحظه گردید که در صورت نبودِ بندی در قرارداد، احتمال بروز اختلاف میان طرفین در شناسایی ذخایر افزایش می‌یابد.

۵. ۱. در قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت خطرپذیر، چنانچه بندی در قرارداد به شفاف‌سازی شناسایی و یا عدم شناسایی سهم بازار داخلی نپردازد، این موضوع می‌تواند محل اختلاف بین صاحب منبع و شرکت نفتی گردد.

۵. ۲. دربارهٔ شناسایی ذخایر مرتبط با مالیات جایگزین؛ همان‌گونه که شرح آن گذشت، مالیات جایگزین مالیات بر درآمدی است که شرکت ملی نفت برای و از طرف پیمانکار نفتی

پرداخت می‌کند. در قراردادهای بیع‌متقابل و قرارداد نفتی ایران مالیات پرداختی پیمانکار از سوی دولت در قالب هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و یا هزینه‌های غیرمستقیم به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. در این موارد، در صورت عدم شفاف‌سازی در متن قرارداد شرکت نفتی می‌تواند مدعی شناسایی ذخایر اضافی مربوط به مالیات گردد و این‌گونه استدلال می‌کنند که اگر شرکت نفتی خود مالیات را می‌پرداخت، قرارداد سهم بیشتری را برای پیمانکار لحاظ می‌کرد.

۵. ۳. شرکت‌های اکتشاف و تولید، مشارکت شرکت ملی نفت و یا شرکت تابعهٔ آن در یک قرارداد مشارکت در تولید و یا خدمت خطرپذیر را نوعی مالیات تلقی و استدلال می‌کنند که شرکت تابعهٔ شرکت ملی نفت ریسک اکتشاف را قبول نکرده و این موضع را اتخاذ می‌کند که به‌عنوان تنها پذیرندهٔ ریسک در قرارداد، می‌تواند سهم شرکت ملی نفت را به‌عنوان ذخایر خود شناسایی کند و شرکت ملی نفت نیز سهم نفت سود خود را به‌عنوان ذخایر مطالبه می‌نماید که ممکن است منشأ اختلاف طرفین باشد.

الف- بنابراین بند پیشنهادی در متن قراردادهای خدمت خطرپذیر درصورتی‌که قرارداد شامل ریسک اکتشاف نیز باشد، به شرح زیر است:

> با توجه به پذیرش ریسک اکتشاف توسط پیمانکار ایرانی اکتشاف و تولید، در صورت معرفی یکی از شرکت‌های تابعهٔ شرکت ملی نفت به‌عنوان شرکت همکار و شریک پس از کشف تجاری، شرکت طرف قرارداد امکان شناسایی ذخایر مربوط به سهم شرکت تابعهٔ شرکت ملی نفت را خواهد داشت؛ اما شناسایی ذخایر مربوط به مالیات جایگزین و سهم بازار داخلی امکان‌پذیر نیست.

ب- در قراردادهای خدمت خطرپذیر که شامل ریسک اکتشاف نیستند، متن پیشنهادی به شرح زیر است:

> در صورت معرفی یکی از شرکت‌های تابعهٔ شرکت ملی نفت به‌عنوان شرکت همکار و شریک، شرکت طرف قرارداد امکان شناسایی ذخایر مربوط به سهم شرکت تابعهٔ شرکت ملی نفت را نخواهد داشت. همچنین شناسایی ذخایر مربوط به مالیات جایگزین و سهم بازار داخلی امکان‌پذیر نیست.

نتیجه

در پژوهش حاضر ضمن پرداختن به زوایای مقررات موجود دربارهٔ شناسایی ذخایر سعی شد به پرسش‌های مطرح‌شده با رویکرد فراترکیب پاسخ داده شود. امکان‌پذیری شناسایی ذخایر در انواع قراردادهای بالادستی، به‌رغم ابهام و عدم شفافیت در مقررات وابسته، به‌طور کامل بررسی و مشخص گردید که در همهٔ نظام‌های مالی بالادستی قابلیت شناسایی ذخایر وجود دارد. صرفاً قرارداد بیع‌متقابل که گونه‌ای خاص از قراردادهای خدمت خطرپذیر است، به دلیل وجود بازیافت هزینهٔ ماهانه به دلار و حساس نبودن سقف مذکور به تغییرات قیمت، قابلیت شناسایی ذخایر را

ندارد. در قراردادهای نفتی ایران، همهٔ اجزای نظام مالی قابل‌شناسایی است. ضمن بررسی انواع شیوه‌های شناسایی ذخایر، روش بهرهٔ اقتصادی برای پیمانکاران ایرانی اکتشاف و تولید توصیه گردید و در مواجهه با این ابهام که قبل از استفاده از روش بهرهٔ اقتصادی چگونه می‌توان فهمید که چه بخش‌هایی از نظام مالی قرارداد قابلیت شناسایی ذخایر را دارد، با استفاده از روش فراترکیب و معیار کلیدی حساسیت به قیمت که نخستین‌بار معرفی گردید، بخش‌های قابل‌شناسایی از هر نظام بالادستی تشریح و روشن شد که در نظام‌های مالی بالادستی هر جزئی که به قیمت حساس باشد، قابلیت شناسایی به‌عنوان ذخایر را دارد. ضرورت درج ماده‌ای در قراردادهای خدمت ایران برای جلوگیری از بروز ابهام در شناسایی ذخایر توسط طرفین ضروری می‌نماید. نظر به تمرکز پژوهش بر شناسایی ذخایر توسط پیمانکاران نفتی ایرانی، این موضوع مورد بررسی قرار گرفت که در صورت لغو قرارداد از سوی شرکت ملی نفت ایران یا شرکت ملی نفت سایر دولت‌ها، ذخایر شناسایی‌شده توسط پیمانکار نفتی ایرانی (اکتشاف و تولید) دارای چه آثاری بر لغو قرارداد است.

بیانیهٔ نبود تعارض منافع

نویسندگان اعلام می‌کنند که تعارض منافع وجود ندارد و تمام مسائل اخلاق در پژوهش، ازجمله پرهیز از سرقت ادبی، انتشار و یا ارسال بیش از یک‌بار مقاله، تکرار پژوهش دیگران، داده‌سازی یا جعل داده‌ها، منبع‌سازی و جعل منابع، رضایت ناآگاهانهٔ موضوع یا پژوهش‌شونده و سوءرفتار، به‌طور کامل رعایت شده است.

قدردانی

نگارندگان بر خود لازم می‌دانند از داوران محترم برای مطالعه و بازبینی متن مقالهٔ حاضر و ارائهٔ نظرات ساختاری، علمی و ارزشمند سپاسگزاری کنند.

منابع

حاتمی، علی؛ کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳). *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*. تهران، انتشارات تیسا.

دستیار، علیرضا (۱۴۰۱). «بوکینگ در قراردادهای بالادستی نفت‌وگاز». *پایان‌نامهٔ کارشناسی‌ارشد*، دانشگاه علامه طباطبایی.

دهقانی، تورج (۱۳۹۳). *سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت‌وگاز*. تهران، انتشارات شرکت چاپ و نشر بازرگانی.

شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۵). *حقوق نفت‌وگاز*. چاپ دوم، تهران، بنیاد حقوقی میزان.

طاهری‌فرد، علی؛ صاحب‌هنر، حامد (۱۳۹۵). «مقایسهٔ قراردادهای IPC با قراردادهای بیع‌متقابل». *نشریهٔ مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی*، شمارهٔ مسلسل ۱۵۰۵۹. https://rc.majlis.ir/fa/report/show/991546 (۱۴ تیر ۱۴۰۳)

کاظمی نجف‌آبادی، عباس (۱۳۹۳). *آشنایی با قراردادهای نفتی*. تهران، انتشارات مؤسسهٔ مطالعات و پژوهش‌های حقوقی شهردانش.

کاظمی نجف‌آبادی، عباس؛ غفاری، علیرضا؛ تک‌روستا، علی (۱۳۹۴). «ارزش‌گذاری اقتصادی قراردادهای بیع‌متقابل گازی در پارس‌جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، سال چهارم، شمارهٔ ۱۴، ص۱۹۰-۱۵۳. https://ensani.ir/fa/article/author/107597 (۱۸ تیر ۱۴۰۳)

منظور، داود؛ آقامهدوی، اصغر؛ امانی، مسعود؛ کهن‌هوش‌نژاد، روح الله (۱۳۹۷). «تحلیل ماهیت قراردادهای بالادستی صنعت نفت از منظر فقه امامیه». *دوفصلنامهٔ علمی-پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی*، سال دهم، شمارهٔ ۲ (پیاپی ۲۰)، بهار و تابستان، ص۹۹-۷۷. https://ensani.ir/file/download/article/1549432588-9768-20-4.pdf (۱۴ تیر ۱۴۰۳).

References

Comptroller's Handbook. (2016). *Oil and Gas Exploration & Production Lending*. Office of the Comptroller of the Currency Washington DC.

Dastyar, Alireza (2022). "Booking in upstream oil and gas contracts". *Master's thesis*, Allameh Tabatabaei University [in Persian].

Demirmen, F. (2013). "Reserves Booking in Upstream Fiscal Environments: Inconsistencies and a Proposal For Revised Guidelines". SPE 162932 presented at the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Calgary, pp. 24-25, September 2012. https://freepaper.me/downloads/abstract/10.2118/162932-pa (4 July 2024).

Dehghani, Toraj (2014). *Investment and Financing of Oil and Gas Projects*. First Edition, Tehran, Bazargani Publishing Company [in Persian].

Doris F. Reiter, SPE 63203, "Comparison of Booking Methodilogies for Production Sharing Agreements and Service Contracts". https://doi.org/10.2118/63203-MS

Hatami, Ali; Karimian, Esmail (2014). *Foreign investment rights in light of investment law and contracts*. First edition, Tehran, Tisa Publications[in Persian].

Kazemi Najafabadi, Abbas (2014). *Familiarity with Oil Contracts*. First Edition, Tehran, Shahr Danesh Legal Studies and Research Institute Publications[in Persian].

Kazemi Najafabadi, Abbas; Ghaffari, Alireza; Tak Rosta, Ali (2015). "Economic Valuation of Gas Buy-Back Contracts in South Pars in Comparison with Production Sharing Contracts". *Iranian Energy Economics Research Journal*, Volume 4, Issue 14, pp. 153-190. https://ensani.ir/fa/article/author/107597 (9 July 2024) [in Persian].

Lasswell, F.M., E.D.Young (2013). "Reserves Reporting under Modern Fiscal Agreement". republished in International Petroleum Conference. https://doi.org/10.2523/IPTC-16514-MS

Manzoor, Davod et al. (2018). "Analyzing the Nature of Upstream Oil Contracts from Shia Islamic Jurisprudence Point of View". *Islamic Economic Studies*, Vol. 10, No. 2, Serial 20, Spring & Summer 2018, pp. 77-99. https://ensani.ir/file/download/article/1549432588-9768-20-4.pdf (14 July 2024) [in Persian].

Page, Alan.(2011). *Financial Reporting in the Oil and Gas Industry*. 2th Edition. https://www.pwc.com/id/en/energy-utilities-mining/assets/financial-reporting-in-the-oil-and-gas-industry.pdf (4 July 2024).

Shiravi, Abdolhossein (2016). *Oil and Gas Law*. second edition, Tehran, Mizan Law Publications[in Persian].

Taherifard, Ali; Saheb Honar, Hamed (2016). "Comparison of IPC Contracts with Buy Back Contracts". *Publication of the*

Research Center of the Islamic Consultative Assembly, Serial Number: 15059
https://rc.majlis.ir/fa/report/show/991546 (4 July 2024) [in Persian].