فصلنامه علمی اقتصاد و بانکداری اسلامی، شماره پنجاه و پنجم، تابستان ۱۴۰۵- صفحات ۳۳۴-۳۰۷

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 دریافت: ۱۴۰۴/۱۰/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۲/۸

چکیده:

*توسعه میادین نفتی به‌دلیل نیاز شدید به سرمایه، فناوری‌های پیشرفته و ریسک‌های فنی و سیاسی، معمولاً از طریق قراردادهای بالادستی نظیر بیع‌متقابل 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 بیع‌متقابل با بهره‌گیری از چارچوب نظریه بازی‌ها مدل‌سازی 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 به‌عنوان 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 به‌عنوان 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 به‌دست 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 2.09 و تعیین سقف بازپرداخت 0.41از سوی شرکت ملی نفت، شرکت بین‌المللی را به انتخاب نرخ استخراج 0.0132 سوق می‌دهد؛ ترکیبی که نه‌تنها جریان نقدی پایدار و ریسک پروژه را برای پیمانکار قابل‌قبول 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 کاراتر منجر شده و یک **وضعیت برد –برد پایدار** را برای طرفین قرارداد بیع‌متقابل 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 وبانکی ، 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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

مقدمه

صنعت نفت و گاز به‌دلیل سرمایه‌بری بالا، ریسک‌های سیاسی و فنی، و افق بلندمدت بازگشت سرمایه، به‌شدت متکی بر کیفیت چارچوب‌های قراردادی و حقوقی است. طراحی مناسب قراردادهای بالادستی می‌تواند نقش تعیین‌کننده‌ای در شکل‌دهی انگیزه‌های سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی داشته باشد (توردو[1]، 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 (اوسموندسن[2]، ۲۰۱۴؛ دیویس[3]، 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 به‌صورت «وابسته به کارایی» طراحی کرد؛ به‌گونه‌ای که نرخ تولید و تحقق اهداف بهره‌برداری مستقیماً با پاداش و تقسیم ریسک پیوند بخورد (بالحسن[4]، ۲۰۲۲). در ایران نیز اصلاح الگوی بیع‌متقابل و معرفی IPC با هدف افزایش جذابیت سرمایه‌گذاری از طریق بهبود سازوکارهای بازیابی هزینه و انعطاف‌پذیری تولید صورت گرفته است (مداحی‌نسب[5]، ۲۰۱۷؛ بهمعی[6]، ۲۰۲۵). بااین‌حال، پژوهش‌ها نشان می‌دهد که روشن‌شدن نقش نرخ تولید در زمان‌بندی جریان نقدی و ریسک‌پذیری پروژه همچنان برای جذب FDI حیاتی است (کشاورز[7] 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 به‌عنوان یک اهرم کلیدی در این فرآیند عمل کند (آژانس بین‌المللی انرژی[8]، ۲۰۲۴). این پژوهش با استفاده از چارچوب نظریه بازی‌ها، نرخ تولید را به‌عنوان 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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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[1]، 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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

استدلال رو به عقب انجام می‌شود و به **تعادل استکلبرگ** منجر می‌گردد که معمولاً مزیت حرکت نخست را برای رهبر فراهم می‌کند (استکلبرگ[1]، ۱۹۳۴). این چارچوب به‌ویژه برای مدل‌سازی روابط دولت میزبان و شرکت بین‌المللی در قراردادهای بالادستی مناسب است، زیرا رفتار پیرو (پیمانکار) مستقیماً به پارامترهای اعلام‌شده از سوی دولت وابسته است. به‌طور کلی، نظریه بازی‌ها امکان می‌دهد متغیرهایی مانند نرخ تولید، هزینه سرمایه، ریسک نهادی و سینماتیک جریان نقدی در قالب استراتژی و پیامد بازنمایی شوند و تعادل‌هایی پیش‌بینی شود که هم جذابیت سرمایه‌گذاری را افزایش دهد و هم با اهداف سیاستی کشور میزبان سازگار باشد. این ویژگی، نظریه بازی‌ها را به یکی از ابزارهای اصلی تحلیل در طراحی قراردادهای نفتی بدل کرده است.

۱-۱- ساختار قراردادهای بیع‌متقابل

قراردادهای بیع‌متقابل یکی از مهم‌ترین الگوهای قراردادی در صنعت نفت ایران هستند که با هدف جذب سرمایه و فناوری خارجی در شرایط محدودیت‌های حقوقی مالکیت بر منابع طراحی شده‌اند. در این قراردادها، شرکت خارجی مسئول تأمین سرمایه، مدیریت پروژه و اجرای عملیات توسعه میدان است و پس از آغاز تولید تجاری، سرمایه و حق‌الزحمه خود را از محل سهمی از عایدات میدان دریافت می‌کند، بدون آن‌که مالکیتی بر مخزن به او منتقل شود. این ویژگی، بیع‌متقابل را به مدلی **غیرمشارکتی، خدماتی و مبتنی بر بازپرداخت هزینه** تبدیل می‌کند (توردو، ۲۰۰۷).

۲-۱- اصول و ویژگی‌ها:

هسته اصلی قرارداد بیع‌متقابل بر سه اصل استوار است:

- **(تأمین کامل سرمایه و ریسک سرمایه‌گذاری توسط پیمانکار خارجی؛**
- **عدم مشارکت پیمانکار در مالکیت مخزن یا نفت تولیدی؛**
- **بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت حق‌الزحمه 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، زمان‌بندی توسعه، و مشخصات فنی است و در مقابل، اگر این اهداف محقق نشود، بخشی از حق‌الزحمه او کاهش می‌یابد. محدودیت‌های مالکیتی و

1 Stackelberg

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

مالیاتی ایران سبب شده است که بیع‌متقابل به‌عنوان ابزاری سازگار با قوانین داخلی و قابل‌قبول برای سرمایه‌گذاران خارجی مطرح شود.

توزیع ریسک: یکی از نقاط قوت تحلیلی بیع‌متقابل، 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 بازیافت‌اند. 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، بیع‌متقابل 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 بیع‌متقابل بر پایه «سقف بازیافت هزینه» و «حق‌الزحمه» تعریف می‌شود. ابتدا هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی پیمانکار در سقف تعیین‌شده توسط دولت بازیافت می‌شود و سپس حق‌الزحمه 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 حق‌الزحمه 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 به‌شدت کاهش دهد و بنابراین، نرخ تولید در مرکز انگیزه‌های او قرار می‌گیرد (دیویس، ۲۰۱۸).

به‌طور کلی، قراردادهای بیع‌متقابل سازوکاری فراهم می‌کنند که هم نیاز دولت به سرمایه و فناوری را پاسخ می‌دهد و هم ساختار حقوقی کشور را حفظ می‌کند. بااین‌حال، 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 نهایتا مدل‌های بازی مبنا را در

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

بر می‌گیرند. این چهار خوشه عبارت‌اند از: الف) حقوق، نهاد و حکمرانی قراردادی، ب) طراحی رژیم مالی و مقایسه قراردادها، ج) نرخ تولید و بهینه‌سازی پویا، و د) نظریه بازی‌ها و سازوکارهای انگیزشی. درک منطق هر خوشه کمک می‌کند 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 ادراک‌شده سرمایه‌گذار را شکل می‌دهد و قابلیت اجرای قرارداد را تقویت یا تضعیف می‌کند. عشیروی و امین مجد (۱۳۹۲) نشان می‌دهند که چندپارگی مقررات، هم‌پوشانی اختیارات میان نهادها و ابهام در مرجع نهایی تصویب قرارداد در بالادست ایران، نااطمینانی حقوقی پایداری ایجاد می‌کند که خود را در قالب تأخیر در بستن قراردادها و افزایش پرمیوم ریسک نمودار می‌سازد. ابراهیمی و شیریجیان (۱۳۹۳) با رویکردی هنجاری استدلال می‌کنند که حتی در چارچوب قوانین موجود، امکان استفاده از قالب‌های 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 ریسک‌های قراردادی را به تفکیک مراحل تدوین، اجرا و خاتمه تحلیل می‌کنند و نشان می‌دهند چگونه طراحی درست سازوکارهای نظارتی، کمیته‌های مشترک، حسابرسی فنی و مالی و بندهای ثبات و حل اختلاف، هزینه تعارض و اختلاف را کاهش می‌دهد و افق دید سرمایه‌گذار را روشن‌تر می‌سازد.

در سطح بین‌المللی، راهنماها و جعبه‌ابزارهای سیاستی نهادهایی مانند صندوق بین‌المللی پول، بانک جهانی و مؤسسه حاکمیت منابع، چارچوب‌های عملی برای طراحی رژیم‌های مالی و حکمرانی صنایع استخراجی ارائه می‌کنند (صندوق بین‌المللی پول[1]، ۲۰۱۲؛ بانک جهانی[2]، ۲۰۱۷؛ مؤسسه حاکمیت منابع طبیعی[3]، ۲۰۱۵). این منابع بر شفافیت حقوق مالکیت، دسترسی به داده‌های مخزن، تعریف دقیق هزینه‌های قابل‌جبران، انتشار متون قرارداد و استقرار نهادهای ممیزی مستقل تأکید دارند و نشان می‌دهند چگونه ضعف در این حوزه‌ها به اختلافات قراردادی، نااطمینانی و کاهش جذابیت سرمایه‌گذاری منجر می‌شود. گزارش‌های کشوری مانند اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده آمریکا نیز بستر نهادی و محدودیت‌های تحریمی و بازار را مستند می‌کنند و زمینه‌ای واقع‌بینانه برای ارزیابی ریسک کشوری و تفسیر نتایج قرارداد فراهم می‌سازند (اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده آمریکا[4]،

1 International Monetary Fund
2 World Ban
3 Natural Resource Governance Institute
4 Energy Information Administration

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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[1] (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[2] (2020) و بهمعی[3] (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 پریرا[4] (2023)، سان[5] (2022) و اولیک[6] و همکاران (2021) نیز تجربیات کشورهایی باPSC 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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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 کالیبره 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[1] و همکاران، ۲۰۲۳؛ ژونگ و ژائو[2]، 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 بازی‌ها 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[3]، ۲۰۲۰). نتایج چنین مدل‌هایی نشان می‌دهد

1 Arestizabal
2 Zhong & Zhao
3 Ghandi & Lin Lawell

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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 استکلبرگی 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[1]، 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[2] و همکاران، ۲۰۲۴؛ سان، ۲۰۲۲). مرور فراگیر هرناندز[3] 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 پریرا (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 کاراتر 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[4]، 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 کانونی 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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

را در چارچوبی صرفاً فنی و بدون تعامل استراتژیک تحلیل می‌کنند، یا بازی‌ها را بدون پیوند دقیق با پارامترهای واقعی قراردادهای بیع متقابل و IPC صورت‌بندی می‌نمایند. پژوهش حاضر این خلأ را هدف قرار می‌دهد و می‌کوشد با استفاده از نظریه بازی‌ها، نرخ تولید را به عنوان ابزار طراحی انگیزشی وارد مدل کند و نشان دهد چگونه تنظیم هماهنگ پارامترهای قراردادی و برنامه تولید می‌تواند تعادل برد برد میان دولت و سرمایه‌گذار را در توسعه میادین نفتی ایران شکل دهد.

۳- مدلسازی

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، بازه‌های زمانی یک ساله در نظر گرفته می‌شود و پیش‌بینی جریان‌های نقدی در طول عمر اقتصادی پروژه به انجام می‌رسد. برای مثال، عمر اقتصادی پروژه های معمول در صنعت نفت درحدود بیست تا بیست و پنج سال است که در اینصورت ۲۰ تا ۲۵ عدد (هر کدام برای یکسال) باید تخمین زده شود.

جریان نقدی ورودی پروژهدرآمد ناخالص حاصل از تولید سالیانه عبارت است از:

$$R_t = q_t . p_t$$

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 می‌باشد. R_t نیز درآمد ناخالص سالیانه حاصل از تولید نفت میدان در سال t ام می‌باشد.

۳-۲- پروفایل تولید

هر میدان نفتی دارای پروفایل تولید منحصر به خود می‌باشد ولی در حالت کلی تولید در میدان نفتی به سه بخش فاز ساخت، فاز پلاتو و فاز دکلاین(کاهشی) تقسیم می‌شود.

میزان تولید در فاز ساخت و پلاتو به ظرفیت طراحی بستگی دارد که با میزان نفت ذخیره و نرخ تولید و مشخص می‌شود و تولید در مرحله دکلاین به شدت تحت تاثیر نرخ تولید می‌باشد.

تولید در فاز ساخت متناسب با زمان افزایش می‌یابد تولید در این فاز به شرح زیر است:

$$q_t = \frac{t}{t_1} . N . V_0 \qquad 0 \le t \le t_1$$

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

$$q_t = N . V_0 \qquad t_1 \le t \le t_2$$

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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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 $t_2 = \alpha . e^{\beta V_0}$ استفاده شده است که αو 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:

$$q_t = N.V_0.\frac{1}{12}.\sum_{k=1}^{12} a.t^b{}_{(i-1)\times 12+k} .e^{-cU_0 t_{(i-1)\times 12+k}}$$

به طوری‌که $t_{(i-1)\times 12+k}$ 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 میدان های 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:

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

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 (ترزیق گاز یا ایجاد جریان آب) یا عملیات پیشرفته بازیابی نفت (EOR[1]) 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 $n_c \approx \frac{N.V_0}{t_a.q_0}$ برابر است که ta تعداد روز

1 Enhanced Oil Recovery

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

در یک سال کاری می‌باشد و q_0 متوسط تولید روزانه به ازای هر چاه می‌باشد. هزینه سرمایه‌گذاری برای حفر چاه ها عبارت است از $I_c = i_c.n_c$ که i_c هزینه حفر هر چاه می‌باشد.

در این مدل هزینه‌های حفاری را به خاطر سادگی مدل و وارد نشدن در جزئیات برای همه چاه‌ها به طور متوسط با I_c محاسبه می‌کنیم و با $I_C = n_c.i_c = \frac{N.V_0}{t_a.q_0}.i_c$ برابر است.

مهندسی زمین شامل جمع‌آوری انتقال تزریق آب و ساخت و ساز تامین انرژی و برق می‌باشد برخی از این فعالیت‌ها 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 فعالیت‌ها همچون ساختن جاده به ظرفیت بستگی ندارد و برای توسعه میدان جدا از ظرفیت یکبار تعلق می‌گیرد. کل هزینه مهندسی زمین از رابطه $I_j = i_j.N.V_0 + I_{do}$ بدست می‌آیدکه i_j هزینه مهندسی زمین به ازای هر واحد تولیدی از ظرفیت می‌باشد I_{do} هزینه ثابت مهندسی زمین می‌باشد.کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری از مجموع هزینه‌های مهندسی حفاری و هزینه‌های مهندسی زمین بدست می‌آید.

$$DC = I_c + I_j = n_c.i_c + N.V_0.i_j + I_{do}$$
$$= \frac{NV_0}{t_a.q_0}.i_c + N.V_0.i_j + I_{do} = N.V_0(\frac{i_c}{t_a.q_0} + i_j) + I_{do}$$
$$DC = N.V_0(\frac{i_c}{t_a.q_0} + i_j) + I_{do}$$

DC کل هزینه‌های سرمایه گذاری مستقیم برای توسعه میدان می‌باشد. در این مدل فرض ما بر این است که که کل سرمایه‌گذاری در طول t_1 سال که دوران ساخت می‌باشد اتفاق می‌افتد. در هر سال تا سال t_1 بخشی از هزینه اتفاق می‌افتد که با ضریب α_t نشان می‌دهیم.

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

هزینه‌های غیر مستقیم شامل هزینه‌هایی هستند که به وسیله متصدی تعهد و پرداخت شده‌اند و به صورت غیرمستقیم و مربوط به عملیات توسعه هستند. این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق سازکار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهد شد صرفاً شامل ((هزینه‌های قانونی ایران)) می‌باشند. در این مدل هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم (IDC) را ضریبی از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (I) در نظر گرفته شده است.

هزینه سرمایه‌گذاری کل مجموع هزینه سرمایه‌گذاری مستقیم و غیرمستقیم است که با CAPEX نشان می‌دهیم. بنابراین $CAPEX = DC + IDC = (1 + \lambda).DC$

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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 $c_t = c_{nt}.n_c + c_{qt}.q_t$ بیان شودکه 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 درنظر گرفتن شرایط قراردادی به صورت زیر می‌باشد:

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

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:

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

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 الی۷ 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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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

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

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

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

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 $Rev = R.CAPEX$ 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:

$$CR_t = 0, \qquad 0 \le t < t_1$$
$$CR_t = A_T + \mathrm{Rev} \qquad t = t_1$$
$$CR_t = A_T \qquad t_1 < t \le t_1 + n_1$$
$$CR_t = 0 \qquad t_1 + n_1 < t$$

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:

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

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

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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

محدودیت‌هایی که در این مساله مطرح است مربوط به میزان تولید است بطوری‌که $\sum_{t=0}^{t_3} q_t \leq N.ER$

همچنین باید درآمد کل پروژه بیشتر از هزینه عملیاتی باشد.

$q_t.p_t \geq c_t$

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.

$GRN_t = q_t.p_t - GR_t - c_t$

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:

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

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 ($\boldsymbol{\alpha}$) به شرکت نفت بین‌الملل در نظر می‌گیریم. متغیر تصمیم سطح دوم نیز نرخ تولید نفت (V0) می‌باشد. هدف مساله در حالت کلی را می توان 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 (V0) را به ازای هر مجموعه پیشنهادی ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی $\{R, \boldsymbol{\alpha}\}$ 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 $\{R, \boldsymbol{\alpha}\}$ پیشنهادی شرکت ملی نفت می‌باشد که در قالب معادلات زیر بیان شده است.

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

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

$s.t. N > 0$

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

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

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 بیشنه‌سازی ارزش خالص فعلی (NPV)

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

شرکت نفت بین‌الملل می‌شود. در مرحله دوم ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت را به ازای V_0^* بدست می‌آوریم.

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

$$MAX \qquad NPV_{NOC}(R, \alpha, V_0{}^*)$$
$$s.t$$
$$NPV_{IOC} \geq 0$$

محدودیت فوق ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین‌الملل به ازای نرخ بهره ۱۵ درصد را نامنفی می‌کند.

۴- تحلیل نتایج

بعد از مدل سازی قرارداد نفتی با رویکرد نظریه بازی‌ها حال با ارائه یک مثال عددی به بررسی نتایج حاصل از مدل می‌پردازیم.

برای حل مدل در قالب استکلبرگ از پارامترهای زیر استفاده کرده‌ایم.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

جدول۱: 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*10^6 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	300000$
i_j	هزینه مهندسی زمین به ازای هر واحد ظرفیت	200000$
I_{do}	هزینه ثابت مهندسی زمین	50000000$
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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

طبق روابط گام‌های استفاده‌شده جهت محاسبه تعادل استکلبرگ در زیر نشان داده‌شده است.

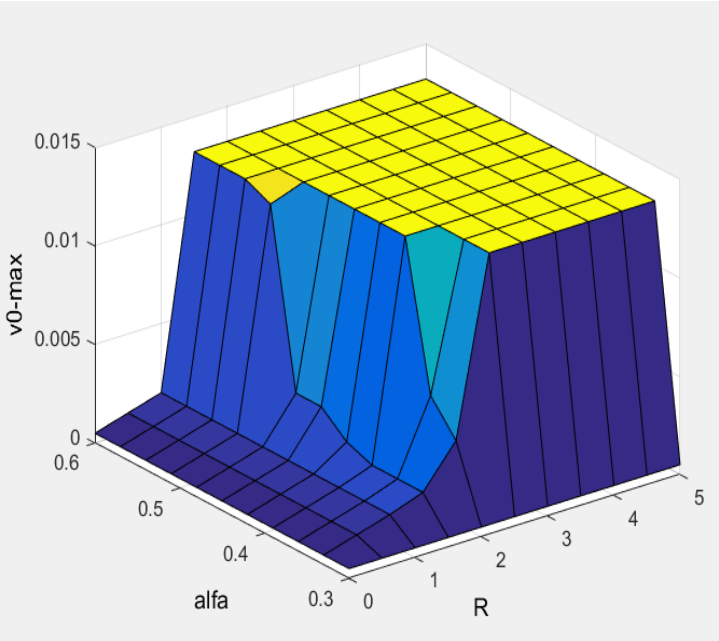
گام ۱ _ مسئله سطح اول (شرکت ملی نفت): تولید بازه برای متغیر ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی

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

گام ۳ _ تعیین مقدار بهینه ضریب پاداش (R*) و مقدار بهینه ضریب سقف محدودیت پرداختی بر اساس بیشینه‌سازی 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 می‌باشد. ضریب پاداش (R) نیز باید بگونه‌ای باشد از نظر اقتصادی برای شرکت نفتی بین‌الملل صرفه اقتصادی داشته باشد. برای همین منظور ما در مدل خود مقدار ضریب پاداش را بین ۰تا ۵ در نظر گرفته و همچنین سقف محدودیت پرداختی را بین ۳۰تا ۶۰ درصد از محل درآمدهای پروژه قرار داده و میزان بهینه V_0^* را بر اساس بیشنیه‌سازی مقدار ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین‌الملل محاسبه می‌کنیم.

نمودار زیر نشان‌دهنده مقدار V_0^* به ازای هر مجموعه از ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی نشان می‌دهد.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]



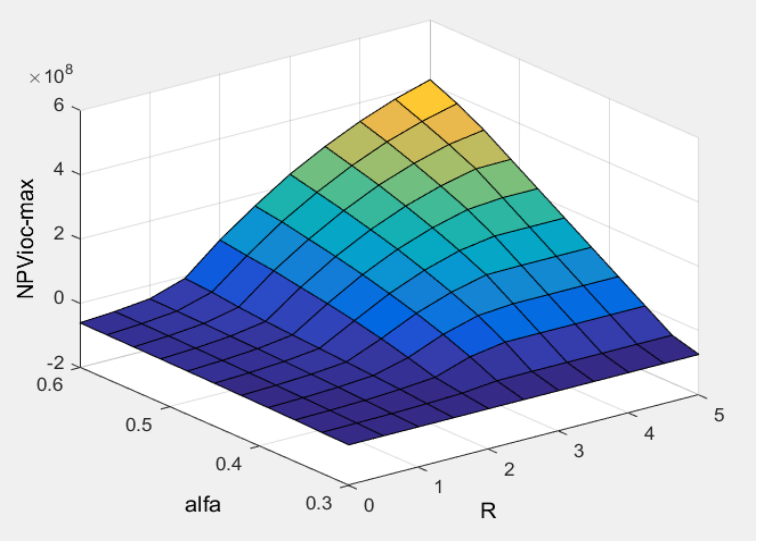
نمودار ۱: نرخ برداشته بهینه به ازا مقادیر مختلف R و a

منبع : یافته های پژوهش

در نمودار ۱ دو محور افقی و عمودی نشان‌دهنده ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی است و محور ارتفاع نشان‌دهنده V_0^* پاسخ از طرف شرکت نفت بین‌الملل است. نمودار نشان‌دهنده آن است که در مقادیر کوچک ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی شرکت نفت بین‌الملل مقدار $V_0^* = 0.0005$را انتخاب می‌کند 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 $0.00132V_0^*$= مقدار بهینه انتخابی توسط شرکت نفت بین‌الملل خواهد بود.

نمودار ۲ نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی بهینه شرکت نفت بین‌الملل است که این نمودار مقدار ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین‌الملل را به ازای نرخ بهینه V_0^* است.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]



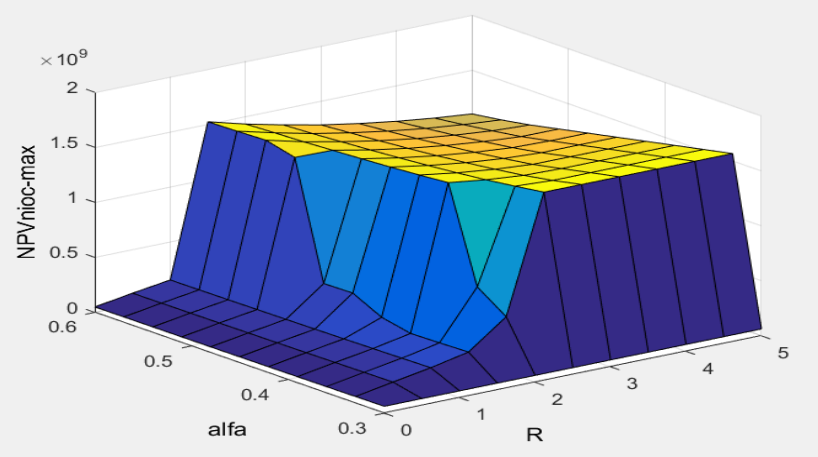
نمودار ۲: ارزش خالص فعلی بهینه شرکت نفت بین‌الملل به ازای مقادیر مختلف R و a

منبع : یافته های پژوهش

در نمودار ۲ دو محور افقی و عمودی نشان‌دهنده ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی است و محور ارتفاع نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی شرکت نفت بین‌الملل به ازای V_0^* بهینه با نرخ تنزیل$i=0.15$ است. برای برخی از بازه‌های ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی مقدار ارزش خالص فعلی مقداری منفی می‌باشد که طبیعتاً در این شرایط شرکت نفت بین‌الملل حاضر به سرمایه گذاری نخواهد بود ولی با افزایش ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی مقدار ارزش خالص فعلی نیز افزایش می‌یابد.

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

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]



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

منبع : یافته های پژوهش

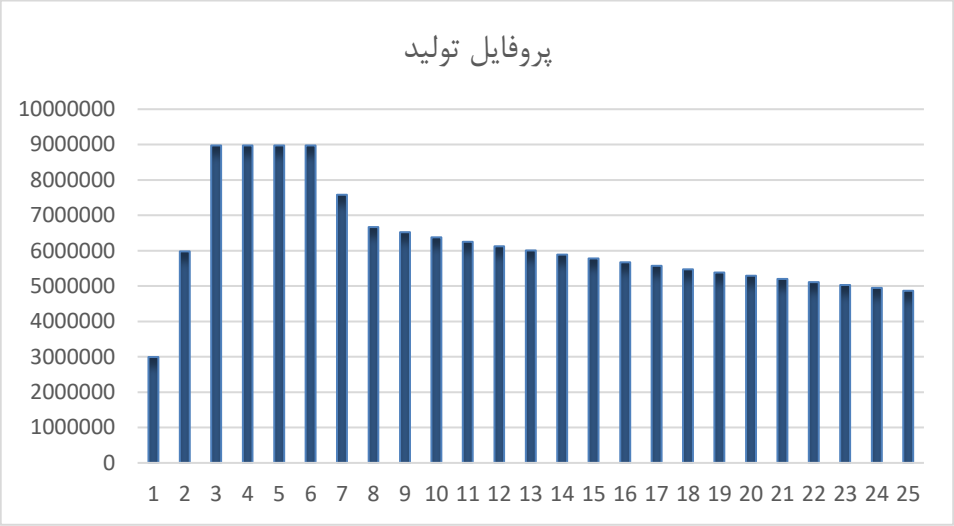
در نمودار ۳ دو محور افقی و عمودی نشان‌دهنده ضریب پاداش و ضریب سقف محدودیت پرداختی است و محور ارتفاع نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی شرکت ملی نفت به ازای V_0^* بهینه پاسخ داده شده توسط شرکت نفت بین‌الملل با نرخ تنزیل i=0.15 است. نمودار بالا نشان‌دهنده این است که در سقف محدودیت پرداختی ثابت، با افزایش مقدار 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 ارش 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،۵۱۳۹میلیارد دلار خواهد بود. با توجه به مقادیر بدست آمده در تعادل استکلبرگ نتایج توسعه میدان نیز تشریح می‌شوند.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

۴-۱- پروفایل تولید



نمودار۴: نمودار تولید نفت سالیانه از میدان نفتی

منبع : یافته های پژوهش

نمودار بالا نشان‌دهنده میزان تولید نفت سالیانه از میدان نفتی به ازی نرخ استخراج V0=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:

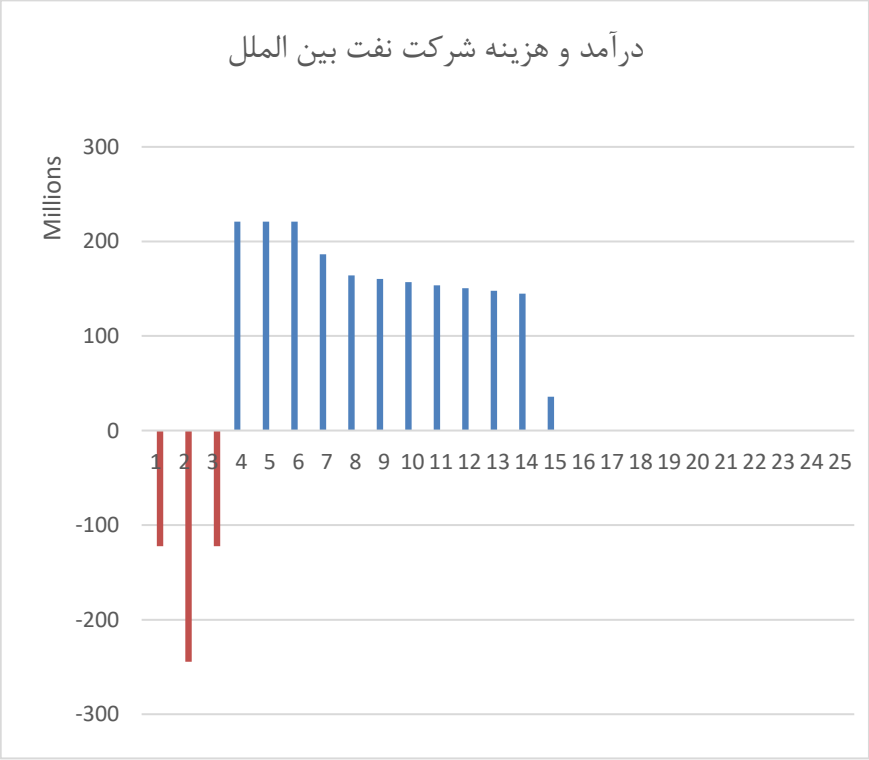
بر اساس نرخ بهینه استخراج V0=0.0132 ، ۲۵ حلقه چاه باید حفر بشود که با توجه به این تعداد چاه و هزینه حفر هر چاه ۵۰۰۰۰۰$ طبق فرضیات پژوهش، هزینه حفر کل چاه‌ها عبارتست از ۱۲۵۰۰۰۰۰۰$ در این حالت هزینه مهندسی زمین نیز ۳۱۹۲۸۰۰۰۰$ بوده و ۴۴۴۲۸۰۰۰۰$ هزینه کل سرمایه گذاری مستقیم و ۴۴۴۲۸۰۰۰$ هزینه سرمایه‌گذاری غیرمستقیم می‌باشد. مجموع کل هزینه‌های سرمایه گذاری ۴۸۸۷۰۸۰۰۰$ است که ازاین مقدار ۱۲۲۱۷۷۰۰۰$ در سال اول، ۲۴۴۳۵۴۰۰۰$ در سال دوم و ۱۲۲۱۷۷۰۰۰$ در سال سوم هزینه می‌شود.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

۴-۳- درآمد و هزینه‌های شرکت نفت بین‌الملل

شرکت نفت بین‌الملل در قبال سرمایه گذاری 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 سرمایه گذاری 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.



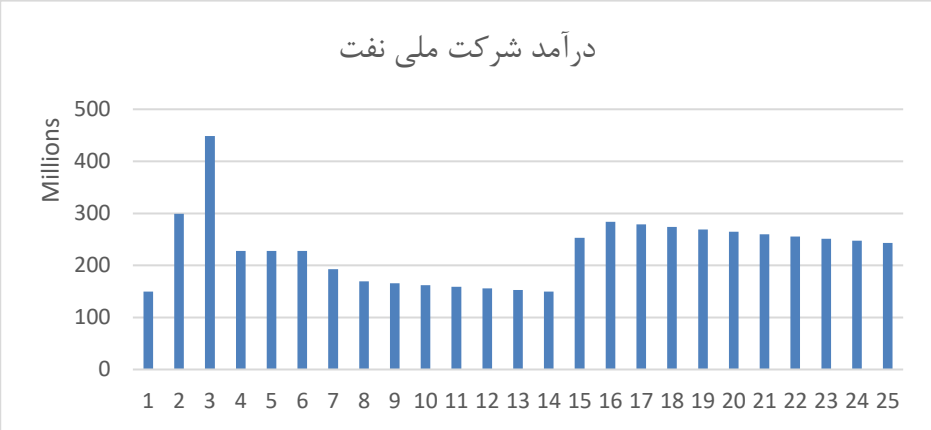
نمودار ۵: جریان نقدی شرکت نفت بین‌الملل

منبع : یافته های پژوهش

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

۴-۴-درآمد شرکت ملی نفت

در قراردادهای نفتی بیع متقابل هزینه سرمایه‌گذاری بر عهده شرکت نفت بین‌الملل می‌باشد. شرکت نفت بین‌الملل بعد از کسر هزینه‌های عملیاتی، بخشی از درآمد فروش نفت را با توجه به سقف محدودیت پرداختی، به شرکت نفت بین‌الملل بازپرداخت می‌کند و مابقی درآمد فروش نفت برای شرکت ملی نفت می‌باشد. نمودار زیر نشان‌دهنده 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 نشان‌دهنده درآمد شرکت ملی نفت در طی زمان می‌باشد در سه سال اول با توجه به این که دوران ساخت پروژه است و در طی این سال‌ها پرداختی به شرکت نفت بین‌الملل صورت نمی‌گیرد همه درآمد بعد از کسر هزینه‌های عملیاتی برای شرکت ملی نفت می‌باشد از سال چهارم که بازپرداختی و پاداش به شرکت نفت بین‌الملل شروع می‌شود دریافتی و درآمد شرکت ملی نفت شروع به کاهش کرده و با شروع دکلاین دوباره روند نزولی پیدا می‌کند. بعد از سال ۱۵ که پرداختی به شرکت نفت بین‌الملل تمام می‌شود 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 می‌کند.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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 مذاکر جهت دهی بکند. این مقادیر منافع طرفین را حداکثر ساخته و منجر به یک بازی برد- برد برای طرفین قرارداد می‌شود.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

منابع

۱. ابراهیمی، سید نصرالله و جواندل جانانلو، فرخ (۱۳۹۴). مدیریت تفسیری ریسک در تنظیم قراردادهای بین‌المللی نفت .*مطالعات حقوق انرژی*، ۱(1)، 36-17.

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 (10)، 39-1.

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*(24)، 82-41.

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). تاثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران .*مطالعات اقتصاد انرژی، ۱۲* (50)، 52-25.

۶. درخشان، مسعود و تکلیف، عاطفه (۱۳۹۴). انتقال و توسعه فناوری در بخش بالادستی صنعت نفت ایران: ملاحظاتی در مفاهیم، الزامات، چالش‌ها و راهکارها .*پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، ۴ (14)، 88-33.

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، تربت‌حیدریه: دانشگاه تربت‌حیدریه*.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

۱۰.منظور، داود، کهن‌هوش‌نژاد، روح‌اله و امانی، مسعود(۱۳۹۵). ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید .*پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، ۵(18)، 179-217.

۱۱.طاهری‌فرد، علی (۱۳۹۶). بررسی آثار ساختار اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید بر تولید نفت، از دیدگاه شرکت‌های بین‌المللی نفتی، با استفاده از روش بهینه‌سازی پویا .*مطالعات اقتصاد انرژی*، ۱۸ (5)، 161-175.

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.egyr.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. (22012). *Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation*. International Monetary Fund.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]

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.

[Downloaded from mieaoi.ir on 2026-11-13]