Exploring the effectiveness of maximum price indicators in oil and gas industry contracts

Laleh Abooshahab[1] - Ghodratollah Emamverdi[2*]
Mohsen Hamidian[3] - S. Mahboubeh Jafari[4]

Abstract

This study examined the internal rate of return, capital return period, profitability index, and the party's share in oil and gas industry contracts based on the maximum price. The results of the study showed that many restrictions in cross-selling contracts and participation in production had been modified in modern oil contracts. The financial system of modern oil contracts was more efficient than the contract of participation in production and mutual sale. This means that modern oil contracts were more profitable for the country that owns the reservoir than the contract of participation in production and cross-sale. According to the modelling results and future oil price scenarios, modern oil contracts have proved more efficient than participation in production and cross-sale contracts.

Keywords:
Capital return period, internal rate of return indicators, oil and gas industry contract, profitability index.

1. Ph.D. Student., Department of Management and Accounting, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran. laleh.abooshahab@gmail.com
2. Assistant Professor., Department of Theoretical Economics, Tehran Central Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran. (Corresponding Author) ghemamverdi2@gmail.com
3. Associate Professor., Department of Management and Accounting, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran., hamidian_2002@yahoo.com
4. Assistant Professor., Department of Management and Accounting, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran. jafari.mahboobeh@gmail.com

مقاله علمی ـ پژوهشی

تاریخ دریافت ۱۴۰۱/۱۱/۱۸ **تاریخ پذیرش ۱۴۰۲ /۰۸/۱۴**

بررسی شاخص‌های مؤثر در قراردادهای صنعت نفت و گاز براساس قیمت حداکثری

لاله ابوشهاب[۱] ـ قدرت‌الله امام‌وردی[۲*] ـ محسن حمیدیان[۳] ـ سیده محبوبه جعفری[۴]

چکیده

هدف از پژوهش حاضر بررسی شاخص‌های مؤثر در قراردادهای صنعت نفت و گاز براساس قیمت حداکثری است. نتایج حاصل از مطالعه حاضر نشان می‌دهد که بسیاری از محدودیت‌های کشور صاحب مخزن در جهت صیانت از میادین نفتی و کنترل مؤثر دستمزد پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در قراردادهای نوین نفتی اصلاح شده‌اند و نظام مالی قراردادهای نوین نفتی نسبت به قرارداد مشارکت در تولید و بیع متقابل از کارایی بیشتری برخوردار است. در این مطالعه مقایسه شاخص‌های نرخ بازده داخلی، دوره برگشت سرمایه، شاخص سودآوری و سهم‌بری طرفین قرارداد بر مبنای داده‌های واقعی و شبیه‌سازی شده را نشان داد که انعقاد قراردادهای نوین نفتی ایران IPC در میدان نفتی شادگان نسبت به قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید برای کشور میزبان (ایران) دارای هزینه کمتر و درآمد بیشتری است.

کلمات کلیدی: قرارداد صنعت نفت و گاز، شاخص‌های نرخ بازده داخلی، دوره برگشت سرمایه، شاخص سودآوری.

۱. دانشجوی دکتری مدیریت مالی، دانشکده مدیریت، اقتصاد، حسابداری، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران جنوب، تهران، ایران. laleh.abooshahab@gmail.com

۲. استادیار اقتصاد/ دکتری، گروه اقتصاد نظری، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی تهران، ایران. (نویسنده مسئول). ghemamverdi20@gmail.com

۳. دانشیار حسابداری/ دکتری، گروه حسابداری، واحد تهران جنوب، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، hamidian_2002@yahoo.com

۴. استادیار حسابداری/ دکتری، گروه حسابداری، واحد تهران جنوب، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، ایمیل: jafari.mahboobeh@gmail.com

مقدمه

اقتصادهای وابسته به منابع طبیعی نظیر سوخت‌های فسیلی، معادن و... به‌شدت به بخش ذخایر نفتی و مواد معدنی برای استخراج درآمد جهت توسعه اجتماعی ـ اقتصادی متکی هستند. بهره‌برداری از میادین در این کشورها از طریق سرمایه‌گذاری مستقیم داخلی و خارجی با مشارکت یا بدون مشارکت دولت امکان‌پذیر می‌شود (Banda, 2023).

به‌زعم بسیاری از سیاستمداران و حقوقدانان مسئله انتخاب چارچوب قرارداد در سرمایه‌گذاری‌های نفتی همواره از موضوعات بحث‌برانگیز و جنجالی بوده است. تاریخچه قراردادهای نفتی در قرن اخیر نشان می‌دهد که قراردادهای نفتی نماد تضاد بین منافع شرکت‌های نفتی خارجی و منافع ملی دولت‌های صاحب مخزن بوده‌اند (برامکی و همکاران، ۱۳۹۹).

مرین ایوبی در مطالعه خود که به بررسی راهبردهای تجربی صنعت نفت و گاز پرداخته بود نشان داد که چارچوب ارائه شده یادگیری فناورانه اکتشافی و بهره‌بردارانه در مراحل چرخه عمر رخ می‌دهد. وی مهمترین مکانیزم‌های یادگیری مؤثر را یادگیری از طریق تعامل، حین انجام، جستجو و آموزش مستقیم می‌دانست و عوامل ظرفیت جذب، تجانس فرهنگی، پایه علمی مشترک، ساختار مشترک، فاصله جغرافیایی، ارتباطات عمودی ـ افقی، کانال‌های ارتباطی متنوع و اهداف همکاری نیز در این مسیر تأثیرگذار هستند (ایوبی و همکاران، ۱۴۰۱). کشورهای مختلف برای استخراج درآمد از این بخش، رژیم‌های مالی مربوط به قراردادهای نفتی را طراحی می‌کنند که عناصر مالیاتی و غیر مالیاتی را در آن لحاظ می‌کنند. رژیم‌های مالی طراحی شده باید تعادل را بین استخراج درآمد از بخش نفت و باقی گذاشتن شرکت‌های نفتی در تجارت حفظ کنند. بااین‌حال، دستیابی به این کار آسان نخواهد بود. ساختار رژیم‌های مالی نفتی به‌شدت به مدل‌هایی بستگی دارد که در فرایند طراحی قراردادها استفاده می‌شود (Banda, 2023).

یکی از برجسته‌ترین موضوعات در حوزه مسائل نفت را می‌توان مربوط به انواع قراردادهای نفتی دانست؛ (Masil, 2010). کشورهای صاحب مخزن و پیمانکارها به‌وسیله قراردادهای نفتی چارچوبی را جهت رسیدن به منافع خود و همچنین تنظیم روابطشان به کار می‌گیرند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳).

به‌طورمعمول قراردادهای نفتی در سه دسته شناخته می‌شوند: دسته اول قراردادهای امتیازی[1] هستند که در آن‌ها دولت میزبان در ازای اخذ بهره مالکانه و مالیات

1. Concession

امتیاز استفاده از یک میدان نفتی را به پیمانکار می‌دهد و ازآنجاکه مالکیت مخزن نفتی در اختیار طرف دوم قرارداد قرار می‌گیرد، بعضی از کشورها دارای محدودیت و موانع قانونی برای انعقاد چنین قراردادهایی هستند. دسته دوم قراردادهای نفتی قراردادهای مشارکت در تولید[1] است؛ که این نوع قراردادها در عرصه بین‌الملل یکی از مهمترین قراردادهای حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز محسوب می‌شوند. این دسته از قراردادها جایگزین مناسبی برای قراردادهای نفتی بیع متقابل کشور توسط منتقدین مباحث حقوقی این صنعت، مطرح گردیده‌اند (سالاریان و همکاران، ۱۴۰۱). در حال حاضر شرکت ملی نفت اندوزی نوع جدید از قراردادهای PSC را طراحی نموده است که با فرض کم بودن هزینه، جریان خالص نقدی پیمانکار را نسبت به قبل افزایش می‌دهد (Yi et al., 2019). در قراردادهای مشارکت در تولید پیمانکار مالک مخزن نفتی نخواهد شد اما در نفت تولید شده مشارکت داده می‌شود. به بیانی دیگر در این قراردادها مالکیت پیمانکاران از سر چاه نفت است نه در زیر زمین (فخری و عباییان، ۱۳۹۷)؛ و دسته سوم قراردادهای نفتی قراردادهای خدماتی است. در این نوع از قراردادها شرکت‌های نفتی مالک مخزن و مالک تولید نمی‌شوند. به‌این‌ترتیب که پیمانکاران با استفاده از عواید حاصل از فروش نفت، هزینه‌ها و دستمزد کار خود را پس از عملیات توسعه مستهلک می‌سازند. این قراردادها در کشورهایی همچون ایران، مکزیک، ونزوئلا، آنگولا و کویت مورداستفاده قرار می‌گیرد (ابراهیمی و شیریجیان، ۱۳۹۳).

مک لین (۲۰۰۳) در مطالعه خود به بررسی رژیم مالی بهینه در قراردادهای نفتی برای کشورهای کارائیب پرداخته است و پیشنهاد می‌کند با کنترل و اخذ مؤلفه‌هایی نظیر روند قیمت یا تثبیت قیمت، حق‌الامتیاز و مالیات‌ها در رژیم مالی قراردادهای بالادستی دولت‌ها از ذخایر نفتی خود صیانت و همچنین از حقوق مادی مطلوبی نیز برخوردار شوند.

طالبیان‌مقدم و همکاران (۱۴۰۲)، با مدلسازی پارامترهای میدان نفتی فروزان دریافتند که متغیرهای موجود در رژیم مالی قرارداد IPC نشان می‌دهد که از بین مؤلفه‌های اقتصادی قرارداد شامل تغییر در نرخ دستمزد، دوره تقسیط و سقف بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار، کاهش سقف بازپرداخت هزینه‌ها از ۵۰ به ۳۰ درصد؛ منجر به افزایش در تولید انباشتی می‌شود. درنتیجه تغییر در سقف بازپرداخت هزینه را می‌توان مهمترین عامل مؤثر در تولید انباشتی میدان دانست.

1. Production Sharing

دیوف و لاپرته[1] (۲۰۱۸)، در تحقیق خود با عنوان «قرارداد نفتی دولت: کشور سنگال و کشورهای درحال‌توسعه» دریافت با ترکیبی ماهرانه از مالیات‌های مبتنی بر درآمد و مالیات‌های مبتنی بر تولید می‌توان به سیستم پاداش بهینه‌ای برای هر دو طرف یعنی دولت و سرمایه‌گذار در قراردادهای بالادستی دست یافت.

پاتریشیا[2] (۲۰۲۰)، در مطالعه‌ای با عنوان «تأثیر مشوق‌های مالی در تجارت نفت برزیل» به بررسی تأثیر مشوق‌های مالی بر حداکثر سود شرکت‌های نفتی و تعارض آن با هدف دولت برای تأمین منافع ملی در بلندمدت، پرداخته است. او این موضوع را به‌عنوان علت اصلی لغو، اصلاح و تجدیدنظر در قراردادهای نفتی برزیل برشمرده است.

کاراهاسیلویک ـ سلدار و همکاران[3] (۲۰۱۷)، در پژوهش «انواع رژیم مالی در اکتشاف و تولید هیدروکربن» با هدف نشان دادن سیستم‌های موجود در صنعت نفت و تجزیه‌وتحلیل فرایند، قرارداد مربوط به اکتشاف و تولید هیدروکربن‌ها را موردبررسی قرار دادند تا قابلیت‌های متنوع رژیم‌های مالی که می‌تواند در طول روند مذاکره برای انجام اکتشاف و تولید هیدروکربن برای هرکسی‌که درگیر است، را نشان دهد. (قندی و لاول، ۲۰۱۳) در مطالعه‌ای بر روی میدان رمیله عراق دریافتند که طرف سرمایه‌گذار، قرارداد مشارکت در تولید را دارای جذابیت بیشتری نسبت به قرارداد خدماتی و بیع متقابل می‌داند در همین رابطه (فرخی و عباییان، ۱۳۹۷)، پژوهشی بر اساس مستندات مربوط به میدان اناران انجام داده‌اند و به مقایسه‌ی اقتصادی قراردادهای بیع متقابل و IPC پرداخته‌اند و چنین عنوان کرده‌اند که با مفروضات مالی یکسان، قراردادی دارای جذابیت بیشتری خواهد بود که دارای انعطاف بیشتر و سازوکار پاداش‌دهنده مؤثرتر باشد. همچنین در جدیدترین مطالعهٔ اساتید دانشگاه علامه طباطبایی (میبدی و همکاران، ۱۴۰۰)، که بر روی طرح توسعهٔ یکی از میدان‌های مشترک نفتی ایران و عراق انجام داده‌اند ضمن مقایسهٔ قراردادهای نفتی از نوع خدماتی این دو کشور با الگوی قراردادی مشارکت در تولید، به این نتیجه رسیده‌اند که قرارداد مشارکت در تولید، کارایی اقتصادی بالاتری داشته و با توجه به شرایط و تغییر متناوب قیمت‌ها در بازار نفت و رقابتی که میان کشورهای نفتی وجود دارد استفاده از این قراردادها مناسب‌تر است.

برخی معتقد هستند که بیش از ۸۰ درصد مفاد قراردادهای بالادستی نفتی یکسان بوده و آنچه آن‌ها را از یکدیگر متفاوت می‌نماید، سیستم مالی این قراردادهاست

1. Diouf & Laporte
2. Patrícia
3. Karasalihović-Sedlar

(Doval et al., 2019). شرایط و ضوابط مالی می‌تواند شامل پاداش‌ها، اجاره‌نامه‌ها، حق‌الامتیازها، مقررات بهره، درآمد شرکتی و مالیات‌های ویژه و ترتیب مشارکت در تولید باشد؛ به‌عبارت‌دیگر، همه نوع پرداخت‌های به دولت که تحت ضمیمه قرارداد نفتی موردنیاز هستند را می‌توان یک «رژیم مالی» نامید (Smith, 1995). بر این اساس هدف از پژوهش حاضر بررسی شاخص‌های نرخ بازده داخلی، دوره برگشت سرمایه، شاخص سودآوری و سهم‌بری طرفین در قرارداد صنعت نفت و گاز براساس قیمت حداکثری است.

روش تحقیق

برای محاسبه دریافتی دولت در طول عمر قرارداد بیع متقابل نیاز است که ابتدا درآمد ناخالص میدان را محاسبه و سپس تفاضل آن را از میزان دریافتی پیمانکار در آن دوره محاسبه نمود. متغیرهای موردنیاز برای محاسبه درآمد ناخالص میدان در قرارداد بیع متقابل، در جدول‌های ۱ و ۲ نمایش داده شده است که در صورت وجود تولید زودهنگام، پیمانکار در ابتدا هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت مربوط به تولید زودهنگام را بازیافت می‌کند.

جدول ۱. متغیرهای موردنیاز برای محاسبه درآمد ناخالص میدان در قرارداد بیع متقابل

پارامترهای محاسبه درآمد ناخالص در قرارداد بیع متقابل	نمایش متغیرها
درآمد ناخالص میدان	GR_t[1]
بهای هر بشکه نفت خام	P_t
مقدار تولید نفت خام در میدان	Q_t
هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت مربوط به تولید زودهنگام در دوره‌ی t	$(O_C \& M_C)_t$[2]

در صورت وجود مشارکت شرکت‌های پیمانکار داخلی دولتی، نرخ تسهیم نفت فایده میان دولت، شرکت داخلی و شرکت نفتی (خارجی) در قراردادهای مشارکت در تولید به ترتیب، $1-\alpha-\text{rp}$، rp، α خواهد بود؛ بنابراین عایدی حاصل برای شرکت نفتی درصورتی‌که $\sigma = 1-\alpha-\text{rp}$ باشد، برابر است با:

$$TR = \sigma(1-X)(1-i)PQ \quad (1)$$

1. Gross Revenue
2. Operating & Maintenance Costs

جدول ۲. مؤلفه‌های موردنیاز برای محاسبه سود ناخالص در قرارداد IPC

پارامتر	توضیحات	پارامتر	توضیحات
Y_t^{HG}	درآمد دولت صاحب مخزن در سال t	Y_t^{FOC}	درآمد پیمانکار (بهره‌بردار) در سال t
P_t	میانگین بهای نفت در سال	IDC	هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم
Q_t	تولید در سال t	COM_t	هزینه بانکی مربوط به مطالبات دوره قبل
A	نوع میدان میزان ریسک، منطقه عملیاتی، مستقل یا مشترک بودن	φ	میزان سقف بازپرداختی از محل تولید در میدان (۵۰٪)
φ	نرخ دستمزد در هر بشکه (فی) که تابعی است از تولید، عامل R، بهای نفت و نوع میدان	Sp	سهم شرکت داخلی از پاداش پروژه
RI_t	عامل R که برابر است با مجموع عایدی انباشتی پیمانکار از ابتدا تاکنون نسبت به مجموع هزینه‌های پرداخت شده توسط بهره‌بردار در دوره مشابه.	τ	مدت‌زمان دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که بین ۵ الی ۸ سال بیان شده است.
ϕ_t	میزان دستمزد بهره‌بردار در سال t که تابعی از نرخ دستمزد و میزان تولید است. $\phi_t = \varphi_t Q_t$	CF_T	مطالبات انباشتی بهره‌بردار که به سبب افزایش نسبت به سقف بازپرداخت به دوره بعدی منتقل می‌شود. (Carry forward)
DCC	هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که تابعی است از تولید، ذخیره باقی‌مانده و بازیافت ثانویه		

و میزان مالیات دریافت شده توسط دولت برابر خواهد بود با:

$$Tax = t\sigma(1-X)(1-i)PQ$$

بنابراین درآمد خالصی که شرکت نفتی در مرحله تولید در قراردادهای مشارکت در تولید دریافت می‌نماید برابر است با:

$$GR_T = CR + TR - Tax - BC = (1-i)[X + \sigma(1-i)(1-t)]PQ$$

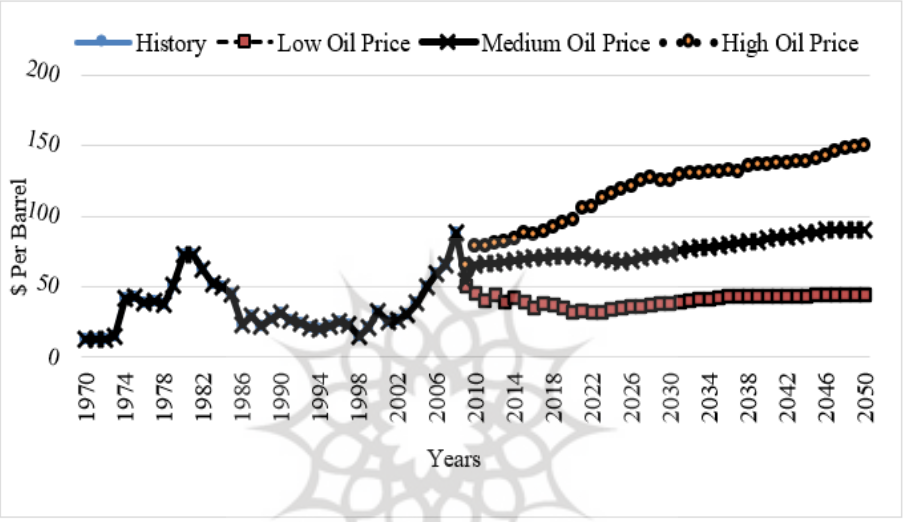
که می‌توان به‌جای عبارت $(1-i)[X + \sigma(1-i)(1-t)]$، y نهاد و نهایتاً عبارت بالا را به‌صورت زیر نوشت:

$$GR_T = PQ.$$

با در نظر گرفتن تولید ۲۰ درصد نفت سبک و ۸۰ درصد نفت سنگین میدان شادگان، پیش‌بینی بهای نفت خام سبک و سنگین صادراتی ایران با توجه به تحریم‌های ظالمانه و نوسانات قیمت نفت در سال‌های گذشته موجب شده تا پیش‌بینی قیمت نفت را برای سال‌های آتی سخت و حتی غیرممکن سازد و ازاین‌رو در این مقاله با توجه به داده‌های منتشر شده در رابطه با پیش‌بینی بهای نفت در سال ۲۰۲۳ در سایت‌های معتبر

بلومبرگ[1]، بی‌پی رپورت[2] و EIA[3] سه سناریو برای روند قیمت نفت در نظر گرفته شد. تا بتوان ارزیابی اقتصادی را در دامنه گسترده‌تری از قیمت‌های نفتی تحلیل نمود. در این مدلسازی همانطورکه در شکل ۱ نمایش داده شده است از سه سناریو قیمتی شامل حالت نرمال (مبنا)، بیشترین قیمت و کمترین قیمت در نظر گرفته شد.

شکل ۱. قیمت نفت در سه سناریو افزایشی، کاهشی و نرمال،



منبع: محاسبات محقق

طرفین قرارداد می‌توانند با شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد به بررسی و ارزیابی آثار و تبعات سناریوهای مختلف بپردازند. طرفین قرارداد در راستای این هدف و با در نظر گرفتن تمام پارامترهای در نظر گرفته شده در نظام مالی قرارداد می‌توانند از نرم‌افزارهایی چون اکسل و زبان برنامه‌نویسی ویژوال بیسیک (VBA) برای شبیه‌سازی مالی تمام فازهای پروژه، از اکتشاف تا تولید، بهره‌مند شوند. یکی از مهمترین ویژگی‌های این نرم‌افزار شفافیت در محاسبات و عدم وجود هیچ‌گونه جعبه‌سیاهی در آن است که این امر باعث آسان شدن بررسی صحت نتایج می‌شود.

در این پژوهش اطلاعات فنی مربوط به فاز دوم توسعه میدان شادگان به‌عنوان مطالعه موردی در نظر گرفته شده است. میدان شادگان، با حفر چاه شماره ۱ مخزن آسماری شادگان در سال ۱۳۴۷ کشف شد. این میدان در جنوب غربی شهرستان اهواز

1. Bloomberg.com
2. bp.com
3. EIA.gov

واقع و دارای ۲۳/۵ کیلومتر طول و ۶/۵ کیلومتر عرض و شامل دو مخزن آسماری و بنگستان است. بهره‌برداری از این میدان از سال ۱۳۶۷ آغاز و اکنون با حفر ۳۲ حلقه چاه روزانه حدود ۹۸ هزار بشکه نفت از آن تولید می‌شود.

در جدول ۳، فرضیه‌های مشترک با توجه به در نظر گرفتن روند صعودی نفت، سایر متغیرها نظیر زمان‌بندی، هزینه، تولید به شرح زیر نمایش داده شده‌اند.

جدول ۳. فروض مشترک در سناریو صعودی بهای نفت

معیار	واحد	مقدار	معیار	واحد	مقدار
طول دوره قرارداد	فصل	۴۲	هزینه سرمایه‌گذاری (CAPX)	میلیون دلار	۹۳۸
طول دوره توسعه	فصل	۱۰	هزینه عملیاتی	دلار بر بشکه	۵
تولید پایه	هزار بشکه در روز	۸۳	هزینه‌های غیرمستقیم	درصد از هزینه‌های سرمایه‌ای	٪ ۲۰
افزایش تولید	هزار بشکه در روز	۱۴۰	نرخ بهره (هزینه بانکی)	درصد	٪ ۲
Ramp – up	درصد	٪ ۱۴	تولید انباشتی اضافه شده	میلیون بشکه	۴۴۰/۵
طول دوره پلتو	فصل	۲۴	تولید انباشتی اضافه شده	میلیون بشکه	۱۳۵۳/۵

در این مقاله با توجه به داده‌های منتشر شده در رابطه با پیش‌بینی بهای نفت در سال ۲۰۲۳ در سایت‌های معتبر بلومبرگ[1]، بی‌پی رپورت[2] و EIA[3] سه سناریو برای روند قیمت نفت در نظر گرفته شد. تا بتوان ارزیابی اقتصادی را در دامنه گسترده‌تری از قیمت‌های نفتی تحلیل نمود. از سه سناریو قیمتی شامل حالت نرمال (مبنا)، بیشترین قیمت و کمترین قیمت در نظر گرفته شد. متغیرهای پایه در رژیم مالی IPC در جدول ۴ نمایش داده شده است.

1. Bloomberg.com
2. bp.com
3. EIA.gov

جدول ۴. پارامترهای رژیم مالی IPC

شرح		مقدار	
دستمزد پایه (فی در بشکه)		۹/۱۰	
سقف بازیافت هزینه		٪ ۵۰	
دوره تقسیط سرمایه فصل		۱۶	
نرخ هزینه بانکی		٪ ۲	
تعدیل دستمزد بر مبنای بهای نفت		قیمت	تعدیل دستمزد
	بازه ۱	۵۰	٪ ۸۱/۵
	بازه ۲	۷۰	٪ ۱۰۰
	بازه ۳	۹۰ <	٪ ۱۱۸/۵
قیمت تعدیل دستمزد بر مبنای IRR Max		٪ ۱۷	

منبع: محاسبات محقق

جدول ۵ متغیرهای پایه به‌کار گرفته شده در مدل رژیم مالی مشارکت در تولید را نمایش می‌دهد.

جدول ۵. پارامترهای رژیم مالی مشارکت در تولید

شرح		مقدار	
نرخ بهره مالکانه		٪ ۱۵	
حد بازیافت هزینه (پس از کسر نرخ بهره مالکانه)		٪ ۵۰	
مالیات بر درآمد:			
نرخ مالیات بر درآمد شرکت		٪ ۲۵	
دوره استهلاک سرمایه (سال)		۵	
سهم دولت از نفت فایده (در اسلاید اول عامل R)		٪ ۵۰	
IRR Max		٪ ۱۷	
قیمت تعدیل بر اساس IRR Max		قیمت	تعدیل
	بازه ۱	۵۰	٪ ۸۱/۵
	بازه ۲	۷۰	٪ ۱۰۰
	بازه ۳	۹۰ <	٪ ۱۱۸/۵

منبع: محاسبات محقق

پارامترهای مربوط به رژیم مالی بیع متقابل نیز در مدل موردبررسی به شرح جدول ۶ تعیین شده است.

جدول ۶. پارامترهای رژیم مالی مشارکت در تولید

شرح		مقدار	
حق‌الزحمه پیمانکار		٪ ۱۰	
حد بازیافت هزینه		٪ ۶۰	
هزینه بانکی		٪ ۷/۷	
دوره استهلاک سرمایه (سال)		۵	
IRR Max		۱۷٪	
قیمت تعدیل بر اساس IRR Max		قیمت	تعدیل
	بازه ۱	۵۰	٪ ۸۱/۵
	بازه ۲	۷۰	٪ ۱۰۰
	بازه ۳	۹۰ <	٪ ۱۱۸/۵

منبع: محاسبات محقق

شاخص‌های مورداستفاده در مدل

سهم دولت (GT)

در ارزیابی یک رژیم مالی در قراردادهای نفتی، سهم دولت یکی از شاخص‌های اساسی محسوب می‌شود. سهم‌بری دولت همان سود اقتصادی پروژه است که به دولت صاحب مخزن تعلق می‌گیرد. بااین‌حال، این نسبت که تمامی عواید دولت ازجمله افزایش اشتغال و انتقال فناوری را در برمی‌گیرد، را نشان نمی‌دهد. این شاخص به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\text{سهم دولت (درصد)} = \frac{\text{کل دریافتی دولت}}{\text{کل سود اقتصادی پروژه}}$$

نسبت سود اقتصادی پروژه به مجموع هزینه‌های اجرایی پروژه، که در مخرج کسر بالا محاسبه می‌شود و به معنای درآمد تجمعی کل پروژه منهای هزینه‌های تجمعی کل پروژه در طول عمر اقتصادی آن است؛ بنابراین، این شاخص میزان سهم دولت در درآمدهای حاصل از پروژه نفتی را نشان می‌دهد که برابر است با:

$$GT = \frac{\sum_{t=EP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=EP}^{t=ELF} (O\&M)_t - \sum_{t=EP}^{t=EC} TR_t}{\sum_{t=EP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=EP}^{t=ELF} (O\&M)_t - \sum_{t=0}^{t=X'} NC_t}$$

در این فرمول ELF[1]، EP و EC به ترتیب نشان‌دهندهٔ زمان تولید زودهنگام، عمر اقتصادی میدان و زمان پایان قرارداد هستند. هم‌چنین این شاخص در قراردادهای نوین نفتی به شکل زیر محاسبه می‌شود:

$$GT = \frac{\sum_{t=FDP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=FDP}^{t=EC} TR_t - \sum_{t=EC}^{t=ELF} (O\&M)_t - A}{\sum_{t=FDP}^{t=ELF} P_t Q_t - \sum_{t=FDP}^{t=ELF} (O\&M)_t - \sum_{t=0}^{t=EC} DCC_t - \sum_{t=0}^{t=EC} IDC_t}$$

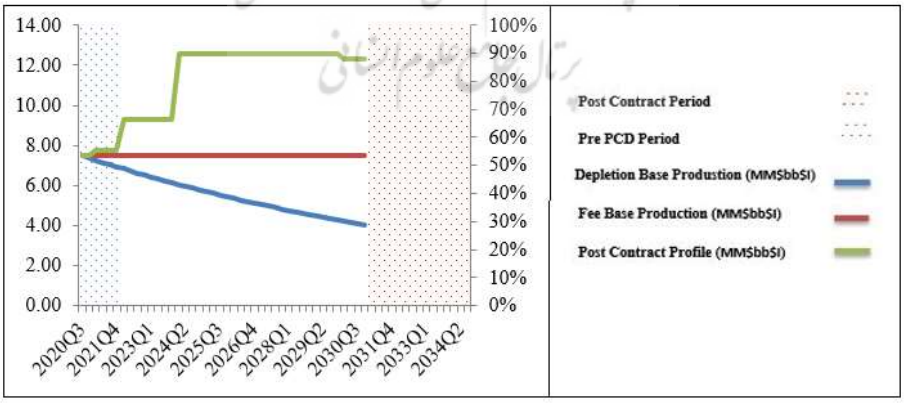
در واقع، معادله فوق اجازه می‌دهد تا سهم دولت در قرارداد نوین نفتی محاسبه شود. این معادله به‌صورت کسری است که در خانواده قراردادهای بیع متقابل استفاده می‌شود و در آن صورت کسر بیانگر کل درآمد دولت در طول عمر اقتصادی میدان است، و مخرج کسر بیانگر سود اقتصادی پروژه در طول عمر اقتصادی میدان است.

یافته‌ها

تقسیم درآمد و هزینه میان طرفین

همانطور که بیان شد در قراردادهای IPC بعد از مشخص شدن مقدار تولید محقق شده میدان حق‌الزحمه به‌صورت فی در هر بشکه در هر دوره پرداخت می‌شود. در شکل ۲ نحوه محاسبه فی نمایش داده شده است. فاصله بین نمودار خاکستری و آبی مبنای محاسبه فی است.

شکل ۲. تقسیم درآمد و هزینه میان طرفین



منبع: محاسبات محقق

1. Economic life of field

شکل‌های ۲ و ۳ نشان می‌دهند که چگونه درآمد و هزینه‌ها بین طرفین قرارداد در سه رژیم مالی IPC، بیع متقابل و مشارکت در تولید (PSC) تقسیم شده است. در رژیم مالی IPC، پیمانکار هزینه‌های سرمایه‌ای دوره توسعه را در بازه زمانی مشخصی تقسیط می‌کند و به همین دلیل، پرداخت هزینه‌های صورت گرفته در سال‌های اولیه تولید در این رژیم کمتر از قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید است. همچنین، درآمد کشور صاحب مخزن در قرارداد IPC در سال‌های اولیه تولید نسبت به سال‌های میانی بیشتر خواهد بود اما در سال‌های پایانی قرارداد، درآمد قرارداد IPC و مشارکت در تولید تقریباً یکسان خواهد بود. درحالی‌که شرکت‌هایی که در دیگر صنایع فعالیت می‌کنند، پس از فروش کالا یا خدمات خود، مبلغ مشخصی را از دولت دریافت می‌کنند، شرکت‌های نفتی بین‌المللی به‌صورت سهامی در بخشی از درآمدها سهیم می‌شوند و پاداش و حق‌الزحمه خود را دریافت می‌کنند؛ بنابراین، یک قرارداد باید دارای فزایندگی و انعطاف‌پذیری مناسب باشد، زیرا این باعث می‌شود که تناسبی میان ریسک و پاداش برای پیمانکار وجود داشته باشد و درنتیجه، جذابیت کافی جهت سرمایه‌گذاری در پروژه وجود داشته باشد. به همین دلیل، یک رژیم مالی مناسب باید به‌گونه‌ای طراحی شود که در صورت افزایش درآمد پروژه به دلیل متغیرهای مختلف، مانند افزایش قیمت نفت، سود پیمانکار نیز افزایش یابد و درعین‌حال دریافتی دولت کاهش نیابد. روش تسهیم متغیر بر مبنای فاکتور R انجام می‌شود.

شکل ۳. جریان نقدی پروژه در قرارداد IPC

منبع: محاسبات محقق

در قرارداد IPC، با توجه به قیمت نفت در هر سناریو و وجود عامل تعدیل‌کننده R، بازیافت هزینه پیمانکار در رژیم مالی IPC کندتر از رژیم مالی مشارکت در تولید و بیع

متقابل صورت می‌گیرد و همچنین کارمزد افتتاحی در رژیم مالی IPC بیشتر است. این موضوع می‌تواند ریسک سرمایه‌گذاری برای پیمانکار را افزایش دهد (شکل ۳).

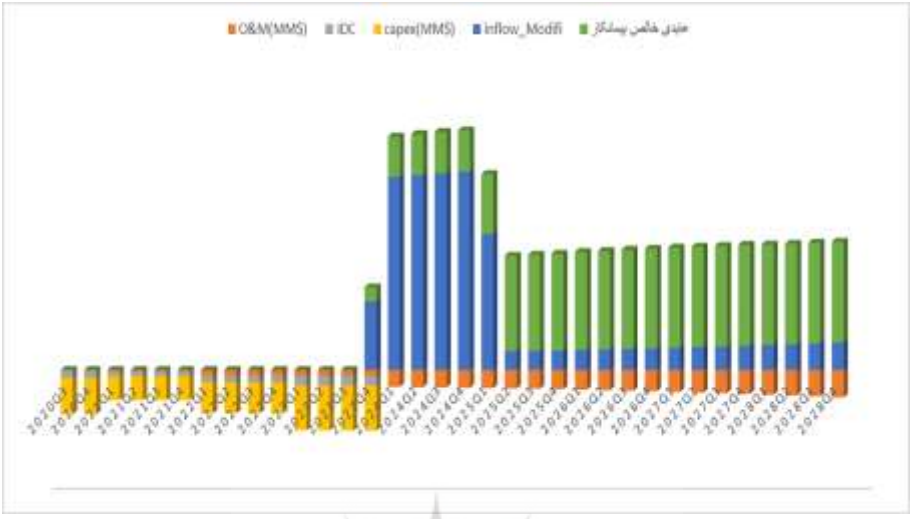
در قرارداد بیع متقابل، هزینه‌ها و حق‌الزحمه قبل از شروع بازپرداخت‌ها به‌طور ثابت مشخص شده‌اند و سقف مجاز برای بازپرداخت‌ها نیز تعیین شده است؛ بنابراین، درصورتی‌که قیمت نفت به‌گونه‌ای کاهش پیدا کند که باعث تجاوز به سقف مجاز شود، بازپرداخت به دوره‌های بعدی انتقال می‌یابد و میزان سود پیمانکار را کاهش خواهد داد. درصورتی‌که بهای نفت افزایشی شود، ازآنجاکه حق‌الزحمه ثابت پیمانکار محدود می‌شود سود پیمانکار با افزایش بهای نفت افزایش نمی‌یابد و تنها تأثیر مثبت آن بازیافت به‌موقع هزینه‌ها است (شکل ۴).

اگر بازپرداخت به پیمانکار در دو سناریوی مختلف کمتر از سقف مجاز تعیین شود، پیمانکار فقط از تأثیر مثبت افزایش قیمت نفت در سناریوی دو استفاده خواهد کرد. درهرصورت، با توجه به اینکه قرارداد بیع متقابل بر اساس سناریوهای مختلفی از قیمت نفت طراحی شده است، پیمانکار به‌طورکلی در مقابل تغییرات قیمت نفت محافظت می‌شود و می‌تواند از تأثیرات مثبت و منفی مختلفی که برایش به همراه دارد، بهره‌برداری کند. (شکل ۵).

شکل ۴. جریان نقدی پروژه در قرارداد بیع متقابل

منبع: محاسبات محقق

شکل ۵. جریان نقدی پروژه در قرارداد مشارکت در تولید



نتایج شاخص‌های مالی و اقتصادی در قراردادهای IPC

عامل R در قراردادهای نوین نفتی، معیاریست برای تعیین دستمزد پیمانکاران، که هرچه مقدار آن کمتر باشد، دستمزد به‌ازای هر بشکه نفت خام به پیمانکاران بیشتر پرداخت می‌شود؛ اما موضوعی که باید در نظر گرفت این است که با افزایش هزینه‌های پیمانکار، مخرج کسر معرف هزینه‌های تجمعی آن در انتهای هر فصل مالی کاهش خواهد یافت و پیمانکار به دستمزد بیشتری خواهد رسید.

بنابراین، درست است که در وهله اول، استفاده از عامل R به‌نظر می‌تواند انعطاف‌پذیری بیشتری برای پیمانکاران داشته باشد، اما این موضوع دارای محدودیت‌هایی نیز است. به‌عنوان‌مثال، پیمانکار می‌تواند با حفر چاه‌های افقی به‌جای چاه‌های عمودی هزینه‌های خود را افزایش دهد، تا عامل R کمتر شود و همین امر درنهایت باعث افزایش دستمزد پیمانکار خواهد شد.

برای جلوگیری از این اتفاق، لازم است که با در نظر گرفتن تمهیداتی، نظیر استفاده از تکنولوژی‌های عملیاتی پیشرفته هزینه‌های پروژه را کاهش داد تا عامل R کاهش پیدا کند و پیمانکاران به دستمزد کمتری دسترسی داشته باشند.

در این مطالعه، برای شناسایی عملکرد مالی قراردادها از چهار شاخص ارزش فعلی خالص، نرخ بازده داخلی و دوره بازگشت سرمایه و شاخص سودآوری استفاده شده است.

بر اساس این شاخص‌ها، مقدار NPV پیمانکار با توجه به قیمت بیشینه نفت به ۲۰۱/۰۳ میلیون دلار رسیده است.

در افزایش بهای نفت فاکتور R که مبنای پرداخت حق‌الزحمه به پیمانکار است، دسترسی پیمانکار به دستمزد بالاتر را محدود خواهد کرد و بنابراین کارفرما در بازه‌ای نسبتاً طولانی، حق‌الزحمه تعدیل‌نشده‌ای را به پیمانکار پرداخت می‌کند. درصورتی‌که در قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای بیع متقابل بازه‌های زمانی، مربوط به فاکتور R کوچکتر در نظر گرفته شده است.

درنتیجه کارفرما در قراردادهای نوین نفتی می‌تواند با در نظر گرفتن تمهیدات مناسب، پیمانکار را به سمت تکنولوژی‌های عملیاتی پیشرفته‌تر سوق دهد تا هزینه‌ها را کاهش دهد و بتواند دستمزد مناسبی به پیمانکار پرداخت کند.

بر همین اساس شاخص سودآوری نشان داد که در قرارداد IPC به‌ازای هر دلار سرمایه‌گذاری ۱/۲۱ دلار سود به دست می‌آید. در مقایسه دوره برگشت سرمایه نیز نتایج محاسبات مالی در شکل ۶ با افزایش قیمت نفت از ماه ۲۲، جریان نقدی تجمعی پیمانکار تغییر علامت می‌دهد.

شکل ۶. نتایج شاخص دوره برگشت سرمایه در قرارداد IPC

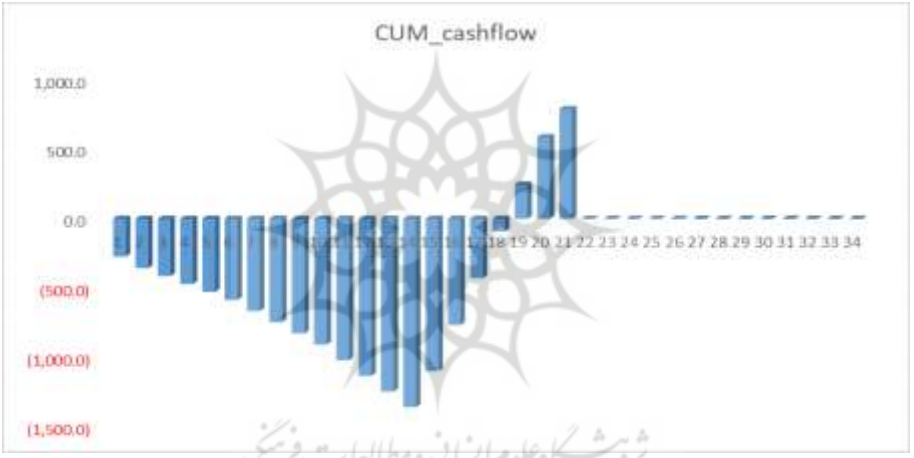
منبع: محاسبات محقق

نتایج شاخص‌های مالی و اقتصادی در قرارداد Buyback

همانطور که اشاره شد فاکتور R که مبنای دستمزد در قرارداد بیع متقابل و نفت سود در قراردادهای مشارکت در تولید است در بازه‌های زمانی کوچک طبقه‌بندی می‌شود و

همچنین در این قراردادها سازوکارهایی برای صیانت میادین و برداشت اضافه در نظر گرفته نشده است. ارزیابی عملکرد مالی قرارداد بیع متقابل نشان داد که NPV این قراردادها با افزایش قیمت نفت به ۲۵۴ میلیون دلار رسیده است. شاخص سودآوری در قرارداد Buyback ۱/۲۸ به دست می‌آید. همانطور که در شکل ۷ مشخص است شاخص دوره برگشت سرمایه در قرارداد بیع متقابل با افزایش قیمت نفت سهم نشان داد که از ماه ۱۹ جریان نقدی تجمعی پیمانکار از منفی به مثبت تغییر علامت داده است. همچنین با افزایش قیمت نفت سهم‌بری پیمانکار از ارزش تولید اضافه نفت از ۲۸ درصد به ۱۴ درصد کاهش می‌یابد.

شکل ۷. نتایج شاخص دوره برگشت سرمایه در قرارداد بیع متقابل



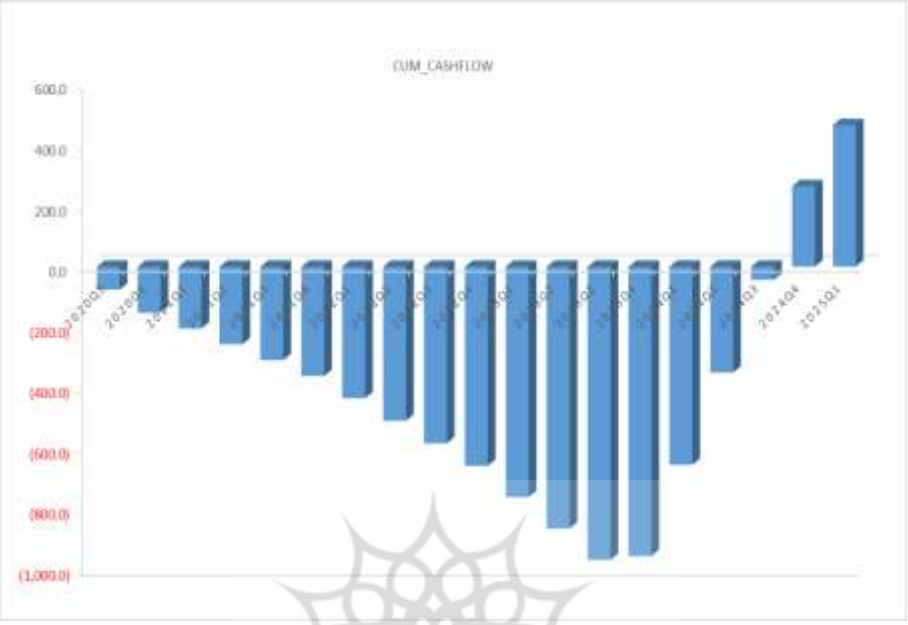
منبع: محاسبات محقق

نتایج شاخص‌های مالی و اقتصادی در قرارداد PSC

خروجی NPV پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید با افزایش قیمت نفت به ۱۵۱ میلیون دلار رسیده است. همچنین شاخص سودآوری ۱/۱۸ به دست می‌آید (شکل ۸).

در جدول ۷ خلاصه نتایج حاصل از مدلسازی مالی سه قرارداد نمایش داده شده است، همانطور که اشاره شد، با اتصال سهم‌بری طرفین قراردادها به فاکتور R که خود تابعی از قیمت نفت است، این سهم‌بری نسبت به قیمت نفت نیز حساس می‌شود. در واقع یکی از سؤالات اساسی این است که آیا شرکت‌های نفتی بین‌المللی براساس روندهای مختلف قیمت مبتنی بر پیش‌بینی‌هایشان از آینده قیمت‌ها نوع خاصی از قراردادهای نفتی را ترجیح می‌دهند؟ آیا پیش‌بینی شرکت‌ها از روند آتی قیمت‌های جهانی نفت

شکل ۸. نتایج شاخص دوره برگشت سرمایه در قرارداد PSC



منبع: محاسبات محقق

جدول ۷. خلاصه نتایج حاصل از مدلسازی مالی سه قرارداد

قرارداد نفتی	سهم دولت (GT)	IRR (%)	NPV (MM$)	دوره‌ی بازگشت سرمایه	شاخص سودآوری (PI)
IPC	سهم کارفرما از ارزش تولید اضافه نفت (MM$) ۷۷ ٪	۴ ٪	۲۰۱/۰۳	۲۲ فصل	به ازای هر دلار سرمایه‌گذاری ۱/۲۱ دلار سود
PSC	سهم کارفرما از ارزش تولید اضافه نفت (MM$) ۶۷ ٪	۴ ٪	۱۵۱	۱۸ فصل	به ازای هر دلار سرمایه‌گذاری ۱/۱۸ دلار سود
Buy Back	سهم کارفرما از ارزش تولید اضافه نفت (MM$) ۸۵/۸ ٪	۴ ٪	۲۵۴	۱۹ فصل	به ازای هر دلار سرمایه‌گذاری ۱/۲۸ دلار سود

منبع: محاسبات محقق

تأثیری بر انتخاب و تأکید این شرکت‌ها بر نوع خاصی از قراردادها دارد؟ در قراردادهای بیع متقابل، بازپرداخت سرمایه‌گذاری بر مبنای قیمت روز بازار به نفت تبدیل می‌شود و

طبیعتاً با کاهش قیمت نفت، پیمانکار نفت بیشتری به‌عنوان اقساط دریافت می‌کند، همچنین چنانچه بهای نفت روند صعودی بگیرد، پیمانکار نفت کمتری به دست می‌آورد اما در قراردادهای مشارکت در تولید، همانطور که اشاره شد، درصدی از نفت تولیدی به شرکت‌های بین‌المللی نفت خواهد رسید و چنانچه بهای نفت در زمان پایان پروژه و شروع تولید از مخزن در مقایسه با زمان انعقاد قرارداد کاهش یابد، شرکت نفتی ممکن است دچار زیان نیز شود. در چنین حالتی سرمایه‌گذار کمتر از حالت بیع متقابل سود می‌برد (Hassantash, 2009).

با توجه به تحلیل ارائه شده، با کاهش قیمت نفت، بازده داخلی پیمانکار در رژیم مالی IPC شدیدتر از رژیم مالی مشارکت در تولید خواهد بود. در واقع، قراردادهای IPC توانسته‌اند نقاط‌ضعف و نگرانی‌های موجود در قراردادهای مشارکت در تولید را در قیمت‌های بالای نفت برطرف نمایند. در رژیم مالی مشارکت در تولید، با افزایش قیمت نفت، همزمان با افزایش سودآوری پیمانکار، درصد دریافتی وی نیز افزایش خواهد یافت. درحالی‌که در رژیم مالی IPC، با افزایش قیمت نفت، دریافتی پیمانکار به‌تدریج کاهش می‌یابد؛ بنابراین، رژیم مالی مشارکت در تولید، نسبت به رژیم مالی IPC، انعطاف‌پذیری بیشتری دارد.

همچنین در سطوح مختلف بهای نفت، دوره بازگشت سرمایه، در قراردادهای مشارکت در تولید قیمت نفت کمتر از قراردادهای IPC بود و نسبت به افزایش بهای نفت روند کاهشی داشته است. درصورتی‌که دوره بازگشت سرمایه در قراردادهای نوین نفتی با افزایش بهای نفت از سقف پیش‌بینی شده، شاخص بازگشت سرمایه پیمانکار از دوره مشخصی کمتر می‌شود، که این موضوع نیز باعث کاهش جذابیت قرارداد IPC می‌شود. سهم دولت در قرارداد IPC درصد کمتری را نسبت به قرارداد بیع متقابل نشان می‌دهد که این موضوع به‌دلیل صیانت از میدان و جلوگیری از اضافه برداشت در کشور صاحب مخزن است. به‌این‌ترتیب با افزایش قیمت نفت از ۷۱ درصد به ۸۵ درصد رسیده است؛ که البته این تفاوت نشان‌دهنده عدم‌کارایی قرارداد IPC نسبت به بیع متقابل است چراکه درصد موردنظر رقم قابل‌ملاحظه‌ای برای کارفرما می‌باشد.

بحث و نتیجه‌گیری

با توجه به نتایج مطالعه، در قراردادهای نوین نفتی، محدودیت‌های قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید اصلاح شده‌اند و نظام مالی قراردادهای نوین نفتی توانسته است در

جهت صیانت از میادین نفتی و همچنین در مواقعی که بهای نفت روند افزایشی به خود می‌گیرد کارایی بیشتری را نسبت به قرارداد مشارکت در تولید و بیع متقابل ارائه دهد. براساس نتایج حاصل از مدلسازی و سناریوهای پیش‌رو برای قیمت نفت، می‌توان این ادعا را مطرح نمود که قراردادهای نوین نفتی نسبت به قرارداد بیع متقابل و قرارداد مشارکت در تولید برای کشور صاحب مخزن، درآمد بیشتری دارند.

همچنین مقایسه نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید و بیع متقابل نشان داد که در قراردادهای بیع متقابل، به‌دلیل بازپرداخت سرمایه‌گذاری برمبنای قیمت روز بازار، درصورت افزایش بهای نفت، پیمانکار نفت کمتری به دست می‌آورد اما در قراردادهای مشارکت در تولید، سرمایه‌گذار در مقایسه با قرارداد بیع متقابل سود بیشتری می‌برد؛ بنابراین اگر با توجه به تکنیک‌های مربوطه روند بهای نفت صعودی پیش‌بینی شود پیمانکار از قرارداد مشارکت در تولید، بازدهی بیشتری به دست خواهد آورد.

پیش‌بینی هزینه و پارامترهای هزینه‌زا در قراردادهای مربوط به ساخت پروژه‌ها در مراحل ابتدایی پروژه عاملی حیاتی در موفقیت پروژه است. ازاین‌رو تلاش در راستای ارائه روش‌هایی کارآمد و توانمند در پیش‌بینی هزینه پروژه‌ها با دقت بالا و قابل‌قبول ضرورتی غیرقابل‌انکار است. برآورد پیش‌بینی هزینه از یک جهت نیازمند در اختیار داشتن اطلاعات صحیح و کافی از پروژه‌های اجرا شده در گذشته و از جهاتی دیگر نیازمند شناسایی ویژگی‌های مؤثر بر هزینه خاص هر پروژه و تعیین بازه‌های مناسب برای مقادیر ویژگی‌های کیفی به‌منظور محاسبات است. قیمت‌گذاری فرایندی پیچیده و همراه با ریسک است و وجود معنی‌دار متغیرهای تصادفی در فرایند قیمت‌گذاری قراردادها بر اساس شرایط و عوامل خاص و در زمان مشخص صورت می‌گیرد (روشنی، ۲۰۲۲).

اجرای پروژه‌های بزرگ در صنعت نفت به روش epc گسترش فراوانی داشته است، تا جایی‌که بسیاری از فعالیت‌های در دست اجرا با بهره‌گیری از این روش انجام می‌شود. پروژه‌های epc، دارای اولویت‌هایی همچون سرعت بیشتر و اعمال کنترل مناسب‌تر بر امور و فعالیت‌های اجرایی هستند. در این روش عملیات مهندسی، تدارک و تأمین و اجرا به‌صورت موازی با هم و در قالب یک قرارداد انجام می‌شود. با توجه به این نکته که یکی از نیازهای مهم بازار امروز به‌ویژه در پروژه‌هایی که به‌وسیله بخش خصوصی یا به طریق فاینانس انجام می‌شود، داشتن اطمینان از قیمت نهایی و تاریخ قطعی اتمام کار است، اجرای پروژه به‌صورت epc، اطمینان بیشتر از قیمت تمام شده و زمان اتمام کار را فراهم می‌کند (عزیزی، ۱۳۹۱).

علی امامی‌میبدی که به بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بین‌المللی خدماتی و مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران و عراق پرداخته بود همسو با نتایج مطالعه ما نشان داد که قرارداد مشارکت در تولید، کارایی اقتصادی بالاتری داشته و ضمن ایجاد انگیزه لازم در پیمانکار برای اجرای پروژه‌های پر ریسک در شرایط مختلف اقتصادی، همسویی بیشتری میان منافع طرفین قرارداد ایجاد می‌نماید. توزیع بهینه و منصفانه‌تری از ریسک بین آن‌ها برقرار می‌سازد که عامل مهمی برای پای‌بندی طرفین به اجرا و اتمام قرارداد به شمار می‌آید؛ بنابراین با توجه به شرایط حاکم بر بازار نفت ازجمله رقابت و روند کاهشی قیمت‌های نفت، همچنان استفاده از الگوی قراردادی راه‌حلی کارگشا است ولی برای به‌کارگیری آن همانند سایر کشورها، اقدامات حقوقی مؤثرتری نظیر تصویب قانون استفاده از قرارداد مشارکت در تولید حداقل برای میادین با شرایط سخت و میادین مشترک، ضروری است (امامی‌میبدی، ۱۴۰۰).

بااین‌حال، با وجود بهبود و ارتقای رژیم مالی قراردادهای نوین نفتی، همچنان برخی محدودیت‌ها در این قراردادها وجود دارد. به‌دلیل ماهیت استفاده از فاکتور R که مبنای پرداخت حق‌الزحمه به پیمانکار است، در نظام مالی قراردادهای نوین نفتی و در نظر گرفتن بازه‌های بلند، امکان هزینه‌تراشی پیمانکار در طول قرارداد را ممکن می‌سازد، این باعث می‌شود که کارفرما در بازه‌ای نسبتاً طولانی حق‌الزحمه تعدیل نشده‌ای را به پیمانکار پرداخت کند، درحالی‌که در قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید، بازه‌های کوچکتری برای طبقه‌بندی فاکتور R که مبنای دستمزد در قرارداد بیع متقابل و سود در قراردادهای مشارکت در تولید است، در نظر گرفته شده است.

منابع

برامکی‌یزدی، حجت‌الله؛ منظور، داوود؛ شادکار، محمدسعید (۱۳۹۹)، «بهینه‌یابی قراردادهای بالادستی نفت و گاز: الگوی کارگزار ـ کارفرما». *فصلنامه علمی پژوهش نامه اقتصادی*، سال بیستم، شماره ۷۶، ۲۲۲-۱۸۷.

ابراهیمی، نصرالله؛ شیریجیان، محمد (۱۳۹۳)، قراردادهای بالادستی نفت و گاز جمهوری اسلامی ایران و دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید، *فصلنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۳، شماره ۱۰، ۳۹-۱.

سالاریان، محمدامین، زارع، علی، محبی، محسن، عبدی، صادق (۱۴۰۱)، بررسی قراردادهای مشارکت در تولید به‌عنوان روشی جهت جذب سرمایه‌گذاری در صنعت

نفت ایران، *فصلنامه‌ی علمی پژوهشی دانش سرمایه‌گذاری*، انجمن مهندسی مالی ایران، سال یازدهم، شماره‌ی ۴۱، صفحه‌ی ۵۱۶.

امامی میبدی، علی؛ داشاب، مهریار؛ عامری، فیصل؛ مقدم ابریشمی، علی؛ اکبری بیرگانی، معصومه (۱۴۰۰)، بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بین‌المللی خدماتی و مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران و عراق از منظر کارایی اقتصادی قراردادها *فصلنامه‌ی پژوهش‌های اقتصادی (رشد و توسعه‌ی پایدار)*، سال بیست و یکم، شماره‌ی چهارم، صفحه‌ی ۱.

طالبیان مقدم، هادی؛ شیرکوند، هادی؛ دهقان، رضا؛ محمدی، شاپور (۱۴۰۲)، تأثیر مؤلفه‌های اقتصادی قراردادهای IPC وPSC بر تولید و سود انباشتی میدان مشترک نفتی فروزان، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال هجدهم، شماره ۷۶، صفحات ۲۹-۵۶.

حاتمی، علی، کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳)، *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*، تهران: نیسا، ۱-۱۱۷۴.

درخشان، مسعود (۱۳۹۲)، ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی ـ تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی ایران، *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال ۳، شماره ۹، ص ۱۱۳۵۵

فخری، علی؛ عباییان، مهران (۱۳۹۷)، مطالعه مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید (IPC) و بیع متقابل: نمونهٔ موردی: میدان نفتی در بلوک اناران، *فصلنامهٔ مطالعات راهبردی سیاست‌گذاری عمومی*، شماره ۲۷، ۱۰۸-۸۹.

عزیزی، مجتبی؛ ابراهیمی، سید نصرالله؛ صبحیه، محمدحسین (۱۳۹۱)، اندازه‌گیری سطح بلوغ مدیریت قرارداد در پیمانکاران EPC صنعت نفت ایران (مطالعه موردی: شرکت نفت و گاز سپانیر)، *مطالعات راهبردی در صنعت نفت و انرژی*. ۱۳۹۱؛ ۳ (۱۲): ۲۰۱-۲۲۵.

Ayoubi, M., Naghizadeh, M., Tabatabaeian, S. H., Twofighi, J. (2023). Analyzing Iran petroleum Industry Experience in Technological Learning in Joint R&D projects. Strategic studies in the oil and energy industry, 14(56), 23-40. Emami Meybodi, A., Dashab, M., Ameri, F., Moghaddam Abrishami, A., Akbari Birgani, M. (2021). Comparative Study of International Service Contracts and Production Sharing Contracts in Iran and Iraq Oil and Gas Industry from the Perspective of Economic Efficiency of Contracts. QJER, 21(4), 1-36.

Banda, W. (2023). "*A system dynamics model for assessing the impact of fiscal regimes on mining projects*", Resources Policy, 81(1), 103408-103419.

Diouf, A. & Laporte, B. (2018), Oil contracts and government take: Issues for Senegal and developing countries, *The Journal of Energy and Development*, 43(1), 213-234.

Duval, C., Le Leuch, H., Pertuzio, A., Lang Weaver, J., Anderson, O., Doak Bishop, R., Bowman, J. (2009). *International Petroleum Exploration And Exploitation Agreements: Legal, Economic & Policy Aspects*, 2ed edition, Barrows Company, 1-445.

Ghandi, A., & Lin Lawell, C. Y. C. (2013). *On the rate of return and risk factors to international oil companies in Iran's buy-back service contracts*.

Hassantash, S.G. (2009). "Trend of Crude Oil Prices: Buy-Back Contracts vs. PSCs", *OGEL (Oil, Gas & Energy Law Intelligence)*, 7(1), 1-5.

Karasalihović-Sedlar, D., Barbir, G., Brkić, V. (2017). "Types of fi scal regime in hydrocarbon exploration and production", *The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin*, DOI: 10.17794/rgn.2017.1.6.

Mazeel, M. (2010). *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*, Diplomica Verlag.

McLean, S. (2023). Exploring the elements of an optimal hydrocarbon fiscal regime", Studies and Perspectives series-ECLAC Subregional Headquarters for the Caribbean, No. 116 (LC/TS.2023/11-LC/CAR/TS.2023/2), Santiago, *Economic Commission for Latin America and the Caribbean* (ECLAC).

Pedra Patrícia, P. (2020), "The Impact of Fiscal Incentives in the Pre-Salt Oil Business in Brazil", *Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science*.

Roshani, A., Budaghi, H., Jafari Navimi Por, N., Ale Emran, R., Gharehbiglo, H. (2022). Investigation and presentation of blockchain deployment model in international contracts of oil and gas industry (Case study of East Azerbaijan Gas Company). *Strategic studies in the oil and energy industry*, 13(52), 23-36.

Smith, J. L. (1995). "*Calculating investment potential in South America*". *World Oil*, 216(6), 17-121.

Zhaozhe, G. (2019). Indonesia's New Petroleum Fiscal Regime: Fiscal Changes, Impacts and Future Trends. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science* 446 (5): 052078