

کاربرد نظریه بازی‌ها در مدل سازی توسعه یک میدان نفتی در قالب قرارداد بیع متقابل

نوع مقاله: پژوهشی

حامد همتی^۱

فرهاد حنیفی^۲

حسین اسلامی مفیدآبادی^۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۲/۸

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱۰/۳۰

چکیده:

توسعه میادین نفتی به دلیل نیاز شدید به سرمایه، فناوری‌های پیشرفته و ریسک‌های فنی و سیاسی، معمولاً از طریق قراردادهای بالادستی نظیر بیع متقابل انجام می‌شود. کارآمدی این قراردادها وابسته به تعیین پارامترهای قراردادی بهینه‌ای است که بتواند از یک سو شرکت‌های بین‌المللی نفتی را به مشارکت در پروژه‌های توسعه‌ای ترغیب کند و از سوی دیگر بازده اقتصادی و منافع بلندمدت شرکت ملی نفت را تضمین نماید. در این پژوهش، توسعه یک میدان نفتی در قالب قرارداد بیع متقابل با بهره‌گیری از چارچوب نظریه بازی‌ها مدل سازی شده و تعامل میان دولت/شرکت ملی و پیمانکار خارجی در قالب یک بازی استکلبرگ رهبر-پیرو صورت‌بندی شده است. در مدل پیشنهادی، شرکت ملی نفت به عنوان رهبر ابتدا پارامترهای کلیدی قرارداد از جمله ضریب پاداش پیمانکار (R) و ضریب سقف محدودیت پرداختی (α) را اعلام می‌کند و شرکت بین‌المللی نفتی نیز به عنوان پیرو با مشاهده این مقادیر، نرخ استخراج بهینه (V) را انتخاب می‌نماید. پس از تعریف تابع هدف طرفین و شبیه‌سازی عددی با استفاده از داده‌های فرضی پژوهش، مقادیر تعادلی به دست آمد. نتایج نشان می‌دهد که بیشینه‌سازی ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت شرط دستیابی به تعادل استکلبرگ است و در این حالت، مقادیر بهینه قرارداد عبارتند از: ضریب پاداش پیمانکار $R = 2.09$ ، ضریب سقف بازپرداخت $\alpha = 0.41$ و نرخ استخراج بهینه $V = 0.0132$. این نتایج بیانگر آن است که پیشنهاد ضریب پاداش ۲.۰۹ و تعیین سقف بازپرداخت ۰.۴۱ از سوی شرکت ملی نفت، شرکت بین‌المللی را به انتخاب نرخ استخراج ۰.۰۱۳۲ سوق می‌دهد؛ ترکیبی که نه تنها جریان نقدی پایدار و ریسک پروژه را برای پیمانکار قابل قبول می‌سازد، بلکه ارزش اقتصادی و منافع ملی را برای دولت میزبان به حداکثر می‌رساند. در مجموع، یافته‌ها نشان می‌دهد که استفاده از چارچوب نظریه بازی‌ها می‌تواند به طراحی قراردادهای کارا تر منجر شده و یک وضعیت برد-برد پایدار را برای طرفین قرارداد بیع متقابل فراهم آورد.

واژه‌های کلیدی: بیع متقابل، ارزش فعلی خالص، تعادل استاکلبرگ، نرخ استخراج بهینه

طبقه بندی JEL: C72, Q38, D86

^۱ گروه مدیریت مالی و بانکی، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
Hhemmati96@iau.ac.ir

^۲ گروه مدیریت مالی و بانکی، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران (نویسنده مسئول)
f.hanifi@iau.ac.ir

^۳ گروه مدیریت مالی و بانکی، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران
Hossein.eslamimofidabadi@iau.ac.ir

مقدمه

صنعت نفت و گاز به دلیل سرمایه‌بری بالا، ریسک‌های سیاسی و فنی، و افق بلندمدت بازگشت سرمایه، به شدت متکی بر کیفیت چارچوب‌های قراردادی و حقوقی است. طراحی مناسب قراردادهای بالادستی می‌تواند نقش تعیین‌کننده‌ای در شکل‌دهی انگیزه‌های سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی داشته باشد (توردو^۱، ۲۰۰۷). در این میان، «نرخ تولید» نه صرفاً یک متغیر فنی، بلکه عاملی راهبردی برای مدیریت ریسک قیمت، تنظیم جریان نقدی و هم‌راستاسازی منافع دولت و پیمانکار است و نحوه زمان‌بندی آن می‌تواند ارزش فعلی پروژه را تحت تأثیر قرار دهد (وسموندسن^۲، ۲۰۱۴؛ دیویس^۳، ۲۰۱۸).

نظریه بازی‌ها طی دهه‌های اخیر ابزار قدرتمندی برای تحلیل تعاملات استراتژیک میان دولت/شرکت ملی و سرمایه‌گذار خارجی فراهم کرده و نشان داده است که قراردادهای نفتی را می‌توان به صورت «وابسته به کارایی» طراحی کرد؛ به گونه‌ای که نرخ تولید و تحقق اهداف بهره‌برداری مستقیماً با پاداش و تقسیم ریسک پیوند بخورد (بالحسن^۴، ۲۰۲۲). در ایران نیز اصلاح الگوی بیع‌مقابل و معرفی IPC با هدف افزایش جذابیت سرمایه‌گذاری از طریق بهبود سازوکارهای بازیابی هزینه و انعطاف‌پذیری تولید صورت گرفته است (مداحی‌نسب^۵، ۲۰۱۷؛ بهمعی^۶، ۲۰۲۵). با این حال، پژوهش‌ها نشان می‌دهد که روشن‌شدن نقش نرخ تولید در زمان‌بندی جریان نقدی و ریسک‌پذیری پروژه همچنان برای جذب FDI حیاتی است (کشاورز^۷ و همکاران، ۲۰۲۱).

با توجه به استمرار رقابت جهانی برای جذب سرمایه نفت و گاز، حتی در شرایط گذار انرژی، طراحی قراردادهای انگیزشی بیش از گذشته اهمیت دارد و نرخ تولید می‌تواند به عنوان یک اهرم کلیدی در این فرآیند عمل کند (آژانس بین‌المللی انرژی^۸، ۲۰۲۴). این پژوهش با استفاده از چارچوب نظریه بازی‌ها، نرخ تولید را به عنوان متغیر مرکزی طراحی قرارداد وارد مدل کرده و نشان می‌دهد چگونه تنظیم بهینه پارامترهای قراردادی می‌تواند جذابیت سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ایران را افزایش دهد.

1 Tordo

2 Osmundsen

3 Davis

4 Balhasan

5 Maddahinasab

6 Bahmaei

7 Keshavarz

8 IEA

۱- مفاهیم نظری

نظریه بازی‌ها چارچوبی تحلیلی برای مطالعه تصمیم‌گیری در شرایطی است که نتیجه هر انتخاب به رفتار دیگر بازیگران وابسته است. برخلاف نظریه تصمیم که بر انتخاب فردی تمرکز دارد، در نظریه بازی‌ها پیش‌بینی واکنش طرف مقابل و انتخاب بهترین پاسخ در برابر آن محور تحلیل است. هر بازی شامل مجموعه‌ای از بازیگران، راهبردهای ممکن، تابع پیامد، قواعد حرکت و ساختار اطلاعات است و در محیطی که تصمیم‌ها به یکدیگر واکنش نشان می‌دهند، «محیط استراتژیک» شکل می‌گیرد (شرر^۱، ۱۹۹۶).

بازی‌ها به دو شکل اصلی صورت‌بندی می‌شوند:

- **شکل استراتژیک** که فهرست بازیگران، استراتژی‌ها و پیامدها را نشان می‌دهد؛
 - **شکل گسترده** که ترتیب حرکت‌ها و اطلاعات در هر گره تصمیم را نمایش می‌دهد.
- گونه‌های مختلف بازی شامل بازی‌های هم‌زمان، ترتیبی، تکراری، با اطلاعات کامل و با اطلاعات ناقص است. در بازی‌های با اطلاعات ناقص، نوع یا ویژگی‌های برخی بازیگران نامشخص است و تحلیل با تعادل نش بیزی انجام می‌گیرد.

مفاهیم حل در نظریه بازی‌ها مبتنی بر عقلانیت و دانش مشترک است. مهم‌ترین مفهوم، **تعادل نش** است که وضعیتی را توصیف می‌کند که هیچ بازیگری با تغییر یک‌جانبه استراتژی خود منتفع نمی‌شود. در بازی‌های ترتیبی، **تعادل کامل در زیربازی** راه‌حل کارآمدتری ارائه می‌دهد زیرا شرط بهینگی را در تمام مراحل بازی برقرار می‌کند. در صورت وجود عدم تقارن اطلاعات، **تعادل نش بیزی** رفتار بازیگران را بر اساس باورهای سازگار با شواهد پیش‌بینی می‌کند. تعادل‌ها الزاماً کارای پارتو نیستند و همین امر اهمیت طراحی قواعد و سازوکارهای انگیزشی را برجسته می‌سازد.

در چارچوب‌های اقتصادی و قراردادی، نظریه بازی‌ها ابزاری برای صورت‌بندی تعاملات میان دولت و سرمایه‌گذار است. تصمیم‌هایی مانند نوع قرارداد، سطح سرمایه‌گذاری، ساختار سهم‌بری، سقف بازیافت هزینه و نرخ تولید، نمونه‌هایی از انتخاب‌های استراتژیک هستند که به واکنش طرف مقابل وابسته‌اند. در **بازی ترتیبی**، دولت ابتدا چارچوب قرارداد را تعیین می‌کند و پیمانکار با مشاهده آن، سرمایه‌گذاری و مسیر تولید را انتخاب می‌کند. در **بازی‌های تکراری**، بندهای وابسته به عملکرد و پایش صیانتی می‌توانند همکاری پایدار ایجاد کنند.

یکی از صورت‌های مهم بازی‌ها در تحلیل اقتصادی، **بازی استکلبرگ** است که در آن رهبر ابتدا اقدام می‌کند و پیرو با آگاهی از تصمیم او بهترین پاسخ را انتخاب می‌کند. حل این بازی از طریق

1 Scherer

استدلال رو به عقب انجام می شود و به تعادل استکلبرگ منجر می گردد که معمولاً مزیت حرکت نخست را برای رهبر فراهم می کند (استکلبرگ^۱، ۱۹۳۴). این چارچوب به ویژه برای مدل سازی روابط دولت میزبان و شرکت بین المللی در قراردادهای بالادستی مناسب است، زیرا رفتار پیرو (پیمانکار) مستقیماً به پارامترهای اعلام شده از سوی دولت وابسته است. به طور کلی، نظریه بازی ها امکان می دهد متغیرهایی مانند نرخ تولید، هزینه سرمایه، ریسک نهادی و سینماتیک جریان نقدی در قالب استراتژی و پیامد بازنمایی شوند و تعادل هایی پیش بینی شود که هم جذابیت سرمایه گذاری را افزایش دهد و هم با اهداف سیاستی کشور میزبان سازگار باشد. این ویژگی، نظریه بازی ها را به یکی از ابزارهای اصلی تحلیل در طراحی قراردادهای نفتی بدل کرده است.

۱-۱- ساختار قراردادهای بیع متقابل

قراردادهای بیع متقابل یکی از مهم ترین الگوهای قراردادی در صنعت نفت ایران هستند که با هدف جذب سرمایه و فناوری خارجی در شرایط محدودیت های حقوقی مالکیت بر منابع طراحی شده اند. در این قراردادها، شرکت خارجی مسئول تأمین سرمایه، مدیریت پروژه و اجرای عملیات توسعه میدان است و پس از آغاز تولید تجاری، سرمایه و حق الزحمه خود را از محل سهمی از عایدات میدان دریافت می کند، بدون آن که مالکیتی بر مخزن به او منتقل شود. این ویژگی، بیع متقابل را به مدلی غیرمشارکتی، خدماتی و مبتنی بر بازپرداخت هزینه تبدیل می کند (توردو، ۲۰۰۷).

۱-۲- اصول و ویژگی ها:

هسته اصلی قرارداد بیع متقابل بر سه اصل استوار است:

- (تأمین کامل سرمایه و ریسک سرمایه گذاری توسط پیمانکار خارجی؛
- عدم مشارکت پیمانکار در مالکیت مخزن یا نفت تولیدی؛
- بازپرداخت هزینه ها و پرداخت حق الزحمه ثابت یا وابسته به عملکرد از محل جریان نقدی میدان.

در این چارچوب، دوره قرارداد معمولاً شامل دو بخش فاز توسعه و فاز بازپرداخت است. پیمانکار متعهد به دستیابی به اهدافی مانند ظرفیت تولید، زمان بندی توسعه، و مشخصات فنی است و در مقابل، اگر این اهداف محقق نشود، بخشی از حق الزحمه او کاهش می یابد. محدودیت های مالکیتی و

1 Stackelberg

مالیاتی ایران سبب شده است که بیع متقابل به عنوان ابزاری سازگار با قوانین داخلی و قابل قبول برای سرمایه‌گذاران خارجی مطرح شود.

توزیع ریسک: یکی از نقاط قوت تحلیلی بیع متقابل، ساختار روشن تقسیم ریسک میان دولت و پیمانکار است. پیمانکار عمده ریسک‌های سرمایه‌گذاری، هزینه، تأخیر پروژه، و ریسک فنی توسعه میدان را بر عهده دارد، زیرا هزینه‌ها تنها در صورت تولید موفق و آغاز بازپرداخت قابل باز یافت‌اند. دولت یا شرکت ملی نفت ریسک‌های بازارسازی، سیاست‌گذاری و نوسان قیمت نفت را تحمل می‌کند، اما به دلیل مالکیت کامل میدان، از مزیت کنترل استراتژیک بر عملکرد تولید برخوردار است. این ساختار، بیع متقابل را در زمره قراردادهای غیرمشارکتی با ریسک عملیاتی بالا برای پیمانکار قرار می‌دهد و انگیزه او را برای مدیریت کارآمد پروژه افزایش می‌دهد (اوسموندسن، ۲۰۱۰).

جریان نقدی و بازپرداخت هزینه‌ها: جریان نقدی در بیع متقابل بر پایه «سقف باز یافت هزینه» و «حق الزحمه» تعریف می‌شود. ابتدا هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پیمانکار در سقف تعیین شده توسط دولت باز یافت می‌شود و سپس حق الزحمه او بر اساس نرخ بازده داخلی، کارایی عملیات یا شاخص‌های عملکردی پرداخت می‌گردد. این جریان بازپرداخت معمولاً از محل سهم معینی از نفت تولیدی میدان انجام می‌شود و تا زمان بازگشت سرمایه و تسویه حق الزحمه ادامه دارد. یکی از چالش‌های اصلی این قراردادها، حساسیت بالای بازپرداخت به نرخ تولید و زمان‌بندی تولید است؛ هرگونه کاهش در تولید یا تأخیر در شروع بهره‌برداری می‌تواند ارزش خالص دریافتی پیمانکار را به شدت کاهش دهد و بنابراین، نرخ تولید در مرکز انگیزه‌های او قرار می‌گیرد (دیویس، ۲۰۱۸).

به‌طور کلی، قراردادهای بیع متقابل سازوکاری فراهم می‌کنند که هم نیاز دولت به سرمایه و فناوری را پاسخ می‌دهد و هم ساختار حقوقی کشور را حفظ می‌کند. با این حال، محدودیت‌هایی مانند انعطاف‌پذیری کم در طول دوره بهره‌برداری و وابستگی شدید انگیزه‌ها به مسیر تولید، سبب شده است در سال‌های اخیر رویکردهایی همچون IPC با هدف افزایش کارایی و جذابیت این قراردادها توسعه یابد.

۲- پیشینه پژوهش

ادبیات مرتبط با جذب سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت و گاز را می‌توان در چهار جریان اصلی خلاصه کرد که از سطح حقوق و حکمرانی تا سطح طراحی قرارداد و نهایتاً مدل‌های بازی مبنای در

بر می گیرند. این چهار خوشه عبارت اند از: الف) حقوق، نهاد و حکمرانی قراردادی، ب) طراحی رژیم مالی و مقایسه قراردادها، ج) نرخ تولید و بهینه سازی پویا، و د) نظریه بازی ها و سازوکارهای انگیزشی. درک منطق هر خوشه کمک می کند جایگاه پژوهش حاضر در ادبیات روشن شود و پیوند میان کیفیت حکمرانی، معماری قراردادی و رفتار استراتژیک طرفین در قالب یک چارچوب منسجم دیده شود.

در خوشه نخست، تمرکز بر این است که کیفیت بستر حقوقی و ترتیبات حکمرانی چگونه ریسک ادراک شده سرمایه گذار را شکل می دهد و قابلیت اجرای قرارداد را تقویت یا تضعیف می کند. عشیروی و امین مجد (۱۳۹۲) نشان می دهند که چندپارگی مقررات، هم پوشانی اختیارات میان نهادها و ابهام در مرجع نهایی تصویب قرارداد در بالادست ایران، نااطمینانی حقوقی پایداری ایجاد می کند که خود را در قالب تأخیر در بستن قراردادها و افزایش پرمیوم ریسک نمودار می سازد. ابراهیمی و شیریحیان (۱۳۹۳) با رویکردی هنجاری استدلال می کنند که حتی در چارچوب قوانین موجود، امکان استفاده از قالب های قراردادی متعارف وجود دارد، مشروط بر آنکه نسبت میان متن قرارداد و سلسله مراتب قواعد حقوقی به دقت تنظیم شود و مفاهیم کلیدی مانند سقف بازیافت هزینه، پاداش عملکرد و حضور بلندمدت پیمانکار با اصول قانون اساسی و قوانین بخشی به صورت شفاف سازگار شود. ادامه این خط ادبیات در کارهایی مانند ابراهیمی و جواندل (۱۳۹۴) و قنبری (۱۳۹۵) است که ریسک های قراردادی را به تفکیک مراحل تدوین، اجرا و خاتمه تحلیل می کنند و نشان می دهند چگونه طراحی درست سازوکارهای نظارتی، کمیته های مشترک، حسابرسی فنی و مالی و بندهای ثبات و حل اختلاف، هزینه تعارض و اختلاف را کاهش می دهد و افق دید سرمایه گذار را روشن تر می سازد.

در سطح بین المللی، راهنماها و جعبه ابزارهای سیاستی نهادهایی مانند صندوق بین المللی پول، بانک جهانی و مؤسسه حاکمیت منابع، چارچوب های عملی برای طراحی رژیم های مالی و حکمرانی صنایع استخراجی ارائه می کنند (صندوق بین المللی پول^۱، ۲۰۱۲؛ بانک جهانی^۲، ۲۰۱۷؛ مؤسسه حاکمیت منابع طبیعی^۳، ۲۰۱۵). این منابع بر شفافیت حقوق مالکیت، دسترسی به داده های مخزن، تعریف دقیق هزینه های قابل جبران، انتشار متون قرارداد و استقرار نهادهای ممیزی مستقل تأکید دارند و نشان می دهند چگونه ضعف در این حوزه ها به اختلافات قراردادی، نااطمینانی و کاهش جذابیت سرمایه گذاری منجر می شود. گزارش های کشوری مانند اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده آمریکا نیز بستر نهادی و محدودیت های تحریمی و بازار را مستند می کنند و زمینه ای واقع بینانه برای ارزیابی ریسک کشوری و تفسیر نتایج قرارداد فراهم می سازند (اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده آمریکا^۴،

1 International Monetary Fund

2 World Ban

3 Natural Resource Governance Institute

4 Energy Information Administration

۲۰۲۴). مجموع این ادبیات تأکید دارد که حتی بهترین طراحی مالی در غیاب حکمرانی شفاف و باثبات، نمی‌تواند به‌طور پایدار سرمایه جذب کند.

خوشه دوم ادبیات بر طراحی و مقایسه رژیم‌های مالی و قراردادی متمرکز است. این جریان پژوهش نشان می‌دهد که نوع قرارداد تنها نقطه آغاز است و آنچه رفتار واقعی سرمایه‌گذار و مسیر تولید را شکل می‌دهد، جزئیات پارامترهای مالی و حقوقی است. توکلی و همکاران (۱۳۹۴) با تحلیل مشارکت در تولید نشان می‌دهند که اجزایی مانند نفت هزینه، نفت منفعت و سهم‌بری طرفین، اگر به صورت پویا با سودآوری پروژه هم‌تراز شوند، می‌توانند در شرایط عدم قطعیت قیمت و هزینه کاراتر از قالب‌های ثابت عمل کنند. درخشان و تکلیف (۱۳۹۴) و عسکری، شیرجیان و طاهری فرد (۱۳۹۶) با نقد نظام‌مند بیع متقابل بر این نکته تأکید می‌کنند که یک نسخه قراردادی برای همه میادین مناسب نیست و ترکیب بهینه‌ای از قالب‌های PSC، IPC و بیع متقابل باید متناسب با ویژگی‌های فنی میدان، ریسک سیاسی و اهداف سیاستی انتخاب شود.

مطالعات تجربی مبتنی بر داده‌های میدانی، مانند منظور و همکاران (۱۳۹۶) و غنی^۱ (2013)، با مقایسه ارزش فعلی خالص دریافتی پیمانکار و هزینه برای کشور میزبان در میادین مشخص، نشان می‌دهند که چگونه محدودیت افق زمانی و ساختار بازپرداخت ثابت در بیع متقابل انگیزه‌های کوتاه‌مدت و اعوجاج در مسیر تولید ایجاد می‌کند. در مقابل، پژوهش‌هایی که بر IPC تمرکز دارند، مانند فیرومانی^۲ (2020) و بهیمی^۳ (2025)، نشان می‌دهند که کارمزد شناور، سقف نفت هزینه و بندهای تعدیل اگر به درستی طراحی شوند، می‌توانند IPC را به رفتار مشارکتی نزدیک کنند و توازن ریسک و بازده را برای طرفین بهبود بخشند. ادبیات تطبیقی جدیدتر مانند پیرا^۴ (2023)، سان^۵ (2022) و اولیک^۶ و همکاران (2021) نیز تجربیات کشورهای PSC ها و قراردادهای خدماتی اصلاح‌شده را مرور می‌کنند و نشان می‌دهند چگونه اصلاحات تدریجی در فرمول کارمزد، تعریف شاخص‌های عملکرد و شفاف‌سازی قواعد حسابداری میدانی، جذابیت سرمایه‌گذار و پایداری تولید را بهبود داده است. پیام مشترک این خوشه آن است که طراحی «ریزپیکره مالی و نظارتی» قرارداد در عمل بسیار مهم‌تر از عنوان رسمی آن است.

خوشه سوم به نرخ تولید و بهینه‌سازی پویا اختصاص دارد و حلقه اتصال روشنی میان تصمیمات قراردادی و مسیر تولید برقرار می‌کند. در این ادبیات، نرخ یا مسیر تولید به عنوان متغیر کنترلی در

1 Ghani

2 Firoumani

3 Bahmaei

4 Pereira

5 Sun

6 Olleik

یک مسأله بهینه‌سازی بین زمانی ظاهر می‌شود که در آن ارزش فعلی خالص پروژه، سلامت مخزن، ظرفیت فرآورش و صادرات و قیود مالیاتی به طور مشترک لحاظ می‌شوند. طاهری فرد (۱۳۸۷) با کالبره کردن اجزای مالی قراردادهای مشارکتی روی مسیر تولید بهینه نشان می‌دهد که مکانیزم نفت هزینه قوی‌ترین اهرم برای تحریک افزایش نرخ تولید در سال‌های اولیه است، اما اگر سقف بازیافت محدود باشد یا افق پاداش کوتاه طراحی شود، پروفایل تولید به سمت جبران کوتاه‌مدت منحرف می‌شود و سلامت مخزن به خطر می‌افتد. امامی میبدی و همکاران (۱۳۹۵) در چارچوب بیع متقابل نشان می‌دهند که همسویی میان مسیر تولید قراردادی و مسیر بهینه عمدتاً به سال‌های ابتدایی عمر مخزن محدود است و به تدریج، به سبب افق کوتاه قرارداد و ساختار بازپرداخت ثابت، واگرایی ایجاد می‌شود و انگیزه برای سرمایه‌گذاری در بازیافت ثانویه کاهش می‌یابد.

پژوهش‌های دیگر، مانند بهادری و همکاران (۱۳۹۵)، اکبری و علیپور (۱۳۹۳) و غنی (۲۰۱۳)، با ترکیب مدل‌های مخزنی، قیود فرآورشی و محدودیت‌های صادراتی، اثر نوع قرارداد و پارامترهای آن را بر مسیر تولید ملی و ارزش پروژه بررسی کرده‌اند و نشان داده‌اند که حضور بلندمدت پیمانکار و پاداش‌های وابسته به عملکرد، سطح تولید را در افق میان‌مدت در مقایسه با مدیریت صرفاً ملی بالاتر نگه می‌دارد. در سطح بین‌المللی، مدل‌های برنامه‌ریزی پویا و بهینه‌سازی چنددوره‌ای نشان داده‌اند که الگوهای پله‌ای تولید، همراه با پنجره‌های بازنگری قرارداد و شاخص‌های عملکرد مرتبط با ظرفیت فرآورش و انتقال، از جهش‌های غیرکارا و سقوط ناگهانی تولید جلوگیری می‌کنند (آرستیزابال^۱ و همکاران، ۲۰۲۳؛ ژونگ و ژائو^۲، ۲۰۱۶). پیام مشترک این خوشه آن است که نرخ تولید، متغیری صرفاً فنی نیست، بلکه نتیجه برآیند پارامترهای قراردادی، ریسک نهادی و قیود زیرساختی است و هرگونه طراحی انگیزشی باید به صورت نظام‌مند روی $q(t)$ اثرگذاری داشته باشد.

خوشه چهارم، **نظریه بازی ها و سازوکارهای انگیزشی در قراردادهای بالادستی** را در مرکز توجه قرار می‌دهد و قرارداد را به عنوان یک مکانیسم طراحی انگیزه صورت‌بندی می‌کند. در این رویکرد، انتخاب نوع قرارداد، سهم‌بری دولت و سقف بازیافت هزینه از سوی دولت میزبان، و انتخاب سطح سرمایه‌گذاری و نرخ تولید از سوی پیمانکار، مجموعه‌ای از انتخاب‌های استراتژیک در یک بازی دوطرفه یا چندطرفه هستند. بخشی از این ادبیات، مواجهه دولت و پیمانکار را به صورت یک بازی استکلبرگ مدل می‌کند که در آن دولت به عنوان رهبر ابتدا پارامترهای قرارداد را اعلام می‌کند و پیمانکار به عنوان پیرو با توجه به این پارامترها و انتظارات قیمتی، مسیر سرمایه‌گذاری و تولید را بهینه می‌سازد (استکلبرگ، ۱۹۳۴؛ گاندی و لین لاول^۳، ۲۰۲۰). نتایج چنین مدل‌هایی نشان می‌دهد

1 Arestizabal

2 Zhong & Zhao

3 Ghandi & Lin Lawell

که سقف‌های سخت هزینه و کارمزد ثابت می‌توانند شرط بهینه تولید را نسبت به حالت رقابتی منحرف کنند، در حالی که کارمزد شناور وابسته به عملکرد، حضور در دوره بهره‌برداری و امکان بازنگری دوره‌ای پارامترها، تعادل استکلیبرگی را به کارایی پارتویی نزدیک‌تر می‌کند.

بخش دیگری از ادبیات از **چانه‌زنی** نش برای تعیین هم‌زمان سهم‌بری و پارامترهای کلیدی قرارداد استفاده می‌کند و نشان می‌دهد که نقاط تهدید، قدرت چانه‌زنی و ریسک نهادی چگونه بر نتیجه نهایی تقسیم منافع و انتخاب مسیر تولید اثر می‌گذارد (آناندالیگام و اپری^۱، ۱۹۸۷؛ زمانی، ۱۳۹۵). در این چارچوب، اگر قدرت چانه‌زنی دولت بالا باشد اما ریسک نهادی و ابهام اطلاعاتی کاهش نیافته باشد، نتیجه می‌تواند سهم دولت بالا اما مسیر تولید غیرکارا باشد. پژوهش‌های دیگر روی **بازی‌های تکراری و قراردادهای وابسته به عملکرد** تمرکز می‌کنند و نشان می‌دهند که می‌توان با تعریف کارمزد و سهم‌بری پله‌ای متناسب با عبور از نقاط عطف فنی و صیانتی، مخاطره اخلاقی را در انتخاب نرخ تولید کنترل کرد و انگیزه برای نگهداشت فشار و اجرای پروژه‌های ازدیاد برداشت را بالا برد (محمد^۲ و همکاران، ۲۰۲۴؛ سان، ۲۰۲۲). مرور فراگیر هرناندز^۳ و همکاران (۲۰۲۲) بر بیش از دو هزار مدرک اسکوپوس در حوزه بازی‌های نفت و گاز نیز نشان می‌دهد که موفق‌ترین مدل‌های بازی‌مبنا، آنهایی هستند که عناصر فنی مخزن، قیود بازار و ریسک نهادی را به طور هم‌زمان در نظر گرفته‌اند و به مدل‌های صرفاً ایستا بسنده نکرده‌اند.

در کنار این‌ها، مطالعاتی مانند بالحسن و همکاران (۲۰۲۲)، اولیک و همکاران (۲۰۲۱) و پیرا (۲۰۲۳) به طور خاص پارامترهای قراردادهای مشارکت و خدماتی را در چارچوب بازی‌های استراتژیک تنظیم می‌کنند و نشان می‌دهند که چگونه انتخاب قلم رقابتی در مزایده، طراحی شاخص‌های عملکرد، بندهای ثبات و سازوکارهای افشا می‌تواند تعادل میان دولت و پیمانکار را به سمت نتایج کارتر و تولید نزدیک به بهینگی مخزنی سوق دهد. این ادبیات همچنین بر اهمیت اطلاعات، سیگنال‌دهی و کاهش عدم تقارن اطلاعات درباره کیفیت مخزن و توان عملیاتی تأکید دارد (ژو^۴، ۲۰۲۱).

جمع‌بندی چهار خوشه نشان می‌دهد که شکاف اصلی ادبیات در این است که اگرچه هم نقش حکمرانی و هم نقش نوع قرارداد و هم اهمیت نرخ تولید به صورت جداگانه مورد توجه قرار گرفته، اما کمتر مطالعه‌ای به طور صریح **نرخ تولید را به عنوان یک متغیر سیاستی و قراردادی قانونی در یک بازی پویا میان دولت میزبان و سرمایه‌گذار خارجی در زمینه ایران** مدل‌سازی کرده است. بسیاری از مطالعات یا بر مقایسه ایستای قالب‌های قراردادی تمرکز دارند، یا مسیر تولید

1 Anandaligam & Apprey

2 Mohamed

3 Hernandez

4 Zhou

را در چارچوبی صرفاً فنی و بدون تعامل استراتژیک تحلیل می کنند، یا بازی ها را بدون پیوند دقیق با پارامترهای واقعی قراردادهای بیع متقابل و IPC صورت بندی می نمایند. پژوهش حاضر این خلأ را هدف قرار می دهد و می کوشد با استفاده از نظریه بازی ها، نرخ تولید را به عنوان ابزار طراحی انگیزشی وارد مدل کند و نشان دهد چگونه تنظیم هماهنگ پارامترهای قراردادی و برنامه تولید می تواند تعادل برد برد میان دولت و سرمایه گذار را در توسعه میادین نفتی ایران شکل دهد.

۳- مدل سازی

۳-۱- شبیه سازی جریان نقدی پروژه

جریان نقدی خالص، جریان نقدی کسب شده منهای جریان نقدی خرج شده در یک بازه زمانی است در اکثر مطالعات، بازه های زمانی یک ساله در نظر گرفته می شود و پیش بینی جریان های نقدی در طول عمر اقتصادی پروژه به انجام می رسد. برای مثال، عمر اقتصادی پروژه های معمول در صنعت نفت در حدود بیست تا بیست و پنج سال است که در این صورت ۲۰ تا ۲۵ عدد (هر کدام برای یکسال) باید تخمین زده شود.

جریان نقدی ورودی پروژه درآمد ناخالص حاصل از تولید سالیانه عبارت است از:

$$R_t = q_t \cdot p_t$$

در رابطه بالا q_t میزان تولید سالیانه نفت در سال t ام و p_t قیمت پیش بینی شده نفت برای سال t ام می باشد. R_t نیز درآمد ناخالص سالیانه حاصل از تولید نفت میدان در سال t ام می باشد.

۳-۲- پروفایل تولید

هر میدان نفتی دارای پروفایل تولید منحصر به خود می باشد ولی در حالت کلی تولید در میدان نفتی به سه بخش فاز ساخت، فاز پلاتو و فاز دکلاین (کاهش) تقسیم می شود.

میزان تولید در فاز ساخت و پلاتو به ظرفیت طراحی بستگی دارد که با میزان نفت ذخیره و نرخ تولید و مشخص می شود و تولید در مرحله دکلاین به شدت تحت تاثیر نرخ تولید می باشد. تولید در فاز ساخت متناسب با زمان افزایش می یابد تولید در این فاز به شرح زیر است:

$$q_t = \frac{t}{t_1} \cdot N \cdot V_0 \quad 0 \leq t \leq t_1$$

تولید در فاز پلاتو را می توان از رابطه زیر که متناسب با ظرفیت طراحی است را تخمین زد:

$$q_t = N \cdot V_0 \quad t_1 \leq t \leq t_2$$

در روابط بالا q_t میزان تولید سالیانه در سال t می باشد N حجم کل نفت موجود در مخزن و V_0 نرخ متوسط استخراج نفت در فاز پلاتو می باشد. t_1 انتهای فاز ساخت و t_2 انتهای فاز پلاتو می باشد.

طول بازه فاز پلاتو و نرخ کاهشی در دوران فاز دکلاین با توجه به نرخ متوسط استخراج سالیانه (V_0) متغیر می‌باشد و نرخ متوسط برداشت زیاد نرخ کاهش بیشتری را در دوران دکلاین به دنبال خواهد داشت و نرخ متوسط برداشت پایین‌تر، نرخ کاهشی کمتری را در دوران دکلاین در پی خواهد داشت. برای تعیین رابطه بین نرخ متوسط برداشت سالانه (V_0) و طول دوره پلاتو و نرخ کاهشی فاز دکلاین از رابطه $t_2 = \alpha \cdot e^{\beta V_0}$ استفاده شده است که α و β متغیرهای مربوط به این مدل از آنالیز آماری میدان‌های نفتی به دست آمده است.

نرخ کاهشی در دوران دکلاین نیز به شدت تحت تأثیر نرخ متوسط برداشت سالانه می‌باشد برای به دست آوردن رابطه بین نرخ متوسط برداشت و نرخ کاهشی در دوران دکلاین از متد ونگ استفاده شده است که رابطه آن به شرح زیر می‌باشد:

$$q_t = N \cdot V_0 \cdot \frac{1}{12} \cdot \sum_{k=1}^{12} a \cdot t^{b_{(i-1) \times 12 + k}} \cdot e^{-c U_0 t_{(i-1) \times 12 + k}}$$

به طوری که $t_{(i-1) \times 12 + k}$ نشان‌دهنده فاز دکلاین می‌باشد i سال مورد پیش‌بینی که $i=1$ نشان‌دهنده سال اول و $i=2$ نشان‌دهنده سال دوم و به همین ترتیب می‌باشد a و b و c ضرایب مدل می‌باشند که از آنالیز آماری مربوط به میدان‌های نفتی بدست می‌آید.

حداکثر نفت و گاز قابل استحصال از مخزن به مجموعه کل هیدروکربن‌های استخراج شده از یک مخزن در طول عمر اقتصادی آن اطلاق می‌شود در مدل حداکثر نفت قابل استحصال را با ER نشان می‌دهیم. اگر عمر میدان نفتی را T فرض کنیم تولید تجمعی نفت تا سال T باید کمتر از کل نفت قابل برداشت از مخزن باشد به عبارت دیگر در هر میدان نفتی محدودیت زیر را برای تولید نفت تجمعی داریم:

$$\sum_{t=0}^T q_t \leq N \cdot ER$$

۳-۳- جریان نقدی خارج شده

اجزای عمده تشکیل دهنده هزینه‌های سرمایه‌گذاری عبارتند از: هزینه زمین شناسی و ژئو فیزیکی، هزینه‌های حفاری، هزینه خرید تانکرها، نصب و برپا سکوها، تجهیزات فرایندی، تجهیزات سرچاهی، خطوط نقل و انتقال مواد، هزینه ساخت و تجهیز کارگاه‌های ساخت مخازن نگهداری مواد و نصب و راه‌اندازی تجهیزات برای انجام عملیات ثانویه (ترزیک گاز یا ایجاد جریان آب) یا عملیات پیشرفته بازیابی نفت (EOR) نرخ متوسط تولید سالیانه و تعداد چاه‌های لازم با هم مرتبط هستند. تعداد چاه لازم برای رسیدن به نرخ متوسط تولید سالیانه (V_0) با $n_c \approx \frac{N \cdot V_0}{t_a \cdot q_0}$ برابر است که t_a تعداد روز

در یک سال کاری می باشد و q_0 متوسط تولید روزانه به ازای هر چاه می باشد. هزینه سرمایه گذاری برای حفر چاه ها عبارت است از $I_c = i_c \cdot n_c$ که i_c هزینه حفر هر چاه می باشد. در این مدل هزینه های حفاری را به خاطر سادگی مدل و وارد نشدن در جزئیات برای همه چاه ها به طور متوسط با I_c محاسبه می کنیم و با $I_c = n_c \cdot i_c = \frac{N \cdot V_0}{t_a \cdot q_0} \cdot i_c$ برابر است. مهندسی زمین شامل جمع آوری انتقال تزریق آب و ساخت و ساز تامین انرژی و برق می باشد برخی از این فعالیت ها همچون انتقال تزریق آب و تامین انرژی به ظرفیت طراحی بستگی دارد و به ازای هر واحد از تولید ظرفیت هزینه دارند ولی برخی از این فعالیت ها همچون ساختن جاده به ظرفیت بستگی ندارد و برای توسعه میدان جدا از ظرفیت یکبار تعلق می گیرد. کل هزینه مهندسی زمین از رابطه $I_j = i_j \cdot N \cdot V_0 + I_{do}$ بدست می آید که i_j هزینه مهندسی زمین به ازای هر واحد تولیدی از ظرفیت می باشد I_{do} هزینه ثابت مهندسی زمین می باشد. کل هزینه های سرمایه گذاری از مجموع هزینه های مهندسی حفاری و هزینه های مهندسی زمین بدست می آید.

$$\begin{aligned} DC &= I_c + I_j = n_c \cdot i_c + N \cdot V_0 \cdot i_j + I_{do} \\ &= \frac{N V_0}{t_a \cdot q_0} \cdot i_c + N \cdot V_0 \cdot i_j + I_{do} = N \cdot V_0 \left(\frac{i_c}{t_a \cdot q_0} + i_j \right) + I_{do} \\ DC &= N \cdot V_0 \left(\frac{i_c}{t_a \cdot q_0} + i_j \right) + I_{do} \end{aligned}$$

DC کل هزینه های سرمایه گذاری مستقیم برای توسعه میدان می باشد. در این مدل فرض ما بر این است که کل سرمایه گذاری در طول t_1 سال که دوران ساخت می باشد اتفاق می افتد. در هر سال تا سال t_1 بخشی از هزینه اتفاق می افتد که با ضریب α_t نشان می دهیم.

$$\sum_{t=0}^{t_1} \alpha_t DC = DC, \sum_{t=0}^{t_1} \alpha_t = 1, 0 \leq \alpha_t \leq 1$$

هزینه های غیر مستقیم شامل هزینه هایی هستند که به وسیله متصدی تعهد و پرداخت شده اند و به صورت غیرمستقیم و مربوط به عملیات توسعه هستند. این هزینه ها که در دوره باز یافت و مطابق سازکار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهد شد صرفاً شامل ((هزینه های قانونی ایران)) می باشند. در این مدل هزینه های سرمایه ای غیر مستقیم (IDC) را ضریبی از هزینه های سرمایه ای مستقیم (I) در نظر گرفته شده است.

هزینه سرمایه گذاری کل مجموع هزینه سرمایه گذاری مستقیم و غیرمستقیم است که با CAPEX نشان می دهیم. بنابراین

$$CAPEX = DC + IDC = (1 + \lambda) \cdot DC$$

هزینه عملیاتی مهمترین ویژگی این هزینه‌ها آن است که به صورت دوره‌ای تکرار می‌شود. در ارزیابی جریان نقدی، هزینه‌های عملیاتی را به شکل سالیانه یا بر حسب هر بشکه یا Mscf بیان می‌کنند.

هزینه‌های عملیاتی می‌تواند توسط محرک‌های هزینه حساب شود و محرک‌های هزینه عبارتند از تعداد چاه‌های تولیدی نفت و تعداد بشکه نفت تولید مدل پیش‌بینی هزینه عملیاتی می‌تواند در رابطه $C_t = C_{nt} \cdot n_c + C_{qt} \cdot q_t$ بیان شود که C_{nt} نشان‌دهنده هزینه عملیات به ازای هر چاه تولیدی در طول یک سال می‌باشد C_{qt} نشان‌دهنده هزینه عملیاتی به ازای هر بشکه نفت تولیدی می‌باشد n_c تعداد چاه و q_t میزان تولید سالیانه می‌باشد با توجه به مدل شبیه سازی بالا کل جریان نقدی مربوط به یک میدان نفتی بدون در نظر گرفتن شرایط قراردادی به صورت زیر می‌باشد:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t_3} ((q_t \cdot p_t) - c_t) \cdot z - \sum_{t=0}^{t_1} \alpha_t \cdot CAPEX \cdot z$$

در رابطه با t_3 عمر اقتصادی میدان نفتی t_1 عمر فاز اول (ساخت و ساز) میدان و $z = (1 + i_0)^{-t}$ فاکتور اقتصاد مهندسی می‌باشد.

۳-۴- شبیه سازی جریان نقدی با توجه به رژیم مالی قرارداد بیع متقابل

در این قرارداد مخارج و هزینه های پیمانکار از محل عواید حاصل از نفت تولیدی و در قالب نفت هزینه پرداخت می‌شود. منظور از نفت هزینه بخشی از تولیدات تخصیص یافته به منظور بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های تعهد و پرداخت شده اکتشاف توسعه و تولید، هزینه‌های پول و حق‌الزحمه توسعه و بهره‌برداری از میدان به وسیله متصدی اکتشاف توسعه و تولید میدان بر حسب مورد است. همچنین میزان نفت هزینه از α درصد عواید و تولیدات میدان تجاوز نخواهد کرد به عبارت دیگر:

$$o_t = \alpha * q_t \cdot p_t$$

CO_t میزان نفت هزینه در سال t می‌باشد.

شرکت نفتی در قبال سرمایه‌گذاری و توسعه میدان دریافتی‌ها و حق‌الزحمه‌هایی دارد که عناصر این دریافتی با روابط زیر مشخص می‌شود.

هزینه سرمایه‌ای مستقیم و غیرمستقیم و هزینه پول: شرکت ملی نفت متعهد می‌شود که هزینه‌های سرمایه‌گذاری مستقیم و غیر مستقیم و به همراه هزینه پول که بر اساس نرخ لایبور به اضافه درصد خاصی حساب می‌شود بازپرداخت کند این بازپرداخت ۵ الی ۷ سال پس از شروع بهره برداری اتفاق می‌افتد. فرض ما بر این بود که کل هزینه سرمایه‌گذاری در t_1 سال اتفاق می‌افتد هزینه سرمایه‌گذاری

در سال t ضریبی از کل هزینه بود که با $CAPEX_t$ نشان می‌دهیم ارزش خالص آتی این هزینه‌ها در شروع دوران بهره برداری عبارت است از

$$F_{t_1} = \sum_{t=0}^{t_1} \alpha_t \cdot CAPEX \cdot z$$

فرض ما بر این است که این پرداختی به صورت پرداخت‌های یکسان در طی n_1 سال باشد بنابراین، طبق روابط اقتصاد مهندسی داریم:

$$A_t = \alpha_t \cdot F_{t_1} \cdot \left[\frac{i_e(1+i_e)^{n_1}}{(1+i_e)^{n_1}-1} \right]$$

که در رابطه بالا i_c نرخ بهره بانکی، A_t میزان بازپرداخت بدهی شرکت ملی نفت در هر سال که n_1 سال پشت سر هم اتفاق می‌افتد.

بخشی دیگر از دریافتی پیمانکار در صورت موفقیت در اکتشاف و توسعه میدان در قالب پاداش می‌باشد که این پاداش ضریبی از میزان کل سرمایه‌گذاری هست $Rev = R \cdot CAPEX$ که در این رابطه R ضریب پاداش بوده و در مدل ما به عنوان متغیر تصمیم در نظر می‌گیریم. کل دریافتی شرکت نفت بین‌الملل را می‌توان با روابط زیر بدست آورد:

$$\begin{aligned} CR_t &= 0, & 0 \leq t < t_1 \\ CR_t &= A_t + Rev & t = t_1 \\ CR_t &= A_t & t_1 < t \leq t_1 + n_1 \\ CR_t &= 0 & t_1 + n_1 < t \end{aligned}$$

ولی این دریافتی هر سال کمتر مساوی نفت هزینه است و در صورتی که بیشتر از نفت هزینه باشد مازاد آن به سال بعدی منتقل می‌شود برای این که بتوانیم این محدودیت را در مدل وارد کنیم از متغیر باینری y_t استفاده می‌کنیم. همچنین متغیر DR_t که نشان‌دهنده اختلاف و تفاوت مابین CO_t و CR_t می‌باشد را تعریف می‌کنیم.

$$DR_t = CR_t - CO_t + DR_{(t-1)}(1+i_0), DR_0 = 0$$

$$DR_1 = CR_1 - CO_1 + 0$$

$$DR_2 = CR_2 - CO_2 + DR_1$$

و به همین ترتیب ادامه می‌دهیم. متغیر باینری y_t را به صورت زیر تعریف می‌کنیم:

$$\begin{cases} y_t = 1 & DR_t \geq 0 \\ y_t = 0 & DR_t < 0 \end{cases}$$

ارزش خالص فعلی (NPV) برای شرکت نفت بین‌الملل در طول مدت قرارداد عبارت است از:

$$NPV_{Ioc} = \sum_{t=0}^{n_3} (CO_t y_t + CR_t(1 - y_t) + DR_{(t-1)} y_{(t-1)}) \cdot z - \sum_{t=0}^{t_1} \alpha_t \cdot CAPEX \cdot z$$

محدودیت‌هایی که در این مساله مطرح است مربوط به میزان تولید است بطوری‌که

$$\sum_{t=0}^{t_3} q_t \leq N \cdot ER$$

همچنین باید درآمد کل پروژه بیشتر از هزینه عملیاتی باشد.

$$q_t \cdot p_t \geq c_t$$

شرکت نفت بین‌المللی درصدد است تا NPV خود را بیشینه کند و در نتیجه نرخ تولید نفت باید به صورتی باشد که NPV_{IOC} ماکزیمم شود.

دریافتی سالانه شرکت ملی نفت ایران از روابط زیر بدست می‌آید.

$$GRN_t = q_t \cdot p_t - GR_t - c_t$$

رابطه بالا نشان‌دهنده این است که درآمد حاصل از فروش نفت پس از کسر هزینه‌های عملیاتی و پرداختی به شرکت نفت بین‌الملل، شرکت ملی نفت خواهد بود.

برای ارزش خالص فعلی پروژه از دید شرکت ملی نفت داریم:

$$NPV_{NIOC} = \sum_{t=0}^{n_3} (q_t \cdot p_t - GR_t - c_t) \cdot Z$$

مدل‌سازی قرارداد BuyBack در قالب بازی استکلبرگ: در این مساله متغیر تصمیم سطح اول را مجموعه ضریب پاداش پرداختی (R) و ضریب سقف محدودیت پرداختی (α) به شرکت نفت بین‌الملل در نظر می‌گیریم. متغیر تصمیم سطح دوم نیز نرخ تولید نفت (V_0) می‌باشد. هدف مساله در حالت کلی را می‌توان بدست آوردن مقادیر متغیرها برای مذاکرات تعریف کرد. برای بدست آوردن تعادل استکلبرگ ابتدا پاسخ بهینه شرکت نفت بین‌الملل با مشخص شدن نرخ برداشت نفت (V_0) را به ازای هر مجموعه پیشنهادی ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی $\{R, \alpha\}$ بدست می‌آوریم سپس با استفاده از این جواب بهترین پاسخ شرکت ملی نفت و در نتیجه تعادل استکلبرگ را محاسبه می‌کنیم. پس در مساله سطح اول هدف ما بهینه‌سازی ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین‌الملل به ازای هر مجموعه $\{R, \alpha\}$ پیشنهادی شرکت ملی نفت می‌باشد که در قالب معادلات زیر بیان شده است.

$$\text{MAX } NPV_{IOC}(R, \alpha, V_0)$$

$$\frac{\partial NPV(V_0)}{\partial V_0} = 0$$

$$s. t. N > 0$$

$$\sum_{t=1}^{t_3} q_t \leq N \cdot ER$$

$$0 < V_0 \leq \frac{q\alpha_{max}}{N}$$

با حل معادلات بالا بهترین پاسخ شرکت نفت بین‌الملل (V_0) به ازای هر مجموعه $\{R, \alpha\}$ پیشنهادی بدست می‌آید که این نرخ استخراج نفت منجر به بیشینه‌سازی ارزش خالص فعلی (NPV)

شرکت نفت بین الملل می شود. در مرحله دوم ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت را به ازای V_0^* بدست می آوریم.

در گام سوم بیشترین ارزش خالص فعلی برای شرکت ملی نفت را به ازای سه متغیر V_0^* و α و R بدست می آوریم که معادلات زیر این امکان را برای ما فراهم می کند.

$$\text{MAX} \quad NPV_{NOC}(R, \alpha, V_0^*)$$

s. t

$$NPV_{IOC} \geq 0$$

محدودیت فوق ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین الملل به ازای نرخ بهره ۱۵ درصد را نامنفی می کند.

۴- تحلیل نتایج

بعد از مدل سازی قرارداد نفتی با رویکرد نظریه بازی ها حال با ارائه یک مثال عددی به بررسی نتایج حاصل از مدل می پردازیم.

برای حل مدل در قالب استکلیبرگ از پارامترهای زیر استفاده کرده ایم.

جدول ۱: مقادیر پارامترها

پارامتر	توضیحات	مقدار
a	پارامترهای پروفایل تولید	0.975
b	پارامترهای پروفایل تولید	-0.08
c	پارامترهای پروفایل تولید	-0.375
α	پارامتر سال انتهای پلاتو	4
β	پارامتر سال انتهای پلاتو	0.4
t1	انتهای سال ساخت	3
ER	ضریب برداشت نفت	0.25
N	کل نفت موجود در مخزن	$680 \times 10^6 \text{ b}$
qmax	حداکثر نفت قابل برداشت بصورت روزانه	25000 b
ta	تعداد روز کاری در یک سال	360
q0	متوسط تولید روزانه هر چاه	1000 b
P	قیمت هر بشکه نفت	60\$
I_c	هزینه حفر هر چاه	3000000\$
i_j	هزینه مهندسی زمین به ازای هر واحد ظرفیت	2000000\$
I_{do}	هزینه ثابت مهندسی زمین	500000000\$
λ	ضریب هزینه های سرمایه ای غیرمستقیم	0.1
a1	درصد سرمایه گذاری در سال اول ساخت	0.25
a2	ضریب سرمایه گذاری در سال دوم ساخت	0.5
a3	ضریب سرمایه گذاری در سال سوم ساخت	0.25
c_{qt}	هزینه استخراج هر بشکه نفت	10\$
c_{nt}	هزینه سالانه نگه داری و تعمیرات چاه	100\$
n1	مدت زمان بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری	5
n2	مدت زمان کل قرارداد	25
Libor	نرخ بهره لایبور	0.03

منبع: یافته‌های پژوهش

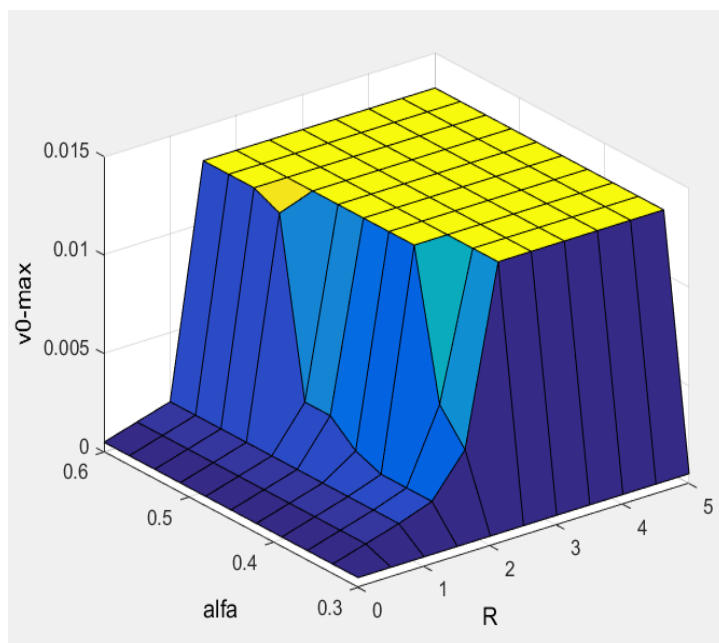
طبق روابط گام‌های استفاده شده جهت محاسبه تعادل استکلبرگ در زیر نشان داده شده است.

گام ۱ _ مسئله سطح اول (شرکت ملی نفت): تولید بازه برای متغیر ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی

گام ۲ _ مسئله سطح دوم (شرکت نفت بین الملل): تعیین پاسخ بهینه شرکت نفت بین الملل (V_0^*) به ازای هر مجموعه ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی پیشنهادی از طرف شرکت ملی نفت بر اساس بیشینه سازی ارزش خالص فعلی (NPV) شرکت نفت بین الملل.

گام ۳ _ تعیین مقدار بهینه ضریب پاداش (R^*) و مقدار بهینه ضریب سقف محدودیت پرداختی بر اساس بیشینه سازی ارزش خالص فعلی (NPV) شرکت ملی نفت با توجه به مقدار بهینه V_0^* و تعیین تعادل استکلبرگ طبق قانون و ضوابط قرارداد بیع متقابل ضریب سقف پرداختی در هر سال بین ۳۰ تا ۶۰ درصد درآمد پروژه در همان سال می باشد. ضریب پاداش (R) نیز باید بگونه ای باشد از نظر اقتصادی برای شرکت نفتی بین الملل صرفه اقتصادی داشته باشد. برای همین منظور ما در مدل خود مقدار ضریب پاداش را بین ۰ تا ۵ در نظر گرفته و همچنین سقف محدودیت پرداختی را بین ۳۰ تا ۶۰ درصد از محل درآمدهای پروژه قرار داده و میزان بهینه V_0^* را بر اساس بیشینه سازی مقدار ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین الملل محاسبه می کنیم.

نمودار زیر نشان دهنده مقدار V_0^* به ازای هر مجموعه از ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی نشان می دهد.

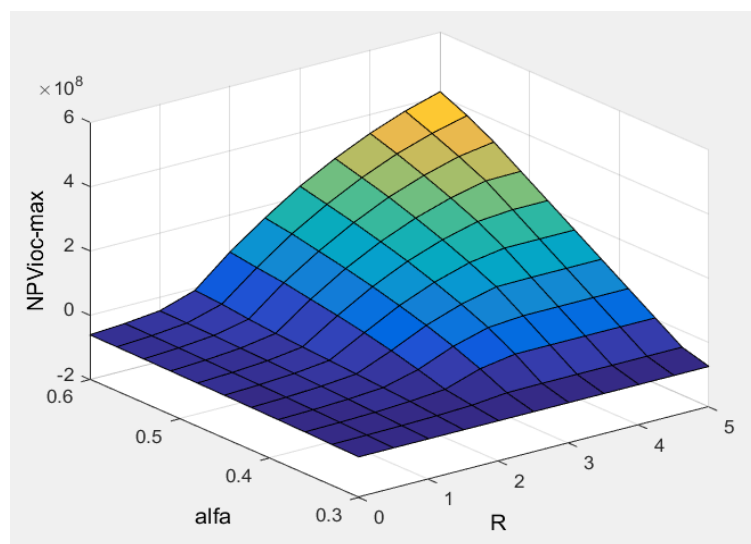


نمودار ۱: نرخ برداشته بهینه به ازای مقادیر مختلف α و R

منبع : یافته های پژوهش

در نمودار ۱ دو محور افقی و عمودی نشان دهنده ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی است و محور ارتفاع نشان دهنده V_0^* پاسخ از طرف شرکت نفت بین الملل است. نمودار نشان دهنده آن است که در مقادیر کوچک ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی شرکت نفت بین الملل مقدار $V_0^* = 0.0005$ را انتخاب می کند و با افزایش مقدار ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی، مقدار نرخ برداشت بهینه نیز روند صعودی داشته و از یک مقدار ضریب پاداش بزرگتر مقدار $V_0^* = 0.00132$ مقدار بهینه انتخابی توسط شرکت نفت بین الملل خواهد بود.

نمودار ۲ نشان دهنده ارزش خالص فعلی بهینه شرکت نفت بین الملل است که این نمودار مقدار ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین الملل را به ازای نرخ بهینه V_0^* است.

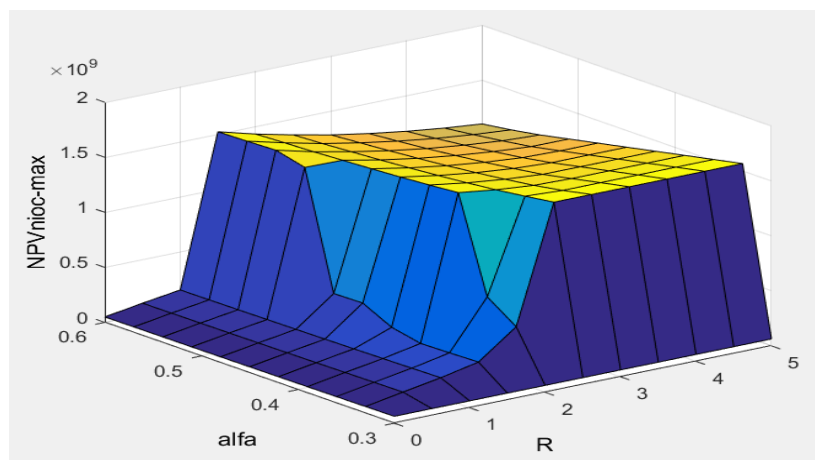


نمودار ۲: ارزش خالص فعلی بهینه شرکت نفت بین الملل به ازای مقادیر مختلف R و a

منبع : یافته های پژوهش

در نمودار ۲ دو محور افقی و عمودی نشان دهنده ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی است و محور ارتفاع نشان دهنده ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین الملل به ازای V_0^* بهینه با نرخ تنزیل $i=0.15$ است. برای برخی از بازه های ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی مقدار ارزش خالص فعلی مقداری منفی می باشد که طبیعتاً در این شرایط شرکت نفت بین الملل حاضر به سرمایه گذاری نخواهد بود ولی با افزایش ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی مقدار ارزش خالص فعلی نیز افزایش می یابد.

حال برای گام سوم از مساله مقدار ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت ایران را به ازای V_0^* انتخابی توسط شرکت نفت بین الملل برای هر مجموعه پیشنهادی از طرف شرکت ملی نفت $\{R, a\}$ را محاسبه می کنیم. نمودار ۳ نشان دهنده ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت را به ازای هر مجموعه پیشنهادی ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی نشان می دهد.



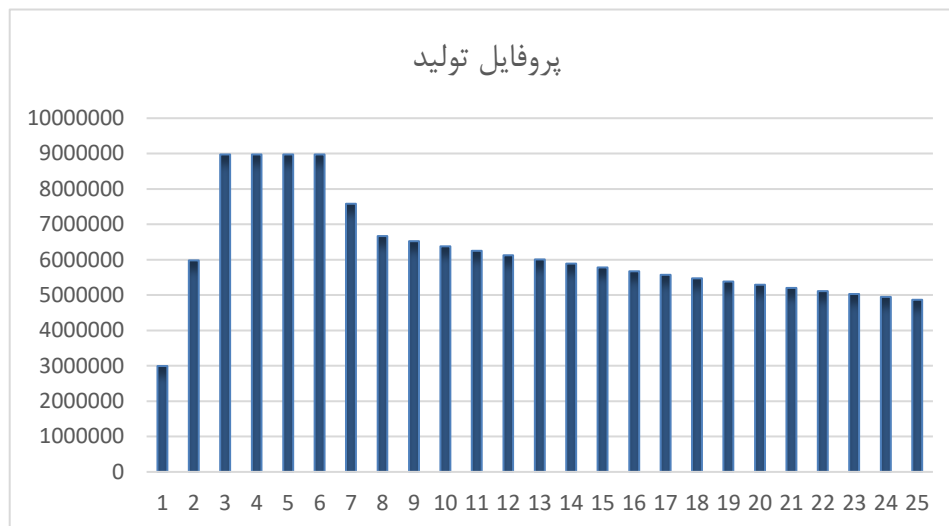
نمودار ۳: ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت به ازای مقادیر مختلف α و R

منبع : یافته های پژوهش

در نمودار ۳ دو محور افقی و عمودی نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت به ازای V_0^* بهینه پاسخ داده است و محور ارتفاع نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت به ازای V_0^* بهینه پاسخ داده شده توسط شرکت نفت بین‌الملل با نرخ تنزیل $i=0.15$ است. نمودار بالا نشان‌دهنده این است که در سقف محدودیت پرداختی ثابت، با افزایش مقدار ضریب پاداش میزان ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت ابتدا روند صعودی داشته و سپس روند نزولی پیدا می‌کند. البته نرخ روند صعودی و نزولی برای مقادیر ضریب سقف محدودیت پرداختی متفاوت است. حال برای بدست آوردن تعادل استکلبرگ باید مقدار بیشینه ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت را انتخاب کنیم.

در تعادل استکلبرگ بازی شرکت ملی نفت ایران مقدار ضریب پاداش ۲,۰۹ را با ضریب سقف محدودیت پرداختی ۰,۴۱ پیشنهاد داده و شرکت نفت بین‌الملل با نرخ استخراج ۰,۰۱۳۲ به توسعه میدان نفتی خواهد پرداخت. مقدار ارزش خالص فعلی برای شرکت نفت بین‌الملل ۱۷۲۲۴۰\$ بوده و مقدار ارزش خالص فعلی برای شرکت ملی نفت ۱,۵۱۳۹ میلیارد دلار خواهد بود. با توجه به مقادیر بدست آمده در تعادل استکلبرگ نتایج توسعه میدان نیز تشریح می‌شوند.

۴-۱- پروفایل تولید



نمودار ۴: نمودار تولید نفت سالیانه از میدان نفتی

منبع : یافته های پژوهش

نمودار بالا نشان‌دهنده میزان تولید نفت سالیانه از میدان نفتی به ازای نرخ استخراج $V_0=0.0132$ می‌باشد در سه سال اول دوران ساخت میزان تولید سالیانه نفت به تناسب افزایش یافته تا به تولید ۸۹۷۶۰۰۰ بشکه در سال می‌رسد که این مقدار میزان ظرفیت تولید سالیانه طراحی شده را نشان می‌دهد و بعد از دوران پلاتو میزان تولید نفت روند نزولی خود را شروع می‌کند.

۴-۲- میزان بهینه سرمایه‌گذاری:

بر اساس نرخ بهینه استخراج $V_0=0.0132$ ، ۲۵ حلقه چاه باید حفر بشود که با توجه به این تعداد چاه و هزینه حفر هر چاه \$۵۰۰۰۰۰ طبق فرضیات پژوهش، هزینه حفر کل چاه‌ها عبارتست از \$۱۲۵۰۰۰۰۰ در این حالت هزینه مهندسی زمین نیز \$۳۱۹۲۸۰۰۰۰ بوده و \$۴۴۴۲۸۰۰۰۰ هزینه کل سرمایه‌گذاری مستقیم و \$۴۴۴۲۸۰۰۰ هزینه سرمایه‌گذاری غیرمستقیم می‌باشد. مجموع کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری \$۴۸۸۷۰۸۰۰۰ است که از این مقدار \$۱۲۲۱۷۷۰۰۰ در سال اول، \$۲۴۴۳۵۴۰۰۰ در سال دوم و \$۱۲۲۱۷۷۰۰۰ در سال سوم هزینه می‌شود.

۳-۴- درآمد و هزینه‌های شرکت نفت بین‌الملل

شرکت نفت بین‌الملل در قبال سرمایه‌گذاری که برای توسعه میدان نفتی انجام می‌دهد کل سرمایه‌گذاری انجام شده را در با نرخ بهره لایبور در طی مدت ۵ سال دریافت کرده و علاوه بر این به میزان ۲,۰۹ برابر کل سرمایه‌گذاری که عبارت است از \$۱۰۲۱۳۹۹۷۲۰ را به عنوان پاداش دریافت می‌کند ولی با توجه به محدودیت سقف پرداختی توسط شرکت ملی نفت مجموع مقادیر دریافتی در هر سال نباید از ۴۱ درصد درآمد پروژه در همان سال بیشتر باشد بنابراین، این محدودیت پرداختی منجر به این می‌شود که میزان پاداش در طی چند سال پرداخت شود. نمودار زیر نشان‌دهنده جریان نقدی شرکت نفت بین‌الملل در طی زمان می‌باشد.

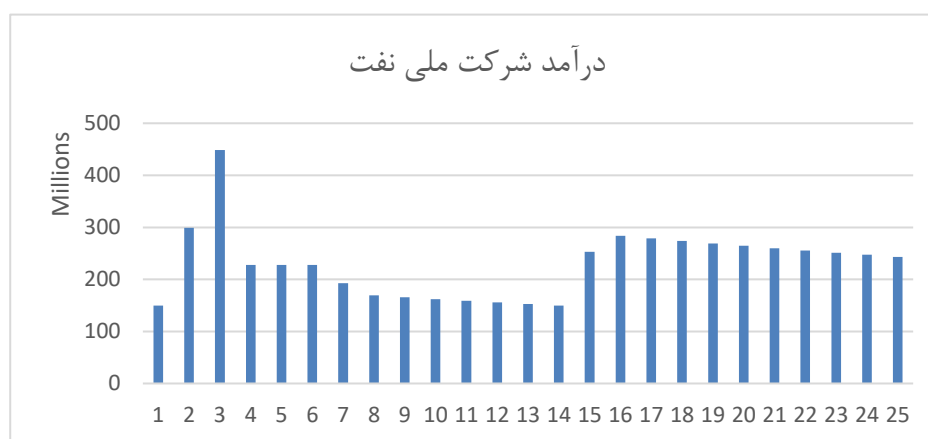


نمودار ۵: جریان نقدی شرکت نفت بین‌الملل

منبع : یافته‌های پژوهش

۴-۴- درآمد شرکت ملی نفت

در قراردادهای نفتی بیع متقابل هزینه سرمایه گذاری بر عهده شرکت نفت بین الملل می باشد. شرکت نفت بین الملل بعد از کسر هزینه های عملیاتی، بخشی از درآمد فروش نفت را با توجه به سقف محدودیت پرداختی، به شرکت نفت بین الملل بازپرداخت می کند و مابقی درآمد فروش نفت برای شرکت ملی نفت می باشد. نمودار زیر نشان دهنده جریان نقدی شرکت ملی نفت از توسعه میدان در قالب قرارداد بیع متقابل است.



نمودار ۶: جریان نقدی شرکت ملی نفت

منبع : یافته های پژوهش

در نمودار ۶ که نشان دهنده درآمد شرکت ملی نفت در طی زمان می باشد در سه سال اول با توجه به این که دوران ساخت پروژه است و در طی این سال ها پرداختی به شرکت نفت بین الملل صورت نمی گیرد همه درآمد بعد از کسر هزینه های عملیاتی برای شرکت ملی نفت می باشد از سال چهارم که بازپرداختی و پاداش به شرکت نفت بین الملل شروع می شود دریافتی و درآمد شرکت ملی نفت شروع به کاهش کرده و با شروع دکلاین دوباره روند نزولی پیدا می کند. بعد از سال ۱۵ که پرداختی به شرکت نفت بین الملل تمام می شود تمام درآمد بعد از کسر هزینه های عملیاتی برای شرکت ملی نفت خواهد بود که منجر به رشد درآمد در این سال شده و با روند نزولی تولید در دوران دکلاین درآمد نیز کاهش پیدا می کند.

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادات:

از آنجایی که توسعه میادین نفتی نیاز به سرمایه و تکنولوژی بالایی دارد این امر مهم از طریق قراردادهای نفتی همچون بیع متقابل انجام می‌شود. توسعه میادین نفتی در قالب قرارداد نیاز به تعیین مقادیر بهینه قرارداد دارد که هم بتواند شرکت‌های نفت بین‌المللی را برای سرمایه‌گذاری و بکارگیری فناوری خود ترغیب کند و هم بتواند منافع شرکت ملی نفت را حداکثر بکند که منجر به یک بازی برد برد برای طرفین قرارداد باشد.

در این پژوهش توسعه یک میدان نفتی در قالب قرارداد بیع متقابل با استفاده از نظریه بازی‌ها مدل‌سازی شده و برای مقادیر فرضی پژوهش بصورت عددی شبیه‌سازی شد و در نهایت متغیرهای کلیدی قرارداد در قالب بازی استکلبرگ بدست آمد که مقادیر بدست آمده در مذاکرات برای توسعه میدان نفتی می‌تواند به طرفین مذاکره جهت دهی بکند. این مقادیر منافع طرفین را حداکثر ساخته و منجر به یک بازی برد- برد برای طرفین قرارداد می‌شود.

منابع

۱. ابراهیمی، سید نصرالله و جواندل جانانلو، فرخ (۱۳۹۴). مدیریت تفسیری ریسک در تنظیم قراردادهای بین‌المللی نفت. *مطالعات حقوق انرژی*، ۱(۱)، 17-36.
۲. ابراهیمی، سید نصرالله و شیرجیان، محمد (۱۳۹۳). قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، ۳(۱۰)، 1-39.
۳. امامی‌میبدی، علی؛ حسینی، سید مهدی؛ ابراهیمی، محسن؛ سوری، علی و حاجی‌میرزایی، سید محمدعلی (۱۳۹۵). مسیر بهینه استخراج از مخازن نفتی با وجود بکارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل (مطالعه موردی یکی از میادین نفتی در حال بهره‌برداری ایران در خلیج فارس). *فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی*، ۶(۲۴)، 41-82.
۴. اکبری‌بیرگانی، معصومه و علیپوردرویش، زهرا (۱۳۹۳). مقایسه تأثیر تغییرات میزان تولید میدان بر بازده مالی طرفین قرارداد مربوط به طرح توسعه یک میدان نفتی در سه قالب قراردادی بیع متقابل، مشارکت در تولید و خدماتی بلندمدت. در *اولین همایش ملی توسعه میادین نفت و گاز، تهران*.
۵. بهادری، شیرکو، محمدی، تیمور، مومنی، فرشاد و کاظمی‌نجف‌آبادی، عباس (۱۳۹۵). تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران. *مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۲(۵۰)، 25-52.
۶. درخشان، مسعود و تکلیف، عاطفه (۱۳۹۴). انتقال و توسعه فناوری در بخش بالادستی صنعت نفت ایران: ملاحظات در مفاهیم، الزامات، چالش‌ها و راهکارها. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، ۴(۱۴)، 33-88.
۷. زمانی‌کوه‌پنجی، مجید (۱۳۹۵). نظریه بازی‌ها در مدیریت جامع و یکپارچه تفسیری قراردادهای نفتی (پایان‌نامه کارشناسی ارشد، رشته حقوق خصوصی، دانشگاه تهران). *دانشگاه تهران*.
۸. قنبری‌بناب، هادی (۱۳۹۵). بررسی جذب سرمایه‌گذاری در قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی. (IPC) چهارمین کنفرانس بین‌المللی پژوهش‌های کاربردی در مدیریت و حسابداری.
۹. قنبری‌بناب، هادی (۱۳۹۵). بررسی همسویی اجرایی قراردادهای جدید نفتی در تحقق اقتصاد مقاومتی. در *سومین کنفرانس بین‌المللی مدیریت و اقتصاد، تربت حیدریه: دانشگاه تربت حیدریه*.

۱۰. منظور، داود، کهن هوش نژاد، روح اله و امانی، مسعود (۱۳۹۵). ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، ۵(۱۸)، ۱۷۹-۲۱۷.

۱۱. طاهری فرد، علی (۱۳۹۶). بررسی آثار ساختار اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید بر تولید نفت، از دیدگاه شرکت های بین المللی نفتی، با استفاده از روش بهینه سازی پویا. *مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۸ (۵)، ۱۶۱-۱۷۵.

12. Anandalingam, G., & Apprey, V. (1987). Asymmetric players and bargaining for profit shares in natural resource contracts. *Management Science*, 33(8), 1048–1066. <https://doi.org/10.1287/mnsc.33.8.1048>
13. Aristizábal, J., Buitrago, S., & Smith, R. (2023). Multiperiod optimization of long-term oil production planning considering reservoir, processing, and transportation constraints. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 224, Article 111359. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2023.111359>
14. Bahmaei, M. A., & Khodaei, H. (2025). New Iran's Petroleum Contract (IPC) in comparison with similar styles: Why is it different? *Energy Reports*, 11, 14344–14357. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.01.123>
15. Balhasan, S., Alshahrani, S., & Alzahrani, A. (2022). Optimization of exploration and production sharing agreements using game theory: A case from Libya. *Energies*, 15(23), Article 8970. <https://doi.org/10.3390/en15238970>
16. Davis, J. (2018). Fiscal stability and production strategies in petroleum projects. *Energy Policy*, 120, 540–551. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.043>
17. Farimani, F. M. (2020). An economic analysis of Iranian petroleum contract. *Petroleum Science*, 17, 1185–1199. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00481-2>
18. Ghandi, A. (2013). *Economic efficiency and optimal contractual design of oil service contracts: The cases of Iran and Iraq* [Doctoral dissertation, University of California, Davis]. ProQuest Dissertations and Theses Global.
19. Ghandi, A., & Lin Lawell, C.-Y. C. (2020). *On the design of oil production contracts* (Working Paper). Department of Applied Economics and Management, Cornell University.
20. Hernández, I., Alvarado, R., & Martínez, L. (2022). Static and dynamic game theory in common oil and gas fields: A literature review and bibliometric analysis. *International Journal of Social Science and Research Review*, 5(7), 169–187. <https://doi.org/10.47814/ijssrr.v5i7.642>
21. International Energy Agency. (2024). *World energy investment 2024 report*. IEA Publications. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>
22. International Monetary Fund. (2012). *Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation*. International Monetary Fund.

23. Mohamed, I. S., Abubakar, A., & Hassan, M. (2024). A new progressive and efficient production sharing contract. *Journal of Natural Gas Geoscience*. Advance online publication.
24. Natural Resource Governance Institute. (2015). *Primer: Fiscal regime design; Fiscal regime design (Reader)*. NRGi. <https://resourcegovernance.org/publications/primer-fiscal-regime-design>
25. Olleik, M., Al-Ayash, S., & Matar, W. (2021). A petroleum upstream production sharing contract with exploration phase: An optimization-based assessment. *Energy Policy*, 156, Article 112445. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112445>
26. Osmundsen, P. (2014). Production profile design and petroleum taxation. *The Energy Journal*, 35(2), 53–76. <https://doi.org/10.5547/01956574.35.2.4>
27. Pereira, E. G. (2023). Evolving trends in production sharing agreements and cost recovery systems. *Oil and Gas, Natural Resources, and Energy Journal*, 9(5), 607–640.
28. Scherer, F. M. (1996). *Industry structure, strategy, and public policy*. HarperCollins.
29. Stackelberg, H. von. (1934). *Marktform und Gleichgewicht*. Springer.
30. Sun, D. (2022). Better opportunities created for investors by evolution of contracts in Iraq. *Energy Strategy Reviews*, 43, Article 100905. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100905>
31. Taherifard, A. (2019). The distortionary effect of buy-back contract: An empirical assessment. *Proceedings of the International Conference on Energy Economics and Policy*. Tehran, Iran.
32. Tordo, S. (2007). *Fiscal systems for hydrocarbons: Design issues* (World Bank Working Paper No. 117). World Bank. U.S. Energy Information Administration. (2024). *Country analysis brief: Iran (updated)*. U.S. Department of Energy. <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=IRN>
33. World Bank. (2017). *Oil, gas, and mining: A sourcebook for understanding the extractive industries*. World Bank Publications. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/28311>
34. Zhong, Y., & Zhao, J. (2016). The optimal model of oilfield development investment based on data envelopment analysis. *Journal of Chemical and Pharmaceutical Research*, 8(4), 1030–1037.
35. Zhue, Q. (2021). Bargaining strategy of oil companies in international oil and gas development projects under information asymmetry. *Petroleum Science*, 18(5), 1309–1322.