



Legal and Economic Analysis of Commercial Declaration in Oil and Gas Upstream Contracts

Abolfazl Samavati

Ph.D. Student in International Oil and Gas
Contracts Management, Faculty of Law,
Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Mommad Mehdi Hajian

Associate Professor of Law, Faculty of Law,
Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Atefeh Taklif

Associate Professor, Faculty of Economics,
Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Elaheh Ghorbani

Doctor of Philosophy (PHD), Oil and Gas
Law, Shahid Beheshti University

Abstract

In oil contracts involving exploration activities, the determination of a field's commerciality is a critical and complex issue that significantly influences the decision to advance to development and production stages. This study provides a comprehensive legal and economic analysis of field commerciality and proposes a refined framework for drafting oil contracts. Employing a descriptive-analytical and comparative methodology, the research draws on documentary sources and examines contracts from multiple countries. The study first delineates the technical, legal, and economic aspects of commerciality. It then revises the conventional Net Present Value (NPV) model by incorporating two often overlooked parameters: the intrinsic value of un-extracted subsurface resources and the environmental impacts of the project as hidden costs. The research further emphasizes the necessity of establishing clear, quantifiable criteria for assessing commerciality, clarifying the authority responsible for its determination, and introduces innovative contractual provisions such as the possibility of renegotiation at the conclusion of the appraisal period. Findings suggest that precise and quantitative commerciality criteria can mitigate contractual disputes and safeguard the host country's interests against investment risks.

Keywords: Oil Contracts, Commerciality, Exploration, Net Present Value, Economic Evaluation.

JEL Classification : K12 ،L71 ،Q35 ،Q40



ابعاد حقوقی و اقتصادی تجاری اعلام کردن میدان در قراردادهای بالادستی نفت و گاز

ابوالفضل سماواتی * 

دانشجوی دکتری رشته مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز،
دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران

دکتر محمد مهدی حاجیان 

دانشیار گروه حقوق خصوصی، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران

دکتر عاطفه تکلیف 

دانشیار گروه اقتصاد انرژی، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران
دکتری حقوق نفت و گاز دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه
شهید بهشتی

دکتر الهه قربانی 

چکیده

در قراردادهای نفتی شامل عملیات اکتشاف، یکی از مفاهیم کلیدی و پرچالش، تعیین «تجاری بودن میدان» است که نقش تعیین‌کننده‌ای در تصمیم‌گیری برای ورود به مراحل توسعه و تولید ایفا می‌کند. پژوهش حاضر با هدف تحلیل حقوقی و اقتصادی تجاری بودن میدان و ارائه چارچوبی دقیق‌تر برای تنظیم قراردادهای نفتی انجام شده است. روش تحقیق به صورت توصیفی-تحلیلی با رویکرد تطبیقی بوده و با استفاده از منابع اسنادی و بررسی تطبیقی قراردادهای کشورهای مختلف انجام گرفته است. در این تحقیق، نخست ابعاد فنی، حقوقی و اقتصادی تجاری بودن میدان تبیین و سپس با بازنگری در مدل رایج محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه، دو پارامتر مغفول شامل «ارزش ذاتی منابع زیرزمینی برداشت‌نشده» و «آثار زیست‌محیطی پروژه» به عنوان هزینه‌های پنهان در مدل اقتصادی پیشنهادی لحاظ گردیده است. همچنین، ضرورت تعیین معیارهای مشخص برای ارزیابی تجاری بودن، شفاف‌سازی مرجع تشخیص تجاری بودن میدان و پیشنهاد بندهای قراردادی نوآورانه، همچون «امکان مذاکره مجدد در پایان دوره ارزیابی»، مورد بررسی قرار گرفته است. یافته‌های پژوهش حاکی از آن است که تعیین دقیق و کمی معیارهای تجاری بودن می‌تواند از بروز اختلافات قراردادی جلوگیری کرده و منافع کشور میزبان را در برابر ریسک‌های سرمایه‌گذاری محافظت نماید.

مقاله حاضر برگرفته از رساله دکتری رشته مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی است.

* نویسنده مسئول: Abolfazl_samavati@atu.ac.ir

۴ | نام مجله | سال ؟ - | شماره ؟ - | فصل سال (دولت پژوهی - | سال اول - | شماره ۴ - | زمستان ۱۴۰۴)

کلیدواژه‌ها: قراردادهای نفتی، تجاری بودن میدان، اکتشاف، ارزش خالص فعلی، ارزیابی اقتصادی

طبقه بندی JEL: K12، L71، Q35، Q40

۱- مقدمه

عملیات بالادستی نفت به فعالیت‌هایی اطلاق می‌شود که منجر به تولید نفت و گاز از منابع تحت‌الارضی می‌شود. این فعالیت‌ها شامل عملیات اکتشاف^۱، توسعه^۲ میادین از طریق حفر چاه و نصب تجهیزات سطح‌الارضی، تولید^۳ (بهره‌برداری) و اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت می‌باشد (جان و همکاران^۴، ۲۰۰۸). عملیات اکتشاف به عنوان اصلی‌ترین بخش عملیات بالادستی نفت است که می‌تواند میزان ذخایر قابل برداشت کشورها، میزان درآمد آتی آن‌ها و مسیر توسعه کشورهای دارای این منابع ارزشمند را ترسیم نماید. در میان فعالیت‌های بخش بالادستی، عملیات اکتشاف دارای بالاترین سطح ریسک است؛ لذا تصمیم‌گیری جهت مشارکت در این بخش و نحوه ادامه فعالیت در بخش‌های توسعه و تولید، برای کشورهای میزبان، پیمانکاران و سرمایه‌گذاران دارای اهمیت بسزایی است (عمر و پیرا^۵، ۲۰۲۱).

کشورهای میزبان با توجه به شرایط فنی، اقتصادی، سیاسی و در چارچوب قوانین و مقررات آن کشور، برای اکتشاف، توسعه و تولید از میادین نفتی خود، نسبت به انعقاد قرارداد با شرکت‌های نفتی بین‌المللی اقدام می‌نمایند. قراردادهای یادشده می‌توانند منحصر به عملیات اکتشاف بوده و یا عملیات یکپارچه اکتشاف، توسعه و تولید را شامل شوند. یکی از اصلی‌ترین ویژگی‌های قراردادهایی که عملیات اکتشاف در آن لحاظ شده است، ریسک عدم اکتشاف تجاری است. در صورتی که عملیات اکتشاف مطابق قرارداد به کشف میدان تجاری^۶ منتهی نشود، سرمایه‌گذاری و هزینه‌های پیمانکار قابل‌بازیافت نخواهند بود و قرارداد خاتمه می‌یابد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳)؛ لذا شاید بتوان گفت

¹ Exploration

² Development

³ Production

⁴ Jahn et al.

⁵ Femi Omere & Eduardo G. Pereira

⁶ Commercial Field

تجاری بودن یک میدان نفتی و اثبات آن، یکی از پرریسک‌ترین و چالش برانگیزترین مراحل یک قرارداد نفتی است (بیندمن^۱، ۱۹۹۹).

با توجه به اهمیت موضوع تجاری بودن و شرایط و آثار آن برای کشور میزبان^۲ و شرکت نفت بین‌المللی^۳، نگارش نحوه محاسبه معیارهای تجاری بودن و پیش‌بینی شرایط مختلف در قراردادهای بین‌المللی نفتی، از اهمیت بسزایی برخوردار است. لذا انجام پژوهشی در راستای بررسی ابعاد مختلف حقوقی و اقتصادی موضوع تجاری بودن با هدف دستیابی به مفاد قراردادی جامع و کامل جهت درج در قراردادهای کشور ضروری است.

در ادامه این پژوهش، در بخش دوم مبانی نظری موضوع مطرح شده و متعاقب آن در بخش سوم به پیشینه مربوط به پژوهش پرداخته می‌شود. در بخش چهارم، روش توصیفی-تحلیلی با رویکرد تطبیقی که به عنوان روش تحقیق این مطالعه استفاده شده است بیان می‌شود. بخش پنجم مقاله به ارائه یافته‌ها اختصاص دارد و در آن به بررسی عدم قطعیت داده‌ها در تعیین تجاری بودن میدان، اثر ارزش ذاتی منابع هیدروکربنی و خسارات ناشی از آلودگی‌های زیست‌محیطی در محاسبات شاخص تجاری بودن پرداخته شده است. در ادامه معیارها و الزامات تجاری بودن به تفصیل موردبررسی قرار گرفته و در نهایت امکان مذاکره مجدد به عنوان روشی برای ایجاد امکان توافق طرفین در خصوص تجاری بودن میدان تبیین شده است.

۲- مبانی نظری

ارزیابی "شرط تجاری بودن" میدان مطابق با مفاد قرارداد مورد بررسی قرار می‌گیرد. ممکن است میلیون‌ها دلار برای اکتشاف یک میدان سرمایه‌گذاری شود بدون اینکه میدانی نفتی و گازی کشف شود که استحصال نفت و گاز از آن میدان دارای توجیه اقتصادی باشد (شیروی، ۱۳۹۱).

¹ Bindemann

² Host Country

³ International Oil Company or Contractor

نام خانوادگی نویسنده اول و دوم (بیش از دو نویسنده نام خانوادگی نویسنده اول و همکاران | ۷

شکل ۱: عملیات بالادستی نفت و گاز



تعریف تجاری بودن میدان و معیارهای تجاری بودن^۱ در کشورهای مختلف به طرق گوناگون مطرح شده است. تعدادی از کشورها، در قوانین بالادستی خود از جمله قانون نفت به ابعاد این موضوع پرداخته‌اند و دسته‌ای از کشورها، تعیین چارچوب دقیق این موضوع را به مفاد هر قرارداد و توافق طرفین ارجاع داده‌اند (شیروی، ۱۳۹۱).

برای شرکت نفتی (پیمانکار)، هزینه‌های اکتشاف اغلب به معنای هزینه‌های غرق شده^۲ بزرگی است که تنها در صورت تجاری بودن میدان و پس از تولید از طریق "نفت هزینه" قابل جبران است (شیروی و ابراهیمی، ۳، ۲۰۰۶).

یک میدان نفتی در صورتی تجاری تلقی می‌شود که مقدار نفت خامی که پیش‌بینی می‌شود از این میدان تولید شود، به میزانی باشد که در مجموع هزینه‌ها و مخارج مراحل مختلف پروژه (اعم از اکتشاف، ارزیابی، توسعه و تولید نیز اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، عملیاتی، هزینه‌های بانکی و حق‌الزحمه پیمانکار) از درآمد ناشی از فروش تولیدات میدان مزبور به قیمت قابل پیش‌بینی، قابل استهلاک باشد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

¹ Commerciality Criteria

² Sunk Cost

³ Shiravi and Ebrahimi

براساس راهبردهای سیستم مدیریت منابع نفتی^۱، پروژه‌ی توسعه یک انباشت نفتی کشف شده، زمانی تجاری در نظر گرفته می‌شود و مقادیر کشف شده در دسته ذخایر^۲ قرار می‌گیرد که محاسبات انجام شده منتج به ارزش فعلی خالص^۳ مثبت شود. به منظور محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV)، می‌بایست جریان نقدینگی پروژه برای سال‌های مختلف محاسبه شده و داده‌های بدست آمده در رابطه زیر قرار گیرد:

$$\text{جریان نقدینگی سال } t \text{ ام} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{ارزش فعلی خالص (NPV)}}{(1 + \text{نرخ تنزیل})^t}$$

برای محاسبه جریان‌ات نقدینگی پروژه، درآمدها را تخمین زده و با کسر کلیه هزینه‌های پیش‌بینی شده برای سال موردنظر، جریان‌ات نقدینگی خالص هر سال را محاسبه می‌کنند. هرچند که ممکن است در کشورهای مختلف، عبارت‌هایی به مدل مورد نظر اضافه و یا حذف شود، اما قالب پایه و ساده شده مدل که در هر کشوری قابل استفاده است، به شرح زیر است (راهنمای استفاده از سیستم مدیریت منابع نفتی^۴، ۲۰۰۸):

$$\begin{aligned} t \text{ (هزینه‌های سرمایه‌ای)} - t \text{ (قیمت نفت} \times \text{تولید تجمعی)} = t \text{ (جریان نقدینگی)} \\ t \text{ (هزینه‌های بهره‌برداری)} - t \text{ (هزینه‌های غیرسرمایه‌ای)} \\ t \text{ (هزینه پول)} - t \text{ (دستمزد)} \end{aligned}$$

با توجه به عوامل مؤثر در رابطه بالا می‌توان دریافت که جریان نقدینگی و متعاقب آن ارزش فعلی خالص (NPV) تابع موارد زیر است:

- پیش بینی میزان نفت قابل استحصال (بصورت روزانه و منحنی تولید بلندمدت)
- تخمین قیمت نفت در طول مدت قرارداد
- تخمین هزینه‌های عملیات توسعه و تولید

¹ Petroleum Resources Management System (PRMS)

² Reservoirs

³ Net Present Value (NPV)

⁴ Guidelines for Application of the PRMS

یکی از مهمترین پارامترهای مؤثر در نظام تصمیم‌گیری در خصوص تجاری‌بودن، هزینه‌های اجرای پروژه است. هزینه‌های هر پروژه به دو دسته هزینه‌های آشکار^۱ و هزینه‌های پنهان^۲ تقسیم می‌شوند. هزینه‌های آشکار به هزینه‌هایی گفته می‌شود که بصورت مستقیم برای ساخت تجهیزات و کالاها و ارائه خدمات لازم جهت اجرای پروژه پرداخت می‌شود و در دفاتر حسابداری ثبت می‌شود؛ اما هزینه‌های پنهان، همان هزینه‌های فرصت^۳ هستند که در دفاتر حسابداری ثبت نمی‌شوند. (ایکانامیکس آن‌لاین^۴، ۲۰۲۴). به عنوان مثال ارزش ذاتی یک منبع زیرزمینی مانند نفت و گاز در یک پروژه توسعه یک هزینه پنهان است که ارزش آن را می‌توان از طریق روش‌های مختلفی محاسبه نمود.

شرایط تجاری بودن^۵ با در نظر گرفتن فروضی برای شرایط مالی (هزینه‌ها، قیمت‌ها، رژیم مالی^۶، مالیات) و دیگر عوامل مانند شرایط بازار^۷، عوامل قانونی و حقوقی، محیط زیستی^۸، عوامل اجتماعی و حاکمیتی شکل می‌گیرد (راهنمای استفاده از سیستم مدیریت منابع نفتی، ۲۰۰۸).

بررسی قراردادهای در دسترس نشان می‌دهد، تاکنون خسارات ناشی از آلودگی‌های زیست محیطی ناشی از اجرای قراردادهای نفتی به عنوان یکی از عوامل مؤثر در تعیین تجاری بودن در نظر گرفته نشده است. آلودگی‌های زیست محیطی یکی از تبعات اجتناب ناپذیر اجرای عملیات نفتی است. از دیدگاه علم اقتصاد، حذف کامل آلودگی نه ممکن است و نه مطلوب (احمد حسین، ۲۰۰۴) و سطح بهینه‌ای برای آلودگی وجود دارد که برابر صفر نیست (سوری و ابراهیمی، ۱۳۷۸). علاوه بر این، حذف کامل آلودگی هزینه

^۱ Explicit Costs

^۲ Implicit Costs

^۳ Opportunity Costs

^۴ Economicsonline

^۵ Commercial conditions

^۶ Fiscal terms

^۷ شرایط بازار مانند قیمت جهانی نفت، قیمت خدمات و کالاهای مورد نیاز عملیات نفتی.

^۸ عوامل محیط زیستی مانند استانداردهای محیط زیستی مورد نظر و جرائم محیط زیستی حاکم بر قرارداد.

بسیار بالایی دارد که احتمالاً از منافع آن بیشتر است. در این راستا، مالیات‌های محیط‌زیستی یکی از روش‌ها یا ابزارهای رسیدن به سطح بهینه انتشار آلودگی هستند^۱ (پیگو، ۱۹۲۰).

۳- پیشینه پژوهش

پیری و افشاری (۱۴۰۲) در مطالعه خود به این نتیجه رسیدند که بسیاری از قوانین و مقررات نفتی صرفاً مقرر می‌دارند که کشور میزبان و سرمایه‌گذاران باید بر سر تجاری بودن میدان به توافق برسند؛ در حالیکه این مقدار کلی گویی با قراردادهای پیچیده صنعت نفت متناسب نیست و چه بسا در همین مورد طرفین دچار اختلاف شده و نیازمند ملاک‌هایی برای رفع آن باشند.

شیروی (۱۳۹۵) در کتاب خود به نسبی بودن مفهوم تجاری بودن در میداین مختلف اشاره می‌کند که می‌بایست مورد توجه قانون‌نویسان و مذاکره‌کنندگان قراردادی قرار گیرد. از نظر او، معیارهای تجاری‌سازی میدان نفتی مشترک با میدان مستقل یا میدان واقع در ساحل با میدان فراساحلی متفاوت است. وجه مشترک در تمامی این میداین، شرط سودآوری توسعه و تولید میدان برای دولت میزبان است.

ویرندرا و همکاران^۲ (۲۰۱۶)، با استفاده از معیار ارزش فعلی خالص (NPV) و صفر قرار دادن آن، "حداقل اندازه اقتصادی میدان"^۳ را به عنوان یکی از مفاهیم کاربردی حوزه ارزیابی تجاری بودن میداین مطرح نمودند. این مفهوم به معنای کمترین حجم ذخایر قابل برداشت یک پروژه نفتی یا گازی جهت تجاری و قابل توسعه بودن است. حداقل اندازه اقتصادی میدان (MEFS)، حجم ذخایری است که براساس آن ارزش فعلی خالص (NPV) میدان صفر می‌شود.

^۱ اولین بار مالیات محیط زیستی توسط آرتور پیگو اقتصاددان انگلیسی، در کتاب اقتصاد رفاه در سال ۱۹۲۰ میلادی مطرح گردید.

^۲ Virendra et al.

^۳ Minimum Economic Field Size (MEFS)

مطالعه بویکت و همکاران^۱ (۲۰۱۲) نشان می‌دهد، در حالی که برخی از کشورهای تولیدکننده عمده نفت (مانند چین، اندونزی، برزیل و غیره) در تعیین تجاری بودن یک یافته نفتی، تأیید شرکت ملی نفت^۲ (NOC) را الزامی می‌دانند، برخی دیگر (مانند آذربایجان، هند، تانزانیا و غیره) این موضوع را کاملاً به صلاح‌دید شرکت‌های نفتی واگذار می‌کنند. به عنوان مثال در بند (۱-۶) قرارداد امتیازی الگوی کشور مکزیک سال ۲۰۱۶ آمده است:

"اعلامیه کشف تجاری باید حاوی تعیین حدود منطقه توسعه باشد که نیازمند اخذ تأییدیه کمیسیون ملی هیدروکربنی است."^۳

در حالیکه در بند (۴)(C) ماده (۳) قرارداد مشارکت در تولید الگوی کشور اردن آمده است:

"کشفی که پیمانکار آن را شایسته توسعه تجاری تشخیص دهد، "کشف تجاری" تلقی می‌شود."^۴

بیندمن (۱۹۹۹) در مطالعه خود بیان می‌کند که یک پروژه موفق نباید تنها براساس درآمدها و هزینه‌های همان پروژه سودآور باشد بلکه سودآوری آن باید در حدی باشد که بتواند آسیب‌ها و ضررهای اجرای آن پروژه در سایر بخش‌ها را نیز جبران نماید.

پیگو (۱۹۲۰) در کتاب خود قویاً اعتقاد داشت که هر آلوده‌کننده می‌بایست بر اساس مقدار خسارتی که در اثر انتشار آلودگی به محیط زیست وارد می‌کند، مالیات جبرانی

¹ Boykett et al.

² National Oil Company

³ "The declaration of a Commercial Discovery shall include a delimitation of the Development Area, which shall require the approval of the CNH."

⁴ "A Discovery which the CONTRACTOR determines to be worthy of commercial development shall be deemed to be a "Commercial Discovery"."

بپردازد. این مالیات که در حقیقت به مثابه نوعی جریمه است، تحت عنوان مالیات پیگویی وارد ادبیات اقتصادی شد.

شاتون و همکاران^۱ (۲۰۱۸) در مقاله خود با بررسی پروژه پلارلند^۲ در نروژ، نشان می‌دهند که چگونه هزینه‌های ناشی از انتشار دی اکسید کربن و ناکس^۳ به عنوان جریان نقدینگی منفی بر ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها تأثیر می‌گذارند. در این مقاله، هزینه انتشار گازهای ذکر شده با بهره‌گیری از قیمت‌های رسمی اعلام شده توسط دولت نروژ محاسبه شده و ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه با در نظر گرفتن این هزینه‌ها محاسبه می‌شود.

پیرس و همکاران^۴ (۲۰۰۶) در مطالعه‌ای بیان می‌کنند که اقتصاد زیست‌محیطی با بهره‌گیری از ابزارهای سیاستی مانند مالیات زیست‌محیطی، بازار کربن، مسئولیت تولیدکننده توسعه یافته^۵ و نظام بازسازی محیط زیست، تلاش دارد آثار مخرب را در محاسبات اقتصادی وارد کند.

۴- روش تحقیق

روش تحقیق در این مطالعه، توصیفی-تحلیلی با رویکرد تطبیقی است. این پژوهش از نظر هدف، در زمره تحقیقات کاربردی-توسعه‌ای قرار می‌گیرد؛ چرا که تلاش دارد با تحلیل مفهومی و تطبیقی یکی از مهم‌ترین مفاهیم قراردادی در صنعت نفت و گاز یعنی "تجاری بودن میدان"، مبنایی برای بازاندیشی در محاسبات اقتصادی و تنظیم دقیق‌تر مفاد قراردادی فراهم آورد.

جمع‌آوری داده‌ها به روش کتابخانه‌ای و اسنادی صورت گرفته است. بدین منظور، از منابع مختلفی همچون کتب تخصصی، مقالات علمی پژوهشی داخلی و بین‌المللی، گزارش‌ها و اسناد رسمی منتشر شده از سوی نهادهای بین‌المللی و نیز متون و نسخه‌های

¹ Shaton et al.

² Polarland

³ NO_x

⁴ Pearce et al.

⁵ Extended Producer Responsibility (EPR)

قراردادهای بالادستی نفت و گاز در کشورهای مختلف از جمله ایران، مصر، اردن، عراق، قطر، مکزیک، برزیل، آذربایجان، غنا و سایر کشورها بهره‌برداری شده است.

از منظر روش‌شناسی تحلیلی، ابتدا مفهوم «تجاری بودن میدان» به‌عنوان یک معیار اقتصادی - قراردادی، از منظر حقوقی و اقتصادی تبیین شده و سپس با استفاده از اسناد و رویه‌های قراردادی و قوانین بالادستی در کشورهای مختلف، تحلیل تطبیقی در زمینه معیارها، مراجع تشخیص، رویه‌های اختلاف و آثار ناشی از اعلام یا عدم اعلام تجاری بودن، انجام گرفته است.

در بخش اقتصادی تحقیق، به بازنگری در فرمول رایج محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه پرداخته شده است. در این راستا، دو پارامتر مغفول در مدل‌های سنتی اقتصادی شناسایی و به ساختار تحلیلی پیشنهادی افزوده شده است: نخست، لحاظ نمودن آثار زیست‌محیطی پروژه و محاسبه معادل پولی آن‌ها؛ و دوم، در نظر گرفتن ارزش ذاتی منابع زیرزمینی برداشت‌نشده.

۵- یافته‌ها

۵-۱- عدم قطعیت‌ها^۱

یکی از مهمترین عوامل مؤثر در محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV) جهت تصمیم‌گیری در خصوص تجاری‌بودن میدان، مقادیر قابل‌بازيافت بالقوه نفت و گاز است که می‌تواند بخش درآمدها را به شدت متأثر سازد. طرفین قرارداد براساس مقادیر قابل‌بازيافت بالقوه که از عملیات اکتشاف و ارزیابی بدست آمده است، در مورد تجاری بودن میدان تصمیم می‌گیرند.

از آن‌جا که حجم قابل‌بازيافت بالقوه براساس فروض در نظر گرفته شده در مورد عملکرد آتی مخزن است؛ لذا همیشه مقداری عدم قطعیت در مقدار هیدروکربن درجا^۲ ی

¹ Uncertainties

² Hydrocarbon in-place

تخمینی و ضریب بازیافت وجود دارد. حجم ذخایر هیدروکربنی تخمین زده شده وابسته به عدم قطعیتی است که مفروض بوده است. در سیستم مدیریت منابع نفتی (PRMS)، احتمال برداشت ذخایر اثبات شده^۱ بیش از ۹۰ درصد است که بالاترین درجه اطمینان را داشته و با (1P) یا "تخمین کم"^۲ شناخته می‌شود. احتمال برداشت ذخایر محتمل^۳ بیش از ۵۰ درصد است و با (2P) یا "بهترین تخمین"^۴ نشان داده می‌شود و در نهایت احتمال برداشت ذخایر ممکن^۵ بیش از ۱۰ درصد است و با (3P) یا "تخمین زیاد"^۶ نشان داده می‌شود (راهنمای استفاده از سیستم مدیریت منابع نفتی، ۲۰۰۸).

با توجه به آنکه حجم ذخایر اعلام شده توسط پیمانکار می‌تواند در تصمیم‌گیری تجاری بودن یا نبودن میدان بسیار مؤثر باشد؛ لذا تعیین عدم قطعیت موردنظر طرفین در خصوص ذخایر اعلامی در هنگام تنظیم قرارداد اکتشاف به عنوان یک پارامتر بسیار بااهمیت برای نخستین بار معرفی می‌گردد. فارغ از آنکه کدام نوع تخمین (تخمین کم، بهترین تخمین و تخمین زیاد) جهت درج در بند قراردادی تجاری بودن مناسب است، مشخص کردن نوع تخمین جهت لحاظ عدم قطعیت‌ها به منظور جلوگیری از اختلافات آتی ضروری است؛ اما واقع‌گرایانه‌ترین ارزیابی از مقادیر قابل بازیافت، بهترین تخمین است که ارائه دهنده مجموع مقادیر اثبات‌شده و محتمل (2P) است (راهنمای استفاده از سیستم مدیریت منابع نفتی، ۲۰۰۸)؛ لذا پیشنهاد نگارندگان، درج بند زیر در قرارداد ذیل ماده تجاری بودن است:

"حجم ذخایر هیدروکربنی در نظر گرفته شده در محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV) به منظور ارزیابی تجاری بودن میدان می‌بایست براساس حجم ذخایر قابل برداشت با احتمال وقوع بیش از ۵۰ درصد (2P یا بهترین تخمین) باشد."

¹ Proven Reserves

² Low Estimate

³ Probable Reserves

⁴ Best Estimate

⁵ Possible Reserves

⁶ High Estimate

۲-۵- ارزش ذاتی منابع هیدروکربنی

بررسی روش‌های رایج صنعت نفت و گاز و قراردادهای بالادستی موجود نشان می‌دهد که در محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV) یک میدان که در نهایت منجر به تصمیم‌گیری در خصوص تجاری بودن یا نبودن آن می‌شود، بخش درآمدها، عایدی حاصل از فروش محصولات و بخش هزینه‌ها، هزینه‌های آشکار^۱ ناشی از عملیات اکتشاف، توسعه و تولید در طول قرارداد را شامل می‌شود.

از جمله هزینه‌های آشکار می‌توان به هزینه‌های سرمایه‌ای^۲، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای^۳، هزینه‌های بهره برداری^۴ و ... اشاره نمود؛ اما ماهیت پروژه‌هایی که سرمایه‌گذاری روی منابع کشور میزبان انجام می‌شود با دیگر پروژه‌های سرمایه‌گذاری متفاوت است. در محاسبه ارزش فعلی خالص (NPV) جهت تشخیص تجاری بودن یک پروژه، درآمدها و هزینه‌های آن مقایسه می‌شود و در صورتیکه درآمدهای حاصل از پروژه کفاف هزینه‌های آن را بدهد ($NPV \geq 0$)، پروژه را سودآور در نظر گرفته و سرمایه‌گذار تصمیم به اجرای آن می‌گیرد؛ اما در پروژه‌هایی که اجرای پروژه همراه با تخلیه منابع زیرزمینی کشور میزبان است، شرط NPV مثبت با لحاظ هزینه‌های آشکار اجرای پروژه، شرط کافی برای تجاری بودن میدان نمی‌باشد؛ زیرا با شروع عملیات تولید، کشور میزبان بخشی از دارایی خود یعنی منابع زیرزمینی خود را نیز از دست خواهد داد. لذا ارزش ذاتی منابع زیرزمینی کشور میزبان نیز می‌بایست به عنوان بخشی از هزینه‌های پنهان^۵ پروژه در بخش جریان نقدینگی منفی^۶ محاسبه شود. ارزش ذاتی منابع زیرزمینی را می‌توان از روش‌های مختلفی از جمله

¹ Explicit Costs

² CAPEX

³ Non-CAPEX

⁴ OPEX

⁵ Implicit Costs

⁶ Cash Out

روش اجاره منابع^۱، مدل‌سازی دینامیک استخراج بهینه براساس قانون هتلینگ^۲، محاسبه ارزش جایگزینی و ... محاسبه نمود.

به منظور در نظر گرفتن منافع کشور میزبان، ذکر بند زیر ذیل ماده تجاری بودن قرارداد برای نخستین بار توسط نگارندگان این پژوهش پیشنهاد می‌گردد:

" در محاسبات ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه، لحاظ نمودن ارزش ذاتی منابع زیرزمینی برداشت شده در حین عملیات تولید (با استفاده از روش محاسبه مورد توافق طرفین) به عنوان بخشی از هزینه‌های پنهان (جریان نقدینگی منفی) ضروری است."

۳-۵- خسارات ناشی از آلودگی‌های زیست محیطی

اجرای هر پروژه نفت و گاز حتی با رعایت بالاترین استانداردهای فنی و زیست محیطی، دارای آثار مخرب فراوانی بر محیط زیست کشور میزبان است. هریک از عملیات اکتشاف، توسعه و علی‌الخصوص عملیات تولید می‌تواند آثار مخرب و گاه جبران ناپذیر زیست محیطی را به کشور میزبان تحمیل نماید. این آثار بخشی از هزینه‌های پنهان پروژه محسوب می‌شود که بطور معمول در تحلیل‌های اقتصادی سنتی نادیده گرفته می‌شوند. از جمله مهمترین این آلودگی‌ها می‌توان به موارد زیر اشاره نمود (چرنایک و همکاران^۳، ۲۰۲۴):

- آلودگی هوا: انتشار گازهای گلخانه‌ای مانند دی اکسید کربن^۴ و متان
- آلودگی آب و خاک: نشت نفت خام یا پساب‌های صنعتی
- نابودی زیست‌گاه‌ها و تنوع زیستی: تخریب منابع طبیعی در حین عملیات ساخت و بهره‌برداری

¹ Resource Rent

² Hotelling Rule

³ Chernaik et al.

⁴ CO₂

به استناد بند «الف» ماده (۱۹۲) قانون برنامه پنجم توسعه مصوب سال ۱۳۸۹، پیش از اجرای هر پروژه بزرگ تولیدی در کشور از جمله سکوها نفتی، پالایشگاه‌ها و خطوط لوله نفت و گاز، ارزیابی اثرات زیست محیطی^۱ پروژه موردنظر می‌بایست انجام شود. با انجام مطالعات مذکور، آثار مهم و ماندگار پروژه موردنظر بر محیط‌زیست مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

با توجه به آنکه آثار زیست محیطی اجرای یک پروژه، یک هزینه پنهان می‌باشد؛ لذا می‌بایست معادل پولی^۲ آن به عنوان جریان نقدینگی منفی در محاسبات ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه به منظور تعیین تجاری بودن میدان آورده شود. معادل پولی آلودگی‌های زیست محیطی با استفاده از روش‌های مختلف از جمله روش هزینه بازسازی^۳، هزینه اجتناب^۴، روش تمایل به پرداخت^۵، قیمت گذاری بازار جایگزین^۶ و هزینه فرصت^۷ محاسبه شده و بطور معمول توسط سازمان‌های محیط‌زیست کشورهای مختلف منتشر می‌شود (کریگ و همکاران^۸، ۲۰۱۳).

در همین راستا براساس جزء (۱) بند (ث) ماده (۲۲) قانون برنامه پنج ساله هفتم پیشرفت جمهوری اسلامی ایران، مقرر گردید سازمان حفاظت محیط زیست حداکثر تا پایان سال دوم برنامه با همکاری سازمان و سایر دستگاه‌های اجرایی مرتبط، نسبت به ارزش گذاری اقتصادی منابع زیست محیطی، تعیین هزینه خسارات زیست محیطی و نحوه تخصیص آن برای طرح‌های زیست محیطی بر اساس آیین‌نامه‌ای که به تصویب هیأت وزیران می‌رسد، اقدام نماید. متعاقباً هیأت وزیران در تاریخ ۱۳ مهرماه ۱۴۰۴، آیین نامه اجرایی موردنظر را تصویب نمود. وفق ماده (۲) آیین نامه تصویب شده، سازمان حفاظت محیط زیست، با

¹ Environmental Impact Assessment (EIA)

² Monetized

³ Restoration Costs

⁴ Avoidance Costs

⁵ Willingness to Pay

⁶ Surrogate Market Pricing

⁷ Opportunity Cost

⁸ Krieg et al.

استفاده از الگو (مدل‌ها) و روش‌های معتبر کمی‌سازی و ارزش‌گذاری مکانی، مورد تأیید چهارچوب سیستم حسابداری محیط زیستی-اقتصادی سازمان ملل متحد-اتحادیه اروپا، از قبیل الگوی (مدل) اینوست، روش‌های بازاری، هزینه جایگزین، هزینه اجتناب شده، هزینه سفر و انتقال منفعت، ارزش‌های اقتصادی منابع محیط زیستی را برحسب واحد پول ملی بصورت سالانه محاسبه و در تارنمای رسمی سازمان درج می‌نماید.

با استفاده از جداول ارزش‌گذاری هر آلاینده‌گی، می‌توان معادل پولی آلودگی‌های زیست‌محیطی پیش‌بینی شده در گزارش ارزیابی زیست محیطی پروژه موردنظر را محاسبه کرده و در محاسبات ارزش فعلی خالص (NPV) لحاظ نمود.

در راستای لحاظ نمودن هزینه‌های پنهان اجرای پروژه، ذکر بند زیر ذیل ماده تجاری بودن قرارداد برای نخستین بار توسط نگارندگان این پژوهش پیشنهاد می‌گردد:

"در محاسبات ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه، لحاظ نمودن معادل پولی آثار زیست محیطی عملیات نفتی (با استفاده از روش محاسبه مورد توافق طرفین) به عنوان بخشی از هزینه‌های پنهان (جریان نقدینگی منفی) ضروری است."

۴-۵- معیار تعیین تجاری بودن

معیار تجاری بودن یک میدان در قراردادهای مختلف به سه صورت مطرح می‌شود:

۱- تعریف کشف تجاری در بسیاری از قراردادهای بین‌المللی نفت به صورت کلی بیان شده است؛ در این حالت، معیار مشخص و شفاف برای احراز شرایط تجاری بودن آورده نمی‌شود. (بلین^۱، ۱۹۸۶)

به عنوان مثال در قرارداد مشارکت در تولید کشور قطر، "کشف تجاری" به رخدادی گفته می‌شود که در آن چاه یا چاه‌هایی در محدوده قرارداد، مطابق با رویه‌های موردپذیرش صنعت نفت تکمیل و آزمایش شده و با در نظر گرفتن مقدار ذخایر قابل

¹ K.W. Blinn

باز یافت، نرخ تولید، عملکرد مخزن، امکانات مورد نیاز، تکنولوژی موجود، قیمت‌های تخمینی و به طور کلی تمامی عوامل فنی، مالی و اقتصادی مرتبط، قادر به تولید نفت به صورت تجاری با نرخ بازدهی معقول در پروژه باشند (گرین فیلد و رونی، ۱۹۹۹).

تعریف ذکر شده، یک تعریف مبهم است که می‌تواند عدم اطمینان ایجاد کرده و تا حد زیادی یک تعریف کیفی و غیر قابل سنجش است. هریک از لغت‌ها و عبارت‌های استفاده شده در این تعریف قابل تفسیر هستند و می‌تواند محل اختلاف طرفین قرارداد باشد. به عنوان مثال عبارات "رویه‌های مورد پذیرش صنعت نفت"، "قیمت‌های تخمینی"، "نرخ بازده معقول" و ... تعریف مشخصی در قرارداد ندارند و می‌توانند دارای تفسیر و تعریف متفاوت توسط طرفین قرارداد باشند. لذا استفاده از این روش برای بیان موضوع تجاری بودن، دارای ابهام بوده و می‌تواند بستر اختلافات آتی باشد.

۲- در دسته‌ای از قراردادها، یک معیار کمی و مشخص برای تأیید تجاری بودن مطرح می‌شود. به عنوان مثال در قرارداد مشارکت در تولید کشور عمان "کشف تجاری" بصورت زیر تعریف شده است:

"کشف تجاری نفت خام، در چاه یا چاه‌هایی در محدوده قرارداد است که مطابق با رویه‌های مطلوب نفتی، تکمیل و آزمایش شده و قادر به تولید حداقل بیست و پنج هزار (۲۵۰۰۰) بشکه در روز و به مدت سی (۳۰) روز متوالی باشد."^۱

معیارهای کمی مشخص شده در قراردادها به عنوان معیار تجاری بودن (شبیه قرارداد کشور عمان)، خروجی محاسبات تجاری بودن میدان با استفاده از شرط $(NPV \geq 0)$ در زمان انعقاد قرارداد اکتشاف است. حداقل تولید محاسبه شده در بالا براساس

¹ "Commercial Discovery is in the case of crude oil, the initial discovery of crude oil in a well or wells within the contract area which has or have been completed and tested in accordance with good oilfield practice and found capable of producing between them twenty-five thousand (25,000) Barrels per day for a period of thirty (30) consecutive days"

حداقل حداقل اندازه اقتصادی میدان (MEFS) و با در نظر گرفتن مدت قرارداد محاسبه می‌شود. در نظر گرفتن یک ظرفیت تولیدی مشخص برای تحقق شرط تجاری بودن در هنگام عقد قرارداد اکتشاف که عملیات اکتشاف و ارزیابی انجام نشده و علی القاعده اطلاعات طرفین در خصوص مشخصات مخزن، هزینه‌های دوره‌های اکتشاف، توسعه و تولید و دیگر عوامل مؤثر با عدم قطعیت بالایی همراه است، ریسک دو طرف قرارداد را بالا خواهد برد. اما مزیت بیان شرط سطح تولید^۱ مشخص برای تحقق تجاری بودن در قرارداد آن است که قابل تفسیر نبوده و مانع از بروز اختلافات مابین طرفین خواهد شد. با توجه به ریسک بالای پیش بینی مقدار مشخص تولید از میدان قبل از دسترسی به اطلاعات کامل فنی و مالی، در نظر گرفتن شرط امکان مذاکره مجدد در پایان دوره اکتشاف و ارزیابی در قرارداد، می‌تواند ریسک عدم حصول شرط تجاری بودن را با توافق طرفین مرتفع سازد.

۳- در تعدادی از قراردادها، اختیار کامل تشخیص تجاری بودن به شرکت نفتی (پیمانکار) واگذار شده است و در بخش تعریف کشف تجاری هیچگونه معیار یا شرایطی مطرح نشده است و کشف تجاری را صرفاً به اعلام پیمانکار مبنی بر تجاری بودن میدان منوط کرده است. به عنوان مثال در بند (۹) ماده (۱) قرارداد اکتشاف و تولید کشور کلمبیا سال ۲۰۰۵ آمده است:

"میدان تجاری: بخشی از منطقه قرارداد که دارای یک یا چند مخزن کشف شده در محوطه خود است که پیمانکار تصمیم به بهره برداری تجاری از آن گرفته است."^۲

تفاوت این حالت با شرایط ذکر شده در بند (۱) آن است که در سناریو بند (۱)، بار اثبات تجاری بودن بر دوش پیمانکار است و تأیید کارفرما نیز ضروریست ولی در این

^۱ Production Level

^۲ "Commercial Field: The portion of the Contracted Area having one or more discovered reservoirs within its grounds, which the CONTRACTOR has decided to exploit commercially."

حالت تصمیم‌گیری در خصوص تجاری بودن میدان صرفاً منوط به تصمیم پیمانکار است و اخذ تأییدیه از کارفرما نیاز نمی‌باشد.

استفاده از این روش در خصوص موضوع تجاری بودن زمانی می‌تواند کارا و مفید باشد که از نظر کشور میزبان، پیمانکار هیچگونه انگیزه‌ای برای غیرتجاری جلوه دادن یک میدان تجاری و برعکس نداشته باشد. به عنوان مثال ممکن است در انتهای دوره اکتشاف و ارزیابی، پیمانکار بدلیل وجود موقعیت‌های سرمایه‌گذاری با بازده بهتر، میدان تجاری را غیرتجاری وانمود کند و علیرغم از دست دادن هزینه‌های دوره اکتشاف، میدان را غیرتجاری اعلام کرده و اقدام به توسعه میدان ننماید. در این موارد به منظور حفظ منافع کارفرما می‌بایست از درج شرایط احراز تجاری بودن به روش ذکر شده اجتناب نمود و یا در صورت استفاده از این روش، با نوشتن بندهایی مانند عدم استحقاق پیمانکار از عواید حاصل از تولید میدان و ...، مانع از سوء استفاده پیمانکار شد.

از نظر نگارندگان این پژوهش، بهترین سناریو در معیار تعیین تجاری بودن آن است که تجاری بودن میدان توسط پیمانکار بررسی و در صورت مثبت بودن ارزیابی‌ها توسط او، تأییدیه کارفرما نیز در این خصوص اخذ شود. با توجه به شرط توافق طرفین در این سناریو، مشخص نمودن دقیق معیار تجاری بودن، نحوه محاسبه معیار مورد نظر (به عنوان مثال ارزش فعلی خالص (NPV))، عوامل مؤثر بر معیار مذکور (جریان‌ات نقدینگی مثبت و منفی) و مراجع اخذ اطلاعات موردنیاز (از جمله پیش‌بینی قیمت نفت خام) ضروریست و از بروز اختلافات آتی جلوگیری می‌کند.

۵-۵- الزامات تعیین تجاری بودن

یکی از منابع حقوق نفت، قوانین داخلی کشورهایی است که با عملیات نفتی مورد نظر مربوط هستند. طبیعتاً هر دولتی برای تنظیم فعالیت‌های نفتی در کشور خود و تحقق سیاست‌ها و اهداف اقتصادی - اجتماعی مورد نظر، قوانین و مقرراتی را وضع می‌کند. در

این جهت برخی از فعالیت‌ها را ممنوع، برخی را تشویق و برخی دیگر را محدود می‌نماید. در بسیاری از کشورها قانون نفت وجود دارد که فعالیت‌های نفتی را به طور خاص هدف قرار داده است. اما نباید چنین تلقی گردد که تمام قوانین مرتبط با فعالیت‌های نفتی در یک کشور در قانون نفت آن کشور جمع شده است (شیروی، ۱۳۹۵).

سازوکار تعیین تجاری بودن یک میدان در کشورهای مختلف متفاوت است. در دسته‌ای از کشورها مانند ایران، موزامبیک، مراکش، قزاقستان، برزیل، افغانستان و نیجریه، فرآیند تعیین تجاری بودن در قوانین بالادستی آن کشورها مشخص و متعاقباً مفاد مرتبط با تجاری‌بودن در قراردادهای منعقدۀ با لحاظ محدودیت‌های قوانین مذکور نگارش شده است. به عنوان مثال در بند "ث" ماده (۱) شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز ایران مصوب ۱۳۹۵/۵/۱۳ تصریح شده است:

"میدان یا مخزن تجاری: میدان یا مخزنی که با رعایت تولید صیانتی و با لحاظ نمودن قیمت‌های نفت و دیگر محصولات جانبی آن میدان یا مخزن بتواند کلیه هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم، بهره‌برداری و تأمین مالی پیش‌بینی شده جهت اکتشاف، توسعه، بهره‌برداری، همچنین دستمزد و سود طرف دوم و دیگر هزینه‌های جانبی مربوطه در طول دوره قرارداد را پوشش داده و درآمد مورد انتظار برای هر یک از طرف‌های قرارداد را تأمین نماید. اثبات تجاری بودن میدان یا مخزن بر عهده پیمانکار است. مبانی و شاخص‌های متداول و خودکار جهت تعیین تجاری بودن میدان یا مخزن توسط وزارت نفت تعیین شده و در اسناد مناقصه حسب مورد به اطلاع متقاضیان رسیده و در قرارداد مربوط نیز منظور می‌گردد."

در بند فوق، قانون‌گذار محدودیت‌ها و شرایطی را برای میدان یا مخزن تجاری در نظر گرفته است که می‌بایست در تنظیم قراردادهای موردنظر لحاظ شود. به عنوان مثال، بار اثبات تجاری بودن یا نبودن میدان بر عهده پیمانکار قرار داده شده است. همچنین وزارت نفت موظف خواهد بود مبانی و شاخص‌های خودکار برای تعیین تجاری بودن میدان را مشخص نماید؛ لذا مستفاد از این بند، مفاد مربوط به تجاری بودن در قراردادهای بالادستی

نفت و گاز ایران باید به نحوی تنظیم شود که با تکمیل اطلاعات فنی و مالی در انتهای دوره اکتشاف، شاخص‌های پیشتر تعیین شده محاسبه شده و موضوع تجاری بودن بصورت خودکار مشخص شده و مورد توافق طرفین قرار گیرد.

اما در قوانین بالادستی کشورهایی مانند عربستان، مصر، قطر، کانادا و برزیل، اشاره‌ای به موضوع معیارهای تجاری بودن نشده است؛ لذا در این کشورها الزام قانونی و یا محدودیتی برای چگونگی سازوکار تعیین تجاری بودن وجود نداشته و مفاد مرتبط با این موضوع در قراردادها، حاصل مذاکرات کشور میزبان و پیمانکار و لحاظ صرفه و صلاح طرفین خواهد بود.

از نظر پژوهشگران این مطالعه، شرایط ارجح آن است که در قوانین بالادستی کشورها معیارهای دقیق تجاری بودن و نحوه محاسبه آن ذکر شود، اما تصمیم‌گیری در خصوص مقادیر موردپذیرش ارزش فعلی خالص (NPV) به شرکت‌های ملی نفت واگذار شود تا آن‌ها با توجه به شرایط میدان، ریسک‌های فنی، اقتصادی و سیاسی موجود، پیش‌بینی قیمت جهانی نفت خام و ... که برای هر قرارداد می‌تواند متفاوت باشد، در این خصوص تصمیم گیرند.

۵-۶- امکان مذاکره مجدد

طرفین در زمان انعقاد قرارداد و با توجه به داده‌های آن مقطع زمانی که عدم قطعیت بالایی دارند، نسبت به تنظیم قرارداد اقدام می‌کنند. پس از انجام عملیات اکتشاف و کشف یک انباشت نفت یا گاز توسط پیمانکار، دوره ارزیابی آغاز می‌شود. در این دوره بر مبنای اطلاعات به دست آمده از دوره اکتشاف و با انجام مطالعات و آزمایش‌های مربوطه، حجم و میزان بالقوه ذخایر تعیین می‌شود. یکی از تعهدات پیمانکار در این دوره "حفر چاه‌های ارزیابی^۱" در راستای تعیین تجاری یا غیر تجاری بودن میدان است (لارسن و دور^۲، ۱۹۹۶).

^۱ Drilling Appraisal Wells

^۲ Larsen and Dore

عوامل مؤثر در تعیین تجاری بودن یک میدان را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد. دسته اول، عواملی بیرونی است که خارج از کنترل طرفین قرارداد است؛ لذا آثار آن‌ها در تعیین تجاری بودن غیرقابل تغییر است. از جمله این موارد می‌توان به ویژگی‌های فنی مخزن، قیمت نفت و گاز و ... اشاره نمود. اما دسته دوم، عواملی است که در اختیار طرفین قرارداد است و طرفین می‌توانند آن‌ها را با توافق یکدیگر تغییر دهند. مفاد قرارداد، نظام مالی قرارداد، نحوه بازپرداخت هزینه‌ها، میزان مشارکت در عواید و سایر تعهدات کاری و مالی طرفین از جمله این موارد است.

نگارندگان این پژوهش معتقدند با درج بند "مذاکره مجدد در پایان دوره ارزیابی" در قرارداد می‌توان انعطاف‌پذیری قرارداد را بالا برده و امکان تجدیدنظر طرفین جهت تصمیم‌گیری در خصوص انجام عملیات توسعه و تولید را تا پایان دوره ارزیابی و کسب اطلاعات تکمیلی فراهم نمود. در پایان دوره ارزیابی، عوامل خارج از کنترل طرفین مانند اطلاعات مخزن، هزینه‌های دوره اکتشاف، پیش‌بینی قیمت آتی نفت و گاز، تخمین هزینه‌های دوره‌های توسعه و تولید و ... تدقیق می‌شوند. براساس این بند، در صورتی که براساس شرایط قراردادی فعلی، معیارهای تجاری بودن در مرز آستانه‌های پیشتر تعیین شده باشند یا اگر شرایط بازار به طور قابل توجهی تغییر کرده باشد، طرفین می‌توانند مجدداً در خصوص عوامل قابل تغییر مانند مفاد قرارداد و نظام مالی آن مذاکره و در خصوص عوامل مذکور به نحوی توافق نمایند که میدان تجاری شناخته شود. در هر قرارداد متناسب با نوع قرارداد، شرایط پروژه و ...، حقوق و تعهداتی برای طرفین در نظر گرفته می‌شود. هر یک از این حقوق و تعهدات، آثار مالی برای طرفین قرارداد دارد. طرفین پس از ارزیابی شرایط، این اختیار را دارند تا با تغییر در مفاد قرارداد، ماهیت یک میدان غیرتجاری را به میدان تجاری تغییر دهند.

بدیهی است تقاضای اصلاح شرایط قراردادی بدلیل غیرتجاری بودن، صرفاً یکبار برای پیمانکار امکان‌پذیر بوده و هدف از اعمال آن، فراهم سازی امکان تطبیق شرایط قراردادی

با واقعیت‌های فنی و اقتصادی میدان بدون ایجاد امکان سوء استفاده از حق اعلام غیرتجاری بودن از طریق کاهش عمدی برآورد عواید و یا افزایش غیرواقعی هزینه‌ها است. پرواضح است که در صورت عدم پذیرش پیشنهاد اصلاحی پیمانکار از سوی کارفرما، میدان غیرتجاری تلقی شده و امکان بازپرداخت هزینه‌های دوره اکتشاف پیمانکار وجود نخواهد داشت؛ لذا پیمانکار در این حالت ریسک غیرتجاری وانمود کردن میدان با انگیزه بهبود شرایط قراردادی را نخواهد داشت.

در صورت درخواست پیمانکار مبنی بر اصلاح شرایط قراردادی، با کاهش دوره بازپرداخت سرمایه‌گذاری^۱، افزایش سقف فصلی بازایافت هزینه‌ها، افزایش هزینه تأمین مالی^۲ و ...، شاخص ارزیابی تجاری بودن مانند ارزش فعلی خالص (NPV) تعدیل و میدان غیرتجاری تبدیل به یک میدان تجاری برای پیمانکار می‌شود.

در راستای حفظ انعطاف پذیری در نظام تصمیم‌گیری در خصوص تجاری بودن تا پایان دوره ارزیابی میدان، نویسندگان این پژوهش، آوردن بند "مذاکره مجدد در پایان دوره ارزیابی" ذیل ماده تجاری بودن قرارداد را پیشنهاد می‌نمایند:

"پس از تکمیل برنامه ارزیابی و در صورت غیرتجاری بودن میدان، پیمانکار می‌تواند تنها یکبار با ارائه مستندات، پیشنهاد خود مبنی بر تغییر جزئی در مقررات مالی و سایر مفاد قرارداد جهت تجاری نمودن میدان موردنظر را به کارفرما ارائه نماید. در صورت پذیرش تغییرات توسط کارفرما، میدان موردنظر تجاری شناخته شده و عملیات توسعه آغاز می‌شود. در صورت عدم پذیرش تغییرات مورد اشاره توسط کارفرما، میدان غیرتجاری بوده، پیمانکار استحقاق بازایافت هزینه‌های دوره اکتشاف را نداشته و قرارداد خاتمه یافته تلقی می‌شود."

۶- بحث و نتیجه‌گیری

^۱ Amortization Period

^۲ Cost of Money

هدف اصلی این پژوهش، تحلیل مفهوم "تجاری بودن میدان" در قراردادهای نفتی، بازنگری در روش‌های سنتی ارزیابی اقتصادی و ارائه چارچوبی دقیق‌تر برای نگارش مفاد قراردادی با لحاظ منافع کشور میزبان بود. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که لحاظ نکردن دو عامل کلیدی یعنی ارزش ذاتی منابع زیرزمینی برداشت‌نشده و آثار زیست‌محیطی پروژه‌ها، موجب برآورد ناقص از هزینه‌های واقعی پروژه و در نهایت تصمیم‌گیری نادقیق در خصوص تجاری بودن می‌شود.

افزودن دو پارامتر ارزش ذاتی منابع زیرزمینی و هزینه‌های پنهان زیست‌محیطی، مدل تحلیلی دقیق‌تری ارائه می‌دهد که می‌تواند به عنوان ابزاری در تصمیم‌گیری‌های استراتژیک کشور میزبان در خصوص پذیرش یا رد توسعه و تولید میادین نفت و گاز مورد استفاده قرار گیرد.

یافته‌ها نشان می‌دهد که عدم شفافیت در تعریف تجاری بودن و نبود سازوکار مشخص در قراردادهای، عامل اصلی بروز اختلافات بین کارفرما و پیمانکار است. یکی از ویژگی‌های یک قرارداد جامع و کامل، پاسخگو بودن آن در سناریوهای محتمل آتی است. به همین دلیل می‌بایست در متون قرارداد در موضوعات مختلف، سناریوهای محتمل آتی را پیش‌بینی کرده و راهکارهای آن را در قرارداد بگنجانیم.

نتایج این مطالعه می‌تواند در اصلاح الگوهای قراردادی صنعت نفت، به ویژه در قراردادهای اکتشاف و تولید، مورد استفاده قرار گیرد. لحاظ نمودن مفاد قراردادی پیشنهاد شده می‌تواند مانع بروز اختلافات فی‌مابین در زمان تصمیم‌گیری در خصوص تجاری بودن میدان شود. با توجه به آن که مفهوم تجاری بودن، دارای ابعاد فنی، اقتصادی و حقوقی است؛ لذا تدوین مفاد مرتبط با آن در قرارداد نیز با لحاظ همزمان ابعاد موصوف و با استفاده از کارشناسان هر سه حوزه به نتیجه مطلوب موردنظر خواهد رسید.

نتایج این پژوهش می‌تواند در تدوین و بازنگری قراردادهای نفتی کشورها، خصوصاً در قالب قراردادهای امتیازی^۱، قراردادهای مشارکت در تولید^۲ و قراردادهای خدمت^۳،

¹ Concession

² Production Sharing Contracts

³ Service Contracts

مورد بهره‌برداری قرار گیرد. همچنین، ابزارهایی مانند درج صریح بندهای مربوط به هزینه‌های پنهان و تعیین مرجع مشترک برای تأیید تجاری بودن، می‌تواند در فرایند مذاکرات قراردادی با شرکت‌های بین‌المللی به کار گرفته شود.

موارد زیر به عنوان پیشنهادهایی برای مطالعات آتی می‌تواند مورد بررسی قرار گیرد:

- طراحی یک مدل محاسباتی نرم‌افزاری برای ارزیابی تجاری بودن میدان با لحاظ پارامترهای پنهان معرفی شده؛
- بررسی واکنش بازارهای سرمایه به افشای اطلاعات مربوط به تجاری بودن پروژه‌های نفتی و ارزیابی تأثیر آن بر جذب سرمایه‌گذاری خارجی؛
- مطالعه ارتباط میان معیارهای تجاری بودن و جذب سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت انرژی.
- تنظیم چارچوب حقوقی یکپارچه برای تعمیم مفاهیم نوین اقتصادی - زیست‌محیطی در تنظیم قراردادهای بالادستی نفت و گاز.

۷- تعارض منافع

تعارض منافع ندارم.

۸- سپاسگزاری

از اعضای محترم هیأت تحریریه و داوران گرامی نشریه بابت بررسی دقیق و ارائه نظرات ارزشمندشان که موجب ارتقای کیفیت مقاله گردید، صمیمانه سپاسگزاری می‌نمایم.

۹- منابع

امامی میدی، علی، خوش‌کلام خسروشاهی، موسی، مهدی، روح‌اله. (۱۳۹۹). اقتصاد انرژی با

تاکید بر نفت و گاز، تهران. انتشارات هزاره سوم. چاپ دوم.

پایگاه ملی اطلاع‌رسانی قوانین و مقررات کشور. (۱۴۰۴). آیین نامه اجرایی جزء ۱ بند ث ماده ۲۲

قانون برنامه پنج ساله هفتم پیشرفت جمهوری اسلامی ایران (موضوع ارزش‌گذاری

اقتصادی منابع محیط‌زیستی، تعیین هزینه خسارات محیط‌زیستی و نحوه تخصیص آن).

پیری، مهدی، افشاری، محمدرضا. (۱۴۰۲). مفهوم و آثار حقوقی تجاری‌سازی میادین نفت و گاز.

مطالعات حقوق انرژی. دوره نهم. شماره یکم. ۸-۹.

حاتمی، علی، کریمیان، اسماعیل. (۱۳۹۳). حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و

قراردادهای سرمایه‌گذاری. تهران: انتشارات تپسا.

سوری، علی و ابراهیمی، محسن (۱۳۷۸)، اقتصاد محیط‌زیست و منابع طبیعی، چاپ اول، تهران،

انتشارات نور علم.

شیروی، عبدالحسین. (۱۳۹۵). حقوق نفت و گاز. انتشارات میزان.

شیروی، عبدالحسین، امین مجد، فاطمه. (۱۳۹۱). سرمایه‌گذاری خارجی در عملیات بالادستی نفت

و گاز. مجله حقوق خصوصی. دوره نهم. شماره دوم. ۲-۳.

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. (۱۳۹۵). شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای

بالادستی نفت و گاز.

نام خانوادگی نویسنده اول و دوم (بیش از دو نویسنده نام خانوادگی نویسنده اول و همکاران | ۲۹

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. (۱۳۸۹). قانون برنامه پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران.

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. (۱۴۰۳). قانون برنامه هفتم توسعه جمهوری اسلامی ایران.

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. (۱۳۴۸). قانون قرارداد پیمانکاری اکتشاف و تولید بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های اروپایی.

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی. (۱۳۳۶). قانون مربوط به موافقتنامه تفحص و اکتشاف و استخراج و بهره‌برداری نفت بین شرکت نفت ایران و شرکت ایتالیایی آجیپ مینراریا.

References

- Ansari, Saddique. (2024). Implicit vs. Explicit Costs. *Economics Online*.
- Anthony g. Dore, Richard Sinding-Larsen. (1996). *Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources*, Elsevier. 159.
- Bindemann, Kristen. (1999). *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies. 80-81.
- Blinn, K.W., Duval, C., le Leuch, H., Pertuzio, A., (1986). *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Political Aspects*. Barrows Co., New York. 135-136.
- Canada Oil and Gas Land Regulations, C.R.C, c. 1518, Current to February 20, 2024*.
- Boykett, T., Peirano, M., Boria, S., Kelley, H., Schimana, E., Dekrout, A. (2012). *Oil Contracts, How to Read and Understand a Petroleum Contract*, Times up pressed, ed. Version 1.1.

Chernaik, Mark, Chamberlin, Johnnie, Gerren, Melissa, Howard, Rye, Lu, Meche, Salinas, Fernande, Wendling, Gilles, Yednock, Bree. (2024). *How to Evaluate Environmental Impact Assessments for Oil and Gas Projects*. Environmental Law Alliance Worldwide. 4, 5.

Concession Agreement for Gas and Crude Oil Exploration and Exploitation between The Arab Republic of Egypt and BP Exploration (Delta) Limited and Others. (2020).

Don, Greenfield, Bob, Rooney. (1999). *Aspects of International Petroleum Agreements*. Alberta Law Review. Vol 37(2). 12.

Femi, Omere, Eduardo, G. Pereira. (2021). *Oil & Gas Course Handbook-Level 2*. ALSF Academy. 2,8,9.

Frank, Jahn, Mark, Cook, Mark, Graham. (2008). *Hydrocarbon Exploration and Production (2nd edition)*. Elsevier. Development in Petroleum Science. Vol 55. 19.

Hydrocarbons Law of Saudi Arabia, Royal Decree No. M/37, December 20, 2017.

Hussen, Ahmed M., Principles of Environmental Economics, *Psychology Press.*, 2004.

James Dallas and Alistair Black. (2016). *New Model Iranian Petroleum Contract*. Dentons Publication. 8-10.

H. Krieg, S. Albrecht, M. Jäger. (2013). *Systematic monetisation of environmental impacts*. Department of Life Cycle Engineering (GaBi), Chair of Building Physics, University of Stuttgart, Germany.

Law No. 3 of 2007 On the Exploitation of Natural Resources of Qatar.

Law on The Exploration and Exploitation of Oil and Gas in The Federation of Bosnia and Herzegovina, October 4. 2013.

Macini, P., E. Mesini. (2011). *The Petroleum Upstream Industry: Hydrocarbon Exploration and Production, in: Petroleum Engineering-Upstream*. Eolss Publishers, Oxford, UK.

Mining and Quarries Law of Egypt, No. 66 of 1953.

Onorato, W. T., J. J. Park. (2001). *World Petroleum Legislation: Frameworks that Foster oil and Gas Development*, Alberta Law Review, Vol. 30, No. 1.

Pearce, D., Atkinson, G., Mourato, S. (2006). *Cost-Benefit Analysis and the Environment*, OECD Publication.

Petroleum Agreement by and among Ghana National Petroleum Corporation and Eni Ghana Exploration and Production Limited and Others. (2015).

Pigou, A. C. (1920). *The Economics of Welfare*. London: Macmillan.

Shaton, K., Hervik, A. (2018). *Economic appraisal in the upstream gas transport sector. Impact Assessment and Project Appraisal*, Volume 36, P. 401-412.

Shiravi, Abdolhossein and S. N. Ebrahimi. (2006). *Exploration and Development of Iran Oilfields through Buyback*, Natural Resources Forum. No.30. 6-7.

Society of Petroleum Engineers. (2008). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*.

- Society of Petroleum Engineers. (2001). *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources*. 101-102.
- Society of Petroleum Engineers. (2018). *Petroleum Resources Management System*.
- The Regulation of the Petroleum Industry in Brazil, Law No. 9478 Of August 6, 1997.
- Tim Boykett, Marta Peirano, Simone Boria, Heather Kelley, Elisabeth Schimana, Andreas Dekrout. Rachel O'Reilly. (2012). *Oil Contracts How to Read and Understand a Petroleum Contract*.
- Tordo, Silvana. (2018). *Countries' Experience with the Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights: Strategic and Design Issues*. World Bank Working Paper.
- Tordo, Silvana, Johnston, David, Johnston, Daniel. (2010). *Petroleum Exploration and Production Rights*. World Bank Working Paper. No.179. Pages ix-xiv.
- Virenda, Singh, Izaguirre, Elena, Yemez, Ivan, Stigliano, Horacio. (2016). *Minimum Economic Field Size and Analyzing its Role in Exploration Project Risks Assessment: Three Examples*. The Leading Edge Journal. 4.
- Emami Meybodi, A., Khosrokalam Khosroshahi, M., & Mahdi, R. (2020). *Energy economics with emphasis on oil and gas (2nd ed.)*. Tehran: Hezareh-e Sevom Publications. [in Persian]
- Piri, M., & Afshari, M. (2023). The concept and legal effects of commercialization of oil and gas fields. *Energy Law Studies*, 9(1), 8-9. [in Persian]

- Hatami, A., & Karimian, E. (2014). *Foreign investment law in light of investment laws and contracts*. Tehran: Tisa Publications. [in Persian]
- Shiravi, A. (2016). *Oil and gas law*. Mizan Publications. [in Persian]
- Shiravi, A., & Amin Majd, F. (2012). Foreign investment in upstream oil and gas operations. *Journal of Private Law*, 9(2), 2-3. [in Persian]
- Islamic Consultative Assembly Research Center. (2016). General conditions, structure, and model of upstream oil and gas contracts. [in Persian]
- Islamic Consultative Assembly Research Center. (2010). The 5th development plan law of the Islamic Republic of Iran. [in Persian]
- Islamic Consultative Assembly Research Center. (2010). The 7th development plan law of the Islamic Republic of Iran. [in Persian]
- Islamic Consultative Assembly Research Center. (1969). The contract law for exploration and production agreements between National Iranian Oil Company and European companies. [in Persian]
- Islamic Consultative Assembly Research Center. (1957). Law regarding the agreement for exploration, extraction, and operation of oil between the Iranian Oil Company and the Italian Agip Mineraria Company. [in Persian]

