



Dynamic Reservoir and Stochastic Oil Pricing Model of IPC Contracts: Optimizing and Sensitivity Analyzing

Fariborz Jolai*

*Corresponding Author, Prof., Department of Industrial Engineering, School of Industrial Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran. E-mail: fjolai@ut.ac.ir

Fatemeh Zamani

Ph.D. Candidate, Department of Industrial Engineering, School of Industrial Engineering, Alborz Campus, University of Tehran, Tehran, Iran. E-mail: f.zamani@nioc.ir

Abstract

Objective: Iran's oil reservoirs are operated in cooperation with international oil companies under a contract titled Iran Petroleum Contract (IPC). During the life of the concluded contracts, Iran and oil companies seek to maximize the economic value as well as the value of the cash flow. In this paper, IPC was modeled and the sensitivity of parameters was illustrated.

Methods: Contract financial flow was mathematically modeled considering the physical characteristics of the oil well. This model was simulated using Matlab to evaluate the effect of different values of two parameters of production rate and wages in IPC contracts on the field production process.

Results: Results show that contractors were inclined to lower production rates if the fee per barrel is not set in the proper range (3\$-7\$). Furthermore, for very low oil prices (under 30\$) contractor is at the risk of investment and for higher prices contractor's share saturates.

Conclusion: All the parameters of the problem including contractual, reservoir, field parameters, oil price, investment costs, and operating costs play a role in the profitability of the project, and knowing contract parameters sensitivity can give Iran a clear view of negotiating the contract.

Keywords: PC contracts, Optimisation of Oil field, Dynamic behavior of reserves, Oil price, Production rate.

Citation: Jolai, Fariborz & Zamani, Fatemeh (2022). Dynamic Reservoir and Stochastic Oil Pricing Model of IPC Contracts: Optimizing and Sensitivity Analyzing. *Industrial Management Journal*, 14(1), 143-167. <https://doi.org/10.22059/IMJ.2022.328510.1007857> (in Persian)





بهینه‌سازی و تحلیل حساسیت قراردادهای IPC با در نظر گرفتن مدل پویای مخزن و مدل تصادفی قیمت نفت

فریبرز جولای

* نویسنده مسئول، استاد، گروه مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی صنایع، دانشکده فنی دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: fjolai@ut.ac.ir

فاطمه زمانی

دانشجوی دکتری، گروه مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی صنایع، پردیس البرز دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: f.zamani@nioc.ir

چکیده

هدف: هدف از اجرای این مقاله، مدل‌سازی و بهینه‌سازی کل پروژه بهره‌برداری از چاه‌های نفتی ایران، در طول مدت قرارداد IPC برای تنظیم صحیح پارامترها و درجه‌های آزادی قرارداد برای تعریف یک بازی برد-برد و بررسی حساسیت تغییرهای آن است.

روش: به کمک روابط فیزیکی حاکم بر میدان نفتی، یک مدل پویای جدید برای مخزن، به‌عنوان نوآوری مطرح شده است. از سوی دیگر، مدل تصادفی کارآمدی برای رفتار قیمت نفت معرفی شده است. به کمک دو مدل یادشده، مدل مالی قرارداد به‌صورت کامل بیان شده و با استفاده از این مدل، پارامترها، درجه‌های آزادی قرارداد، شاخص‌های مالی و پروژه‌ای تحلیل حساسیت شدند و بهینه این ضرایب محاسبه شده است.

یافته‌ها: نتایج نشان می‌دهد که اگر پاداش پیمانکار در هر بشکه، در محدوده مناسب (۳ تا ۷ دلار) تنظیم نشود، پیمانکار به نرخ تولید پایین تمایل پیدا می‌کند. علاوه بر این، برای قیمت‌های بسیار پایین نفت (زیر ۳۰ دلار) ریسک سرمایه‌گذاری افزایش می‌یابد.

نتیجه‌گیری: تحلیل حساسیت مدل نشان می‌دهد که هر یک از پارامترهای مسئله، اعم از پارامترهای قراردادی، مخزنی و میدانی، قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی، چه میزان می‌تواند در سود پیمانکار و صاحب مخزن سهم داشته باشد که این مهم، قدرت چانه‌زنی‌ها را افزایش می‌دهد.

کلیدواژه‌ها: بهینه‌سازی مدیریت میدان، رفتار دینامیکی مخزن، قرارداد IPC، قیمت نفت، نرخ تولید.

استناد: جولای، فریبرز و زمانی، فاطمه (۱۴۰۱). بهینه‌سازی و تحلیل حساسیت قراردادهای IPC با در نظر گرفتن مدل پویای مخزن و مدل تصادفی قیمت نفت. مدیریت صنعتی، ۱۴(۱)، ۱۴۳-۱۶۷.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۱/۱۲

تاریخ ویرایش: ۱۴۰۱/۰۱/۱۵

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۲/۰۷

تاریخ انتشار: ۱۴۰۱/۰۳/۳۱

doi: <https://doi.org/10.22059/IMJ.2022.328510.1007857>

مدیریت صنعتی، ۱۴۰۱، دوره ۱۴، شماره ۱، صص. ۱۴۳-۱۶۷

ناشر: دانشکده مدیریت دانشگاه تهران

نوع مقاله: علمی پژوهشی

© نویسندگان

مقدمه

مجلس شورای اسلامی به صراحت در جزء ۳ بند ۳ ماده ۳ قانون «وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱» به وزارت نفت اجازه می‌دهد تا از طریق قراردادهای مشارکتی و با قید عدم انتقال حق مالکیت نفت موجود در مخزن به طرف دیگر، اقدام به جذب و مشارکت سرمایه‌گذاران خارجی نماید. هیئت وزیران نیز در جلسه ۱۳/۵/۱۳۹۵ به پیشنهاد وزارت نفت و با استناد به آن جزء، مصوبه «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» را تعریف و پایه‌های قرارداد نفتی ایران (IPC) را بنا نهادند. ماهیت این قرارداد از نوع خدماتی با ریسک است. همچنین طبق ماده ۴ این مصوبه، به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به‌عنوان شریک فنی در کنار پیمانکار خارجی قرار می‌گیرد.

حداکثرسازی ارزش اقتصادی برداشت از منبع وقتی تحقق می‌یابد که مجموع جریان ارزش خالص سود انتظاری ناشی از بهره‌برداری از آن مخزن، حداکثر گردد. در این وضعیت، علاوه بر ویژگی‌های فنی و زمین‌شناسی مخزن، عواملی همچون قیمت‌های جهانی نفت، هزینه‌های اکتشاف و استخراج نفت در مکان‌های مختلف جغرافیایی، افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری مهم‌ترین عوامل مؤثر بر تصمیم‌گیری در مورد برنامه تولید توسط بهره‌بردار تلقی می‌گردد. اگر فرض کنیم که مالک و بهره‌بردار از مخزن، به دنبال حداکثرسازی سود انتظاری خود باشند و رابطه بین بهره‌بردار و مالک مخزن در قالب یک قرارداد تعیین شود، پس بسیار مهم است که با وجود چارچوب قراردادی مشخص، سیاست تولیدی تعیین شود که ارزش اقتصادی برداشت از منبع در طول عمر آن را حداکثر نماید.

در ادبیات بررسی کارآمدی رژیم‌های قراردادی و تأثیرهای آن بر روند پیشرفت پروژه دو رویکرد تحلیلی و شبیه‌سازی را می‌توان تعریف کرد. در پژوهش‌های بر پایه تحلیل اقتصادی و کنترل پروژه، مؤلف با استفاده از قوانین، منطق و عرف‌های اقتصاد بین‌المللی، طرح‌ریزی بازی‌های مختلف و تعریف سناریوهای ممکن به بررسی کیفی و کمی مفاد قرارداد برای طرفین می‌پردازد. از سوی دیگر، در رویکرد شبیه‌سازی محقق با مدل‌سازی فیزیکی و مدیریتی پروژه دست به شبیه‌سازی زده و با در نظر گرفتن عوامل مختلف اعم از عوامل نایقین، متغیر یا تصادفی گستره‌ای از نتایج عددی را ارائه می‌دهد. صرف نظر از نوع رویکرد، این پژوهش‌ها به دنبال مقایسه رژیم‌های قراردادی مختلف با یکدیگر یا بررسی تأثیر پارامترهای قابل تنظیم قرارداد بر خروجی کار هستند. در این پژوهش با مدل‌سازی رفتار دینامیکی مخزن با استفاده از مشخصه‌های فیزیکی و استفاده از یک مدل تصادفی برای رفتار قیمت نفت و جای‌دادن این دو مدل در مسئله بهینه‌سازی تولید و با رویکرد شبیه‌سازی، تأثیر پارامترهای مختلف رژیم قراردادی IPC بر روند پروژه نشان داده شده است.

دو نوآوری مهم این مقاله را از سایر روش‌های بهینه‌سازی مدیریت میدان متمایز می‌کند. مورد اول مدل‌سازی رفتار دینامیکی مخزن با استفاده از مشخصه‌های فیزیکی و جای‌دادن این مدل در مسئله بهینه‌سازی تولید و حل یکپارچه مسئله برای یافتن پاسخ بهینه سراسری است. وجه دیگری که این رویکرد را از کارهای پیشین متمایز می‌کند معرفی یک مدل تصادفی برای رفتار قیمت نفت در قالب مسئله بهینه‌سازی مدیریت میدان است.

ادامه پژوهش به صورت ذیل ساختاربندی شده است: در بخش دوم پیشینه تحقیق مرور می‌گردد. بخش سوم به مدل‌سازی ریاضی مسئله اختصاص دارد و شامل مدل‌سازی رفتار دینامیکی مخزن، معرفی یک مدل تصادفی برای رفتار قیمت نفت و در نهایت یک مدل اقتصادی برای کل مسئله می‌باشد. در بخش چهارم با کمک مدل پیشنهادی ارزیابی و تحلیل حساسیت تأثیر مقادیر مختلف سه پارامتر نرخ تولید و دستمزد و قیمت نفت در قراردادهای IPC بر روند تولید از میدان صورت می‌گیرد. در پایان جمع‌بندی و نتیجه پژوهش بیان خواهد شد.

پیشینه پژوهش

مدل‌سازی آثار رژیم مالی بر تصمیم شرکت نفتی در خصوص مقیاس سرمایه‌گذاری و زمان‌بندی توسعه در پژوهش‌های اسمیت^۱ (۲۰۱۴) و ژائو، لو، شیا^۲ (۲۰۱۲) دیده می‌شود. در مقاله دوست محمدی، عالم تبریز، راد و زندیه (۱۳۹۹) از مدل تخصیص بافر و افزودنی در شرایط عدم قطعیت جهت بهبود پایداری زمانی و هزینه‌ای پروژه‌های صنعت نفت و گاز ایران استفاده شده است. گلابچی و فرجی (۱۳۹۴) مدل عصبی - فازی که قابلیت پیشبینی عملکرد پروژه‌های صنعت نفت را درشش حوزه متفاوت دارد ارائه نموده که میزان تغییرات خروجی در برابر محدوده ورودی‌ها قابل تحلیل است. مطالعات ارزشمندی نیز در بهینه‌سازی اقتصادی تولید از میدان با در نظر گرفتن دینامیک مخزن انجام شده است (وندنهوف، جانسن، همینک^۳، ۲۰۱۲؛ هورفر، خوشنویسان، مشیری و الکمل^۴، ۲۰۲۰). در مقاله جعفرنژاد و یوسفی زنوز، (۱۳۸۷) ابتدا ریسک‌های ممکن در یک پروژه حفاری چاه نفت شناسایی و سپس با استفاده از یک مدل فازی به سنجش و رتبه‌بندی ریسک‌ها پرداخته شده است. در مقاله وی (۲۰۲۱) برنامه‌ریزی کاهش فشار ته چاهی برای بهینه‌سازی عملکرد کلی چاه مورد مطالعه قرار گرفته است. این مدل‌ها تنها بهینه‌سازی عملیات استخراج را به جای بهینه‌سازی تحت رژیم قراردادی مدنظر قرار داده‌اند. استفاده از روش‌های یادگیری ماشین نیز برای برخی از مراحل جزئی عملیات استخراج استفاده شده است (پاندی، داهیا و مند^۵، ۲۰۲۱؛ صغیر و کتب^۶، ۲۰۱۹). مشکل اصلی در پیاده‌سازی روش‌های بر پایه یادگیری ماشین برای مسئله جامع استخراج، وجود پارامترهای بسیار زیاد در مسئله و عدم وجود پایگاه داده در مقایسه با تعداد متغیرهای مسئله است. از طرف دیگر، روش‌های بر پایه مدل انعطاف بیشتری در بسط مسئله و همچنین گنجاندن رژیم قراردادی در مسئله از خود نشان می‌دهند. برای مثال مسئله بهینه‌سازی کوتاه مدت و بلند مدت استخراج به روش تزریق آب با رویکرد بر پایه مدل و توابع چند هدفه مطالعه شده است (فرهی، احمدی و دبیر^۷، ۲۰۲۱؛ عظیمی‌پور، عصاره، دهقانی، میترمیر^۸، ۲۰۱۷). همان طور که ذکر شد این مطالعات تنها به یک بخش مشخص از مدیریت جامع استخراج می‌پردازند. پر واضح است که اتصال جواب‌های زیر بهینه در ریز مسئله‌ها لزوماً به جواب بهینه سراسری که در این تحقیق هدف قرار گرفته است، منتج نخواهد شد. یکی از عواملی که محققان را مجبور به شکستن

1. Smith
2. Zhao, Luo & Xia
3. Van den Hof, Jansen & Heemink
4. Hourfar, Khoshnevisan, Moshiri & Elkamel
5. Pandey, Dahiya & Mandal
6. Sagheer & Kotb
7. Farahi, Ahmadi & Dabir
8. Azamipour, Assareh, Dehghani & Mittermeir

مسئله کلی به چند مسئله می‌کند، پیچیدگی مدل‌های توصیف کننده رفتار دینامیکی مخزن است که در این مقاله یک مدل ساده که قابلیت گنجانده شدن در مسئله را دارد، پیشنهاد شده است. همچنین کارآمدی این مدل با مقایسه آن با مدل‌های تجربی و آماری بررسی شده است.

در رابطه با بررسی قیمت نفت در قراردادهای نفتی دو روش تحلیل را می‌توان مد نظر قرار داد. روش اول تخمین قیمت نفت در بازه تولید است. برای این کار به یک مدل پیش‌بینی با پارامترهای مشخص احتیاج است که این پارامترها با استفاده از داده‌های قبلی تعیین شده باشند؛ روش دوم استفاده از یک مدل تصادفی با پارامترهای کشسانی و شبیه‌سازی دوره برداشت نفت است. برخی محققان ادعا دارند که قیمت نفت را می‌توان با داشتن پارامترهای مؤثر بر آن برای ۶ ماه با خطای کم پیش‌بینی کرد (بامایستر و کلیان^۱، ۲۰۱۵)، برخی نیز معتقدند که قیمت نفت پدیده پیش‌بینی‌ناپذیری است و بهترین تخمین آن برای آینده، قیمت همان روز نفت است (همیلتون^۲، ۲۰۰۹). بررسی تاریخی قیمت نفت نشان می‌دهد که حتی در یک بازه کوتاه تخمین قیمت نفت از قطعیت بالایی برخوردار نخواهد بود. برای مثال محقق در (گرات، وهی و ژانگ^۳، ۲۰۱۹) شش مدل شناخته شده در این زمینه را با یکدیگر ترکیب کرده و مدلی ترکیبی شبیه به مدل (بامایسر و کلیان، ۲۰۱۵) به دست آورده است که بتواند تا دو سال قیمت نفت را تخمین بزند. شش مدل به کار رفته در این ترکیب، مدل خود رگرسیون برداری بی‌قید بازار جهانی نفت، مدل برپایه قیمت کالای صنعتی غیرنفتی، مدل بر پایه قیمت نفت آتی، مدل پخش برپایه بنزین و گازوئیل، مدل پخش متغیر با زمان بر پایه بنزین و نفت گرمایشی و در نهایت مدل قیمت ثابت است. این مدل در کنار مدل‌های دیگر مانند تخمین قیمت توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا نهایتاً برای بازه دو ساله ارائه شده‌اند. همچنین تنها پارامترهای تجاری، اقتصادی، عرضه، تقاضا و ذخایر نفتی را لحاظ می‌کند و قادر به مدل کردن وقایع غیرمنتظره نیست. لذا این گونه مدل‌ها در حیطه تئوری سرمایه‌گذاری برگشت‌ناپذیر در حضور نامعینی^۴ برای قراردادهای نفتی نمی‌گنجند.

از مدل‌های مناسب در شبیه‌سازی‌های اقتصادی تولید نفت می‌توان به مدل‌های بر پایه واریانس ناهمسانی شرطی خود بازگشت (ARCH)^۵، حرکت براونی هندسی (GBM)^۶، بازگشت متوسط (MR)^۷ و MR با پرش^۸ اشاره کرد. از این میان مدل MR با پرش در مدل‌سازی رفتار دینامیکی قیمت نفت کارا تر نشان داده شده است (دایاس و روژا^۹، ۲۰۱۵؛ الهارتی^{۱۰}، ۲۰۰۷)؛ زیرا نه تنها نوسان‌های ذاتی قیمت نفت که از پارامترهای اقتصادی مانند عرضه و تقاضا ناشی می‌شود، بلکه تغییرات ناگهانی قیمت را که از اخبار غیر منتظره سرچشمه می‌گیرد، مدل می‌کند.

1. Baumeister & Kilian
2. Hamilton
3. Garratt, Vahey & Zhang
4. Theory of irreversible investment under uncertainty
5. Autoregressive conditional heteroscedasticity
6. Geometric Brownian motion
7. Mean reversion
8. MR with jumps
9. Dias & Rocha
10. Al-Harthy

مدل شبیه‌سازی مالی قرارداد

در این پژوهش شبیه‌سازی مالی تمام فازهای پروژه اعم از اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید یک میدان نفتی مد نظر قرار گرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه شده در رژیم مالی قرارداد IPC، جریان نقدی طرفین به صورت سالیانه محاسبه می‌گردد. مدت زمان قرارداد ۲۵ سال، دوره توسعه ۳ سال و طول دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای نیز ۵ سال در نظر گرفته شده است. همچنین حجم کل مخزن ۶۸۰ میلیون بشکه و سقف نفت هزینه ۵۰ درصد کل درآمد میدان می‌باشد. مابقی فروض مربوط به زمان‌بندی و پارامترهای فنی پروژه در جدول ۴ بیان شده است.

در این پژوهش نشان داده شده است که ماهیت دینامیکی تولید تا چه حد می‌تواند در نتایج و در تعیین پارامترهای قرارداد نقش داشته باشد.

در ادامه پس از تشریح شرایط قراردادی IPC، توسعه میدان نفتی با در نظر گرفتن شرایط قراردادی اعم از جریان نقدی پروژه شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیات، دستمزد و توابع سود مدل‌سازی می‌شود (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲). در مرحله بعد که نوآوری این پژوهش می‌باشد، با مدل‌سازی رفتار دینامیکی مخزن پروفایل تولید از میدان به دست می‌آید؛ سپس یک مدل تصادفی برای رفتار قیمت نفت ارائه گردیده و در نهایت با جایگزینی مدل پروفایل تولید و رفتار قیمت نفت یک مدل اقتصادی برای کل مسئله به دست می‌آید. در نهایت با کمک مدل پیشنهادی ارزیابی و تحلیل حساسیت تأثیر مقادیر مختلف دو پارامتر نرخ تولید و دستمزد در قراردادهای IPC بر روند تولید از میدان صورت می‌گیرد. در این پژوهش به منظور شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد از نرم‌افزار متلب و زبان برنامه‌نویسی سی استفاده شده است.

مدل‌سازی جریان نقدی

ابتدا باید درآمد کسب‌شده حاصل از توسعه میدان مشخص و سپس طبق شرایط و مدل قراردادی پول، درآمد تسهیم شود؛ برای این کار نیاز به روابط تولید نفت از میدان نفتی و میزان سرمایه‌گذاری برای تولید این حجم از نفت می‌باشد که در ذیل روابط و متغیرهای مربوط به آن شرح داده شده است.

درآمد ناخالص حاصل از میدان

درآمد ناخالص حاصل از تولید سالیانه عبارت است از:

$$R_t = P_t q_t \quad \text{رابطه ۱}$$

در رابطه بالا R_t ، q_t و P_t به ترتیب درآمد ناخالص سالیانه، میزان تولید سالیانه و میانگین قیمت پیش‌بینی شده نفت

در سال t ام هستند (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

هزینه‌ها

هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه کلی برای حفر چاه‌ها به صورت رابطه ۲ است.

$$I_c = i_c N_{W_{max}} \quad \text{رابطه ۲}$$

که i_c متوسط هزینه حفر چاه است.

مهندسی زمین شامل جمع‌آوری، انتقال، تزریق گاز و ساخت و ساز تأمین انرژی و برق می‌شود. برخی از این فعالیت‌ها همچون انتقال، تزریق گاز و تأمین انرژی به ظرفیت طراحی بستگی دارد و به ازای هر واحد از ظرفیت تولید 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 ۳ به دست می‌آید:

$$I_E = i_E N_{V_0} + I_{do} \quad \text{رابطه ۳}$$

که در رابطه ۳ i_E هزینه مهندسی زمین به ازای هر واحد تولیدی از ظرفیت و I_{do} هزینه ثابت مهندسی زمین است. کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری از مجموع هزینه‌های مهندسی حفاری و هزینه‌های مهندسی زمین به دست می‌آید.

$$DCC = i_c N_{W_{max}} + i_E N_{V_0} + I_{do} \quad \text{رابطه ۴}$$

مقدار DCC هزینه‌های سرمایه‌گذاری مستقیم برای توسعه میدان است. از طرف دیگر هزینه سرمایه‌ای غیرمستقیم (IDC)^۲ 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 سازوکار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهد شد صرفاً شامل «هزینه‌های قانونی ایران» می‌باشند. در این مدل هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم (IDC) ضریبی از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (DCC) در نظر گرفته شده است.

$$IDC = \lambda DCC \quad \text{رابطه ۵}$$

اگر بدهی در t_1 سال و در هر سال کسری از آن بازپرداخت شود، میزان بازپرداخت در سال t مربوط به سرمایه‌گذاری اولیه به صورت رابطه ۶ محاسبه می‌شود.

$$A_t = \alpha_t (DCC + IDC + COM_{t_{IDC}}) \quad \text{رابطه ۶}$$

$$0 \leq \alpha_t \leq 1 \quad \sum_{t=1}^{t_1} \alpha_t = 1 \quad \text{رابطه ۷}$$

که در آن $COM_{t_{IDC}}$ هزینه پول است که تنها به IDC تعلق می‌گیرد.

$$COM_{t_{IDC}} = (z_{-t} - 1) IDC \quad \text{رابطه ۸}$$

z_t برگ خرید اقتصاد مهندسی معادل با نرخ بهره i_0 است.

$$z_t = (1 + i_0)^{-t} \quad \text{رابطه ۹}$$

در نتیجه ارزش فعلی کل بازپرداخت‌ها مربوط به هزینه سرمایه‌گذاری به صورت رابطه ۱۰ درمی‌آید.

$$RC_{t_1} = \sum_{t=0}^{t_1} \alpha_t z_t (DCC + z_{-t} IDC) \quad \text{رابطه ۱۰}$$

هزینه‌های عملیاتی

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

هزینه‌های عملیاتی می‌تواند توسط محرک‌های هزینه حساب شود و محرک‌های هزینه عبارت‌اند از تعداد چاه‌های تولیدی نفت ساخته شده تا سال t و تعداد بشکه نفت تولید مدل پیش‌بینی هزینه عملیاتی می‌تواند در رابطه ۱۱ بیان شود.

$$C_t = C_W N_{W_t} + C_q q_t \quad \text{رابطه ۱۱}$$

در رابطه ۱۱ C_W هزینه عملیات به ازای هر چاه در طول یک سال و C_q هزینه عملیاتی به ازای هر بشکه نفت تولیدی است. هزینه عملیاتی چاه هزینه کار و نیروی انسانی، مواد، سوخت، بهره‌برداری و آزمودن هر چاه را شامل می‌شود. هزینه به ازای هر بشکه نفت تولیدی نیز هزینه‌های عملیاتی مانند جداسازی نمک، هزینه فراوری، هزینه انتقال و غیره است. بدیهی است که درآمد کل پروژه باید بیشتر از هزینه عملیاتی باشد (کایسر و یو، ۲۰۱۰).

دستمزد

بخشی دیگر از دریافتی شرکت نفتی سرمایه‌گذار (IOC)^۲ در قالب دستمزد به ازای هر بشکه تولیدی است که با F_{PB} ^۳ نشان داده می‌شود و بیانگر دریافتی به ازای هر بشکه نفت در سال t است. این بخش از درآمد از ابتدای تولید نفت شروع و تا آخر قرارداد دریافت می‌شود. در قرارداد IPC دو مکانیزم مشخص تعدیل دستمزد در نظر گرفته شده است. الف) مکانیزم تعدیل دستمزد بر اساس قیمت نفت: برای کنترل انباشتگی سود باد آورده پیمانکار که ممکن است با افزایش قیمت نفت رخ دهد، نرخ دستمزد با توجه به جدول ۱ تعدیل می‌گردد.

جدول ۱. تعدیل دستمزد بر اساس قیمت نفت

بازه (دلار)	۴۰-۲۰	۶۰-۴۰	۸۰-۶۰	۸۰<
درصد (K_t)	۱۱۰	۱۲۰	۱۴۰	۱۵۰

ب) مکانیزم تعدیل دستمزد بر اساس عامل R : برای کنترل سود کلی پیمانکار نسبت به میزان هزینه سرمایه‌گذاری عامل تعدیل R به صورت جدول ۲ تعریف می‌گردد. در این جدول از مشخصه I_R استفاده شده که به صورت رابطه ۱۲ محاسبه می‌شود.

1. Kaiser & Yu
2. International Oil Company
3. Fee Per Barrel

$$I_R = \frac{TCP}{TCC} \quad \text{رابطه ۱۲}$$

که در آن TCP کل دریافتی انباشتی و TCC کل هزینه‌های انباشتی تا سال جاری است. با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده در طول دوره انجام پروژه، نرخ پاداش کاهش می‌یابد.

جدول ۲. تعدیل دستمزد بر اساس عامل R :

$1 <$	$1 - 0.5$	$0.5 - 0.25$	$0.25 - 0$	
60	75	85	100	درصد (R_t)

در نهایت با استفاده از دو مکانیزم یاد شده دستمزد پیمانکار به صورت رابطه ۱۳ در می‌آید.

$$W_t = K_t R_t F_{PB} q_t \quad \text{رابطه ۱۳}$$

جریان نقدی دریافتی پیمانکار

مهم‌ترین وجه تمایز قراردادهای بالادستی IPC قراردادهای بیع متقابل حضور پیمانکار در طول دوران بهره‌برداری است. در این قرارداد مخارج و هزینه‌های پیمانکار از محل عواید حاصل از نفت تولیدی و در قالب نفت هزینه پرداخت می‌شود. میزان نفت هزینه از کسری از عواید و تولیدات میدان (۵۰ درصد) تجاوز نخواهد کرد، به عبارت دیگر:

$$CO_t = \frac{1}{2} P_t q_t \quad \text{رابطه ۱۴}$$

CO_t را نفت هزینه در سال t گویند. بدیهی است که پیمانکار در فاز دکالین تا زمانی به کار ادامه می‌دهد که هزینه‌های عملیاتی‌اش کمتر از نفت هزینه باشد.

$$C_t \leq CO_t \quad \text{رابطه ۱۵}$$

این در حالی است که با $C_t > CO_t$ ممکن است پروژه هنوز سود آور باشد ($C_t < P_t q_t$). دریافتی شرکت نفت در هر سال عبارت است از مجموع بازپرداختی به اضافه دستمزد به اضافه هزینه عملیاتی.

$$CR_t = A_t + C_t + W_t \quad \text{رابطه ۱۶}$$

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 اینکه بتوانیم این محدودیت را در مدل وارد کنیم از متغیر باینری y_t ، باقیمانده DR_t و دریافتی واقعی GR_t استفاده می‌کنیم.

$$DR_0 = 0 \quad DR_t = CR_t - CO_t + z_{-1} DR_{t-1} \quad t = 1, 2, \dots, T \quad \text{رابطه ۱۷}$$

در معادله فوق عبارت $Z_{-1} = (1 + i_0)$ به معنی آن است که به بدهی بازپرداخت هزینه پول تعلق می‌گیرد. حال متغیر باینری را به صورت زیر تعریف می‌کنیم.

$$\begin{cases} y_t = 1 & DR_t > 0 \\ y_t = 0 & DR_t \leq 0 \end{cases} \quad \text{رابطه ۱۸}$$

مقدار درآمدی که توسط شرکت نفتی در هر سال با توجه به محدودیت نفت هزینه به دست می‌آید عبارت است از:

$$GR_t = CO_t y_t + (CR_t + DR_{t-1})(1 - y_t) \quad \text{رابطه ۱۹}$$

و در آخر اگر $y_t = 1$ به دست آمد قرار می‌دهیم $DR_t = 0$.

توابع سود

ارزش خالص پروژه

ارزش فعلی کل جریان نقدی مربوط به یک میدان نفتی جدا از شرایط قراردادی به صورت رابطه ۲۰ است

$$NPV = -(DCC + IDC) + \sum_{t=1}^T z_t (P_t q_t - C_t) \quad \text{رابطه ۲۰}$$

چنانچه از رابطه فوق برمی‌آید، سرمایه‌گذاری به یک‌باره و در تاریخ عقد قرارداد اتفاق می‌افتد.

ارزش خالص پروژه از دید پیمانکار

از آنجایی که به هزینه سرمایه‌گذاری مستقیم که بخش اعظم سرمایه‌گذاری است بهره تعلق نمی‌گیرد، پیمانکار انتظار دارد میزان دستمزد سود سرمایه‌گذاری به همراه ریسک آن را جبران کند. ارزش فعلی پروژه از دید شرکت پیمانکار به صورت رابطه ۲۱ است.

$$NPV_{IOC} = -(DCC + IDC) + \sum_{t=1}^T z_t ((CO_t + DR_{t-1})y_t + CR_t(1 - y_t) - CR_t) \quad \text{رابطه ۲۱}$$

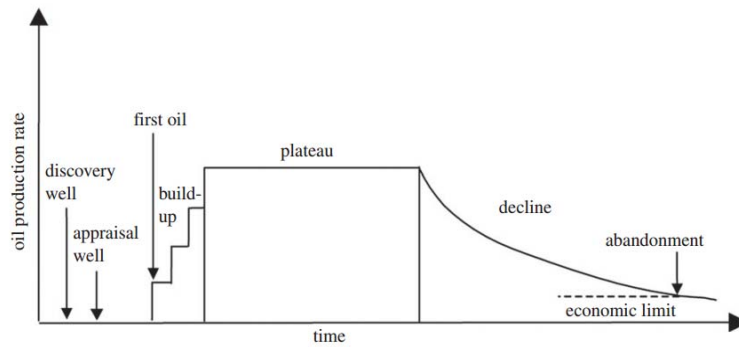
ارزش خالص پروژه از دید کارفرما

ارزش فعلی دریافتی شرکت ملی نفت طبق رابطه ۲۲ حساب می‌شود.

$$NPV_{NIOC} = \sum_{t=1}^T z_t (P_t q_t - (CO_t + DR_{t-1})y_t + CR_t(1 - y_t)) \quad \text{رابطه ۲۲}$$

پروفایل تولید

هر میدان نفتی دارای پروفایل تولید منحصر به خود هست ولی در حالت کلی همان طور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود؛ تولید در میدان نفتی به سه بخش فاز ساخت، فاز پلاتو و فاز دکلاین (کاهش) تقسیم می‌شود.



شکل ۱. پروفایل تولیدی میدان نفتی

منبع: هوک، سودربرگ، جاکوبسن و آلکلت (۲۰۰۹)

فاز ساخت

نرخ تولید در این فاز به دلیل رسیدن چاه‌ها به نفت به صورت پله‌ای افزایش می‌یابد. برای مدل‌سازی این روند در دوره ساخت (t_1)، متغیر میانگین تعداد چاه‌های فعال در طول سال (N_{W_t}) تعریف می‌شود که می‌تواند عددی غیر صحیح باشد. مقدار این متغیر برای سال‌های ماقبل سال t_1 ، از مجموع تعداد چاه‌های ساخته شده تا قبل از سال جاری و فعالیت مقطعی چاه‌های ساخته شده در سال جاری در رابطه ۲۳ محاسبه گردیده است.

$$N_{W_t} = N_{rig} \left[\frac{12t - 12}{T_{rig}} \right] + N_{rig} \sum_{k=\left[\frac{12t-12}{T_{rig}}\right]+1}^{\left[\frac{12t}{T_{rig}}\right]} \left(t - \frac{kT_{rig}}{12} \right) \quad \text{رابطه ۲۳}$$

که در آن N_{rig} تعداد سکوی حفاری، T_{rig} بیانگر زمان لازم به ماه برای باز کردن، انتقال و برپایی سکو و حفر چاه، عملگر [.] جزء صحیح و اندیس t بیانگر سال است. توجه شود که N_{W_t} در معادله فوق می‌تواند یک عدد اعشاری باشد زیرا در فاز ساخت مدت زمان فعالیت چاه ممکن است کسری از یک سال باشد.

با تعریف متغیر $N_{W_{max}}$ به عنوان حداکثر چاه‌های مورد نیاز که قرار است تا انتهای سال t_1 احداث شوند، در مرحله آخر احداث چاه‌ها ممکن است تعدادی از سکوها زودتر مرخص شوند. در نتیجه:

$$N_{W_t} = N_{rig} \left[\frac{12t - 12}{T_{rig}} \right] + N_{rig} \sum_{k=\left[\frac{12t-12}{T_{rig}}\right]+1}^{\left[\frac{N_{W_{max}}}{N_{rig}}\right]} \left(t - \frac{kT_{rig}}{12} \right) + \left(t - \frac{\left(\left[\frac{N_{W_{max}}}{N_{rig}}\right] + 1 \right) T_{rig}}{12} \right) \left(N_{W_{max}} - N_{rig} \left[\frac{N_{W_{max}}}{N_{rig}} \right] \right), t = t_1 \quad \text{رابطه ۲۴}$$

برداشت نفت از هر چاه نرخ تقریباً ثابتی دارد که به ویژگی‌های چاه و مخزن وابسته است و به صورت معادله زیر قابل بیان است (عسکری، شیریحیان و طاهری فرد، ۱۳۹۴).

$$q_t^i = J^i (P_{Rt} - P_{Wt}^i) \quad \text{رابطه ۲۵}$$

در رابطه ۲۵، i نشانگر هر چاه، q نرخ تولید چاه با واحد بشکه در روز (bbl/day)، P_R میانگین فشار کل مخزن و P_W فشار ته چاه به psi و J ضریب بهره‌وری^۱ چاه به bbl/day/psi است. ضریب بهره‌وری چاه به ثابت‌های چاه و مخزن بستگی دارد. در طول دوره تولید این ضریب تقریباً ثابت فرض می‌شود. با فرض یکسان بودن فشار ته چاه‌ها برابر P_W ، تولید میدان در سال t به صورت رابطه ۲۶ درمی‌آید.

$$q_t = J_t (P_{Rt} - P_{Wt}) \quad \text{رابطه ۲۶}$$

که در آن J مجموع ضرایب بهره‌وری چاه‌هاست. اگر میانگین ضرایب بهره‌وری را \bar{J} فرض کنیم خواهیم داشت:

$$J_t = \sum_i^N J^i = N_{Wt} \bar{J} \quad \text{رابطه ۲۷}$$

دو عامل اصلی که افزایش نرخ تولید را متوقف می‌کنند، عبارت‌اند از نرخ حداکثری تولید ذکر شده در قرارداد جهت حفظ منابع ملی و عدم تمایل شرکت پیمانکار به پذیرفتن ریسک سرمایه‌گذاری جهت تأسیس چاه‌های بیشتر.

فاز پلاتو

هنگامی که سطح تولید میدان به نرخ پلاتو رسید حفاری چاه‌ها متوقف می‌شود.

$$N_{Wt} = N_{W_{max}} \quad \text{رابطه ۲۸}$$

در طول این فاز تقریباً ثابت بودن نرخ تولید هر چاه و ثابت بودن تعداد چاه‌ها باعث می‌شود که تولید میدان نرخ ثابتی داشته باشد. از آنجایی که پارامترهای هر مخزن منحصر به فرد است، لازم است یک مدل ساده تولید که از پارامترهای مخزن تبعیت می‌کند به دست بیاید که در ادامه به آن پرداخته شده است. تعداد چاه لازم برای رسیدن به نرخ متوسط تولید سالیانه V_0 عبارت است از (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲):

$$N_{W_{max}} > \frac{NV_0}{t_a q_0} \quad \text{رابطه ۲۹}$$

در رابطه ۲۹، N ظرفیت مخزن، t_a تعداد روز کاری در سال و q_0 متوسط تولید روزانه یک چاه با ضریب بهره‌وری \bar{J} است. بدین ترتیب تولید سالیانه در دوره پلاتو برابر می‌شود با:

$$q_t = t_a N_{W_{max}} q_0 \approx NV_0 \quad \text{رابطه ۳۰}$$

فاز دکلاین

از میان سه فاز تولید، فاز دکلاین بیشترین میزان تحقیقات در زمینه برنامه‌ریزی را به خود اختصاص داده است. در تحلیل فاز دکلاین ابتدا از توابع نمایی، هارمونیک و هایپربولیک استفاده شد (آرپس^۱، ۱۹۴۵). اگرچه پارامترهای این توابع به صورت آماری و با استفاده از موارد میداین مشابه تخمین زده می‌شوند، این توابع با توجه به ماهیت رفتاری مخزن پیشنهاد شده‌اند. برای مثال فلوی خروجی چاه با فشار ثابت در ته چاه یک تابع نمایی است (هارست^۲، ۱۹۳۴؛ ون اوردینگن و هارست^۳، ۱۹۴۹). همچنین برای برازش دقیق‌تر تابع معرف این فاز با داده‌های تجربی، از ترکیب توابع ذکر شده نیز مانند متد ونگ^۴ استفاده شده است (هاوردسان و هازبی^۵، ۲۰۰۷). برای تخمین زمان شروع فاز دکلاین نیز معمولاً از رابطه $t_d = \alpha e^{\beta V_0}$ استفاده می‌شود که α و β از تحلیل آماری میدان‌های نفتی به دست می‌آید (جینونگ و همکاران^۶، ۲۰۰۷). با وجود آنکه از نظر تجربی عوامل مختلف اقتصادی، تکنولوژی، سیاسی و عوامل غیرمنتظره در این فاز نقش بسزایی دارند، از نظر فیزیکی فاز دکلاین زمانی آغاز می‌شود که فشار ته چاهی به حداقل میزان ممکن خود برای غلبه بر نیروهای فیزیکی و فرستادن نفت با فشار لازم به واحد بهره‌برداری برسد.

مدل‌سازی مخزن

برداشت از مخزن باعث کاهش فشار مخزن می‌شود. برای محاسبه میزان افت فشار از قانون پایستگی جرم استفاده شده است. تغییرات جرم مخزن با تفاضل جرم تولیدی و جرم تزریقی برابر است. توجه شود که اندیس R بیانگر مخزن، W چاه و g تزریق است.

$$m_g - m_W = \Delta m_R \quad \text{رابطه ۳۱}$$

با فرض ثابت بودن حجم مخزن V_R رابطه ۳۱ به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$\rho_g q_g - \rho_w q_w = \phi V_R \Delta \rho_R \quad \text{رابطه ۳۲}$$

در رابطه ۳۲، ϕ ضریب تخلخل^۷، ρ چگالی، q حجم تولیدی و q_g حجم تزریقی است. از طرف دیگر برای مواد اندکی تراکم‌پذیر^۸ رابطه ۳۳ صدق می‌کند:

$$\Delta \rho_R = C_R \rho_R \Delta P_R \quad \text{رابطه ۳۳}$$

$$\rho_R = \rho_W e^{C_W(P_R - P_W)} \quad \text{رابطه ۳۴}$$

1. Arps
2. Hurst
3. Van Everdingen & Hurst
4. Wang
5. Haavardsson & Huseby
6. Jinwang et al.
7. Prossity
8. Slightly compressible

که در آنها P فشار، C_R تراکم‌پذیری کل مخزن و C_W تراکم‌پذیری مایعات است. با جای‌گذاری این دو معادله در معادله پایستگی جرم اختلاف فشار کل مخزن به صورت رابطه ۳۵ می‌باشد:

$$\Delta P_R = \frac{\rho_g q_g - \rho_W q}{C_R \phi V_R \rho_W e^{C_W(P_R - P_W)}} \quad \text{رابطه ۳۵}$$

معادله ۳۵ با یکاهای SI به دست آمده است. با استفاده از $V_R = Ah$ ، که A مساحت میدان و h ارتفاع ستون نفت در چاه است، و به کار گرفتن یکاهای میدانی رابطه ۳۵ به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$\Delta P_R = 5.616 \frac{\rho_g q_g - \rho_W q}{C_R \phi Ah \rho_W e^{C_W(P_R - P_W)}} \quad \text{رابطه ۳۶}$$

حال می‌توان با تعریف $\rho_g = \eta_g \rho_W$ فشار مخزن در سال بعد را به دست آورد.

$$P_{R_{t+1}} = P_{R_t} + J_P (\eta_g q_{g_t} - q_t) \quad \text{رابطه ۳۷}$$

رابطه ۳۷ به همراه رابطه ۲۶ پروفایل تولید را توصیف می‌کنند. در این معادله J_P برابر است با:

$$J_P = \frac{5.616}{C_R \phi A h e^{\frac{C_W q_t}{N_{WT} J}}} \quad \text{رابطه ۳۸}$$

برای پیاده‌سازی این معادلات می‌توان از یک شبه کد به صورت جدول ۳ استفاده کرد. برای این کار به نرخ اولیه تولید q_0 و فشار اولیه مخزن P_0 نیاز است. علاوه بر آن معادله ۳۹ که از معادله ۲۶ به دست می‌آید مورد استفاده قرار می‌گیرد.

$$P_{W_t} = P_{R_t} - \frac{q_t}{J} \quad \text{رابطه ۳۹}$$

جدول ۳. الگوریتم محاسبه پروفایل تولید

$$P_r = P_0 \text{ و}$$

$$q_t = q_0^*$$

P_W از طریق رابطه ۳۹ محاسبه شود.

$$\text{اگر } P_W < P_{min}$$

آنگاه $P_W = P_{min}$ و q_t با استفاده از رابطه ۲۶ محاسبه شود.

P_R با استفاده از رابطه ۳۷ محاسبه شود.

$$t = t + 1$$

به مرحله * برگشت شود.

قیدهای مسئله تولید

تمامی محدودیت‌های فیزیکی مخزن، قیدهای قراردادی و اقتصادی در مسئله تولید تأثیرگذار بوده و از آنها به‌عنوان قیدهای تولید می‌توان نام برد.

حداکثر نرخ متوسط برداشت سالیانه دوره پلاتو

طول بازه فاز پلاتو و نرخ کاهشی در دوران فاز دکلااین با توجه به نرخ متوسط برداشت سالیانه متغیر است و نرخ متوسط برداشت زیاد نرخ کاهش بیشتری را در دوران دکلااین به دنبال خواهد داشت. لذا در قرارداد مقدار حداکثری V_0 برای این نرخ در نظر گرفته می‌شود. در این پژوهش قید روی V_0 یک قید نرم در نظر گرفته شده است.

حداکثر نفت و گاز قابل استحصال از مخزن

در این مقاله حداکثر نفت قابل استحصال به صورت ضریبی از حجم کل نشان داده شده است. این ضریب بیانگر آن است که تولید تجمعی نباید از کسری از حجم کل مخزن بیشتر شود. تولید تجمعی نفت یا گاز ماحصل مجموع تولید تا سال t به صورت رابطه ۴۰ تعریف می‌شود.

$$Q_t = \sum_{k=1}^t q_k \quad \text{رابطه ۴۰}$$

قید حداکثر نفت و گاز قابل استحصال از مخزن به صورت رابطه ۴۱ نوشته می‌شود.

$$Q_t \leq ER \times N \quad \text{رابطه ۴۱}$$

که در آن N حجم کل مخزن به بشکه و ER ضریب قابل برداشت^۱ است. طبیعی است که حجم قابل برداشت باقی مانده از مخزن برای بعد از سال t به صورت زیر قابل محاسبه خواهد بود.

$$S_t = ER \times N - Q_t \quad \text{رابطه ۴۲}$$

این مقدار در محاسبه ارزش پروژه در سال t تأثیرگذار است.

حداقل فشار ته چاهی

شرکت نفتی شلمبرژه^۲ فشار ته چاهی را فشار نقطه هدف که معمولاً بالای بازه مشبک کاری است تعریف می‌کند. حداقل فشار ته چاهی لازم است تا نفت علاوه بر رسیدن به سطح چاه، فشار لازم برای واحد بهره برداری را تأمین کند (محمدی، مؤمنی، کاظمی نجف آبادی و بهادری، ۱۳۹۵). به طبع این محدودیت به صورت رابطه ۴۳ درمی‌آید.

$$P_{W_t} \geq P_{W_{min}} \quad \text{رابطه ۴۳}$$

همان طور که ذکر شد، مدل ارائه شده برای شبیه‌سازی تولید از این محدودیت در به دست آوردن پروفایل تولید در فاز دکلااین استفاده کرده و ذاتاً این محدودیت رعایت شده است.

نرخ برداشت مخروطی شدن آب^۳

پدیده مخروطی شدن در چاه در نرخ‌های تولید بالا همراه با تزریق اتفاق می‌افتد. بدین منظور حداکثر نرخ برداشت

1. Recoverable Oil Ratio
2. Schlumberger
3. Water conning

محاسبه و ذکر شده در قرارداد باید از نرخ تخمینی وقوع پدیده مخروطی کمتر باشد (هایلند، پاپاتزاکس و اسکاولند، ۱۹۸۹).

$$V_0 < V_{con} \quad \text{رابطه ۴۴}$$

مدل سازی قیمت نفت

مدل ریاضی بازگشت متوسط با پرش برای قیمت نفت به صورت رابطه ۴۵ است (دایاس و روژا، ۲۰۱۵؛ الهارتی، ۲۰۰۷).

$$P_{t+1} = P_t + \eta P_t (\bar{P} - P_t) \Delta t + \sigma P_t \Delta z + P_t \Delta s \quad \text{رابطه ۴۵}$$

که در آن P_t قیمت نفت در سال t ، \bar{P} قیمت مرجع، η ضریب سرعت بازگشت به مرجع $(\cdot/0.1)$ ، σ ضریب فراریت $(\cdot/0.5)$ ، Δt نرخ نمونه برداری (یک سال)، $\Delta z = \varepsilon \sqrt{\Delta t}$ و ε فرایند وینر با متغیر تصادفی نرمال استاندارد $N(0,1)$ و Δs فرایند تصادفی که پرش های منفی قیمت نفت را با کمک فرایند پواسون با میانگین ۶ سال مدل می کند. برای تنظیم پارامترهای این مدل، رفتار قیمت نفت در قرن ۲۱ مد نظر قرار داده شده است. پرش های مثبت بزرگ و ماندگار در قیمت نفت که در سال های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۹ رخ داد، در قرن ۲۱ دیده نمی شود. از پرش های مثبت کوچک تر قیمت نفت نیز، مانند پرش در آپریل ۲۰۱۱ که ذکر شد، به دو دلیل چشم پوشی شده است. اول آنکه این پرش ها مقطعی (معمولاً چند ماهه) بوده و تأثیر آن در میانگین قیمت سالانه که معیار قراردادهای نفتی است، می تواند در قالب همان ماهیت گام تصادفی مدل شود.

شبیه سازی و تحلیل حساسیت

برای ارزیابی حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به پارامترهای میدانی، قرارداری و قیمت نفت، فعالیت یک میدان نفتی و چرخش های مالی آن شبیه سازی شده که الگوریتم شبیه سازی در جدول ۴ دیده می شود. سپس پارامترهای اقتصادی مسئله به ازای مقادیر مختلف قیمت نفت، دستمزد پیمانکار و نرخ تولید در دوره پلاتو بررسی شده اند. این پارامترها که به سرمایه گذار کمک می کند میزان سود، ریسک و ارزش پروژه را تخمین بزند عبارت اند از:

(الف) سود خالص پروژه از دید پیمانکار (NPV_{Ioc})

(ب) نرخ بازگشت سرمایه (IRR): این مقدار نشان می دهد که سرمایه با چه نرخ به سرمایه گذار باز می گردد. هر چه این مقدار بیشتر باشد حاکی از پایین بودن ریسک سرمایه گذاری است.

(ج) نرخ سود آوری (PR): این پارامتر نسبت سود خالص پروژه به هزینه سرمایه گذاری اولیه را نشان می دهد.

(د) اهرم عملیاتی (OL): نسبت کل هزینه به کل درآمد است که برابر با $1/IR$ در سال آخر تولید است. بالا بودن این مقدار ریسک بالای سرمایه گذاری در قیمت های پایین را نشان می دهد.

1. Hoyland, Papatzacos & Skjaeveland
2. Internal rate of return
3. Profitability ratio
4. Operational leverage

جدول ۴. الگوریتم شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد IPC

مقداردهی پارامترهای مدل طبق جدول ۴

محاسبه N_{rig} با استفاده از رابطه ۲۹

محاسبه d_E ، d_C و IDC با استفاده از روابط ۲ تا ۵

$$t = 1$$

* محاسبه P_t با استفاده از رابطه ۴۵

محاسبه پروفایل تولید در طول دوره قرارداد (۲۶ سال) با استفاده از جدول ۳

محاسبه W_t با استفاده از رابطه ۱۳

محاسبه G_t با استفاده از رابطه ۱۱

محاسبه CO_t با استفاده از رابطه ۱۴

محاسبه A_t با استفاده از رابطه ۶

محاسبه CR_t با استفاده از رابطه ۱۶

محاسبه GR_t با استفاده از رابطه ۱۹

محاسبه NPV_{ioc} ، NPV و NPV_{nioc} با استفاده از روابط ۲۰، ۲۱ و ۲۲

$$t = t + 1$$

اگر $t < 26$

آنگاه به مرحله * برگشت شود.

طبق جدول ۵ پارامترهای مسئله معرفی و متغیرهای مستقل مقداردهی شده‌اند. توجه شود که پارامترهای مربوط به هزینه‌های توسعه میدان و عملیاتی مشابه با (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲) و پارامترهای مخزنی از (کایسر و یو، ۲۰۱۰) اقتباس شده است.

جدول ۵. پارامترهای مدل

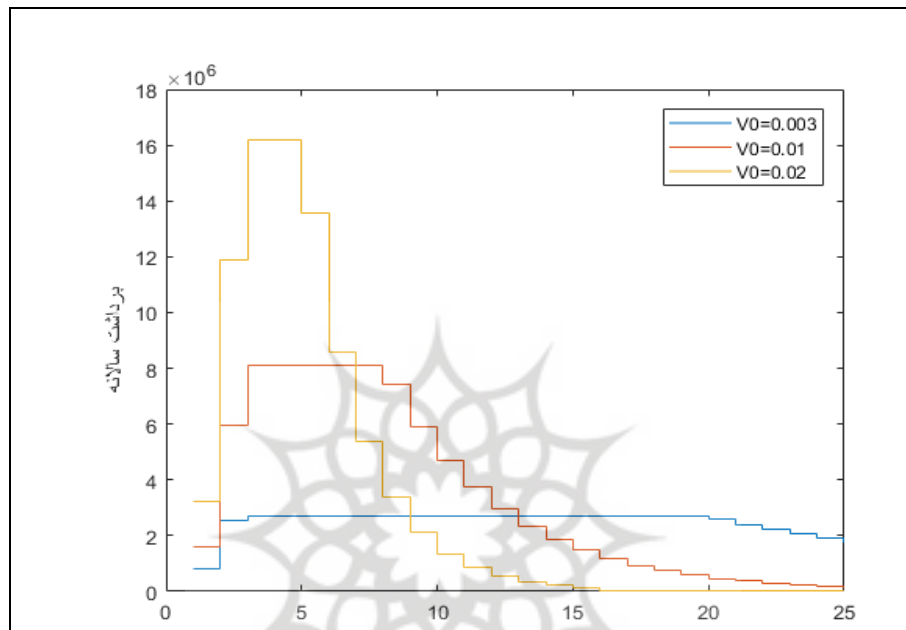
پارامتر	توصیف
NPV_{ioc}	خالص درآمد شرکت پیمانکار
NPV_{nioc}	خالص درآمد شرکت ملی نفت
t	زمان، سال
T	سال پایان پروژه
V_0	نرخ دوره پلاتو از ۰ تا ۰/۰۲
F_{PB}	ثابت دستمزد از ۱ تا ۱۰ دلار
P	قیمت نفت از ۲۰ تا ۱۲۰ دلار
$i_0 = 0.1$	نرخ بهره
z_t	برگ خرید اقتصاد مهندسی
CO	سقف نفت هزینه
DR_{t-1}	بدهی دوره قبل
CR	طلب پیمانکار

ادامه جدول ۵

پارامتر	توصیف
$y_t = 0,1$	متغیر باینری معرف عدم کفایت نفت هزینه
N_W	میانگین تعداد چاه‌های فعال در سال
N_{Wmax}	حداکثر تعداد چاه لازم
q	تولید میدان به بشکه
$q_g = 0$	حجم تزریقی
P_R	فشار مخزن
P_W	فشار ته چاه
$P_{Wmin} = 2k$	حداقل فشار ته چاهی به psi
$P_{R0} = 5k$	فشار اولیه مخزن به psi
$\bar{J} = 1.2$	متوسط ضریب بهره وری چاه‌ها
$J_P = 36.5 \mu$	ضریب افت فشار مخزن
η_g	نسبت چگالی ماده تزریقی به محصول
N_{rig}	تعداد سکوهاى حفارى
$T_{rig} = 3$	زمان لازم برای باز کردن، انتقال و برپایی سکو و حفر چاه، ماه
$N = 800 M$	حجم مخزن به بشکه
$t_a = 360$	تعداد روز کاری چاه در سال
$q_0 = 1500$	متوسط نرخ تولید روزانه چاه در دوره پلاتو
$ER = 0.3$	کسر قابل بهره برداری مخزن
$\alpha = 0.25$	کسر تقسیم بازپرداخت هزینه سرمایه گذاری
K_t	ضریب تعدیل دستمزد بر اساس قیمت
R_t	ضریب تعدیل دستمزد بر اساس سود
$t_1 = 3$	دوره ساخت، سال
DCC	هزینه‌های سرمایه گذاری مستقیم
IDC	هزینه‌های سرمایه گذاری غیر مستقیم
$\lambda = 0.15$	نسبت IDC به DCC
$i_c = 9M\$$	هزینه ساخت چاه
$i_e = 4\$$	هزینه ساخت تجهیزات برای هر واحد تولیدی
$I_{a0} = 100M\$$	هزینه ثابت اولیه
$C_W = 1.2M\$$	هزینه نگهداری سالانه هر چاه
$C_q = 3\$$	هزینه پردازش هر واحد تولیدی

تولید میدان

پروفایل تولید میدان به تعداد سکوها، زمان لازم برای حفاری و مدت زمان فاز ساخت بستگی دارد که آن نیز به پارامتر قراردادی V_0 وابسته است. لذا پروفایل تولید تابعی از پارامتر قراردادی V_0 است. در این شبیه‌سازی تولید میدان برای مقادیر مختلف V_0 در بازه ۰ تا ۰/۰۲ استفاده شده که در شکل ۲ برای سه مقدار انتخابی ابتدا، میانه و انتهای بازه رسم شده است. اتخاذ مقادیر بیشتر از ۰/۰۲ برای V_0 باعث می‌شود که تولید میدان از حد قابل برداشت ER عبور کند.



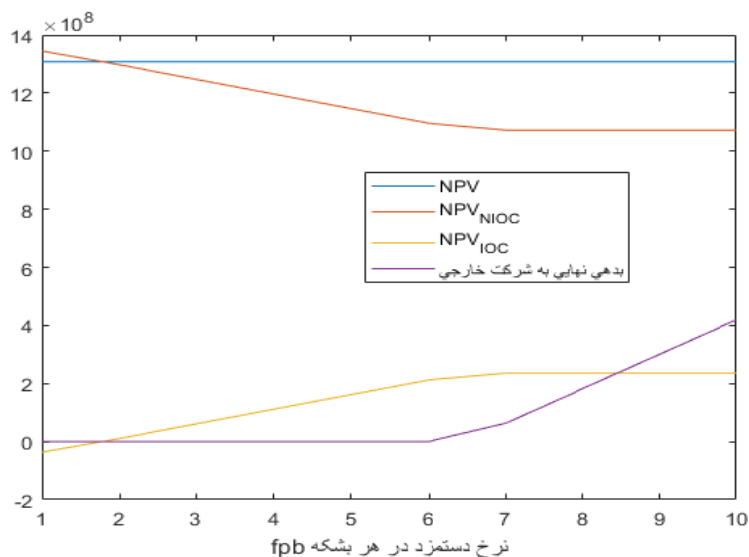
شکل ۲. تولید سالانه میدان به ازای مقادیر مختلف V_0

سودآوری

تمامی پارامترهای مسئله اعم از پارامترهای قراردادی، مخزنی و میدانی، قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی در سودآوری پروژه نقش ایفا می‌کنند. به همین دلیل مسئله برای مقادیر مختلف سه پارامتر کلیدی نرخ برداشت دوره پلاتو (V_0)، نرخ دستمزد (F_{PB}) و قیمت نفت شبیه‌سازی شده است.

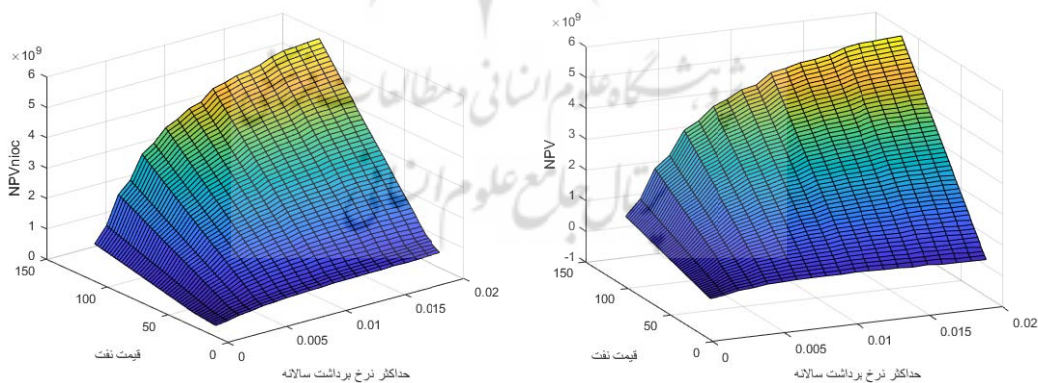
شاخص ارزش خالص فعلی

بدیهی است که با افزایش نرخ دستمزد سهم پیمانکار از ارزش خالص فعلی پروژه افزایش می‌یابد. با ثابت فرض کردن قیمت نفت برابر ۴۰ دلار و V_0 برابر ۰/۰۲ حساسیت ارزش خالص فعلی دریافتی کل پروژه و طرفین به صورت شکل ۳ در می‌آید. نکته قابل توجه در این نمودار این است که برای نرخ دستمزد یک دلار در بشکه ارزش فعلی خالص دریافتی پیمانکار منفی است. دلیل این امر آن است که در IPC برای هزینه سرمایه‌گذاری مستقیم بهره تعلق نمی‌گیرد و در نرخ دستمزد یک دلار در بشکه پیمانکار عملاً متضرر می‌شود. نکته‌ی دیگر آن است که برای نرخ دستمزد بیشتر از ۶ دلار، نفت هزینه در طول قرارداد کفاف پرداخت طلب پیمانکار را نداده و باعث انباشته شدن طلب می‌شود که به آن هزینه پول نیز تعلق می‌گیرد.



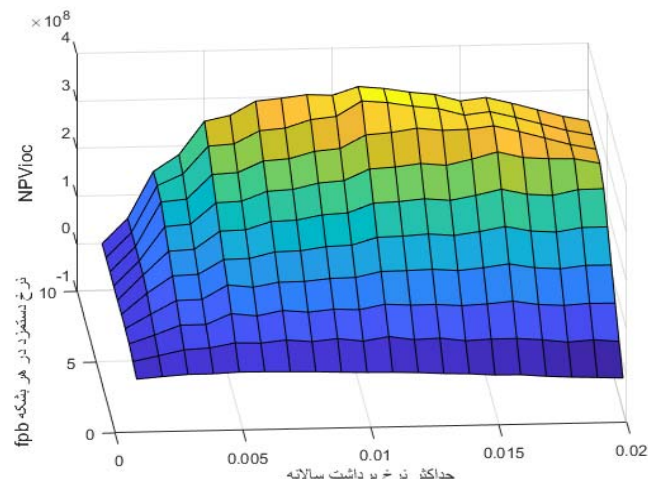
شکل ۳. هزینه سرمایه‌گذاری و تعداد سکوهای حفاری

هم اکنون نرخ دستمزد را ثابت و برابر ۲ دلار در هر بشکه در نظر گرفته و حساسیت ارزش فعلی خالص دریافتی کلی پروژه و طرفین نسبت به دو پارامتر دیگر ارزیابی می‌شود. ارزش خالص فعلی کلی پروژه و ارزش فعلی خالص دریافتی کارفرما به صورت شکل ۴ است. شباهت زیاد دو شکل ماهیت خدماتی IPC را در نرخ‌های دستمزد کم نشان می‌دهد. حساسیت سود نسبت به قیمت نفت کاملاً خطی اما حساسیت نسبت به V_0 در مقادیر کم V_0 بالا بوده و با افزایش V_0 کاهش می‌یابد.



شکل ۴. NPV کلی پروژه و NPV_{NIOc} به ازای $F_{PB} = 2$

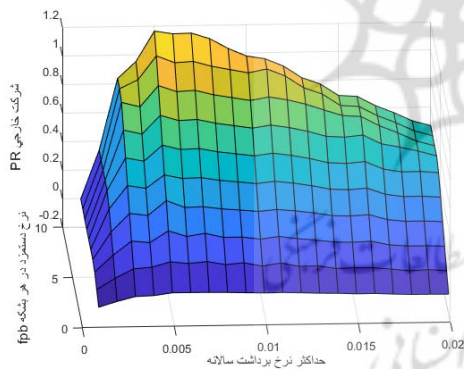
با افزایش سرمایه‌گذاری ریسک آن به صورت خطی بالا می‌رود اما نرخ سود حاصل از آن به تدریج کاهش می‌یابد. ارزش خالص فعلی دریافتی پیمانکار نیز به صورت شکل ۵ است. واضح است که با نرخ دستمزد ۲ دلاری افزایش قیمت نفت تأثیر اندکی بر قسمتی که سود پیمانکار مثبت است دارد. از سوی دیگر بالا بودن قیمت سر به سر که در اینجا برای نرخ‌های تولید بالا حدود ۳۰ دلار است می‌تواند عواقب سنگینی برای پیمانکار داشته باشد.



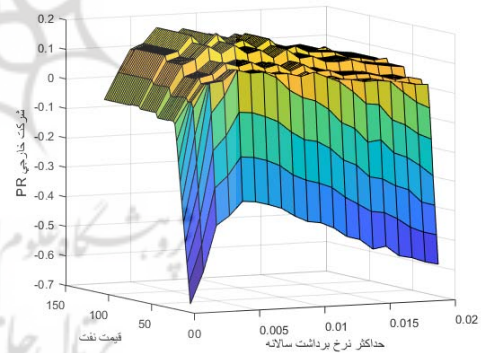
شکل ۵. شاخص NPV_{IOC} به ازای $P = \xi +$

شاخص نرخ سودآوری

شاخص PR به ازای نرخ دستمزد ۲ دلاری به صورت شکل ۶ است. این شاخص به ازای این نرخ دستمزد، تقریباً برای تمامی قیمت‌ها در V_0 حدود $0/005$ بیشینه می‌شود که پیمانکار را به کاهش بیشتر نرخ تولید و سرمایه‌گذاری کمتر سوق می‌دهد.



شکل ۷. PR به ازای قیمت ۴۰ دلار

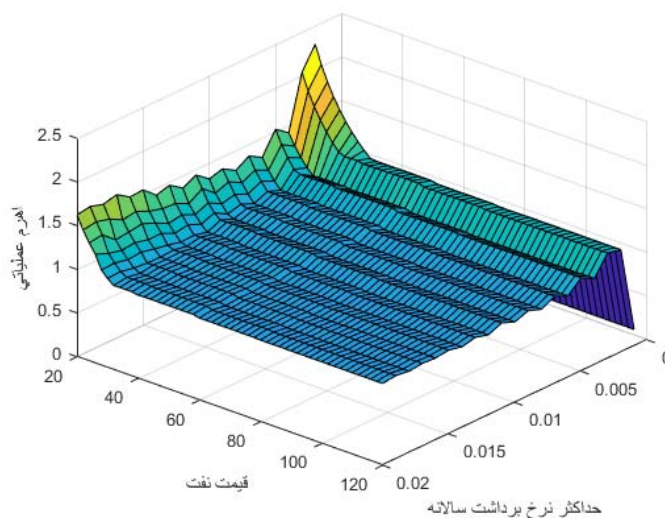


شکل ۶. PR به ازای نرخ دستمزد ۲ دلار

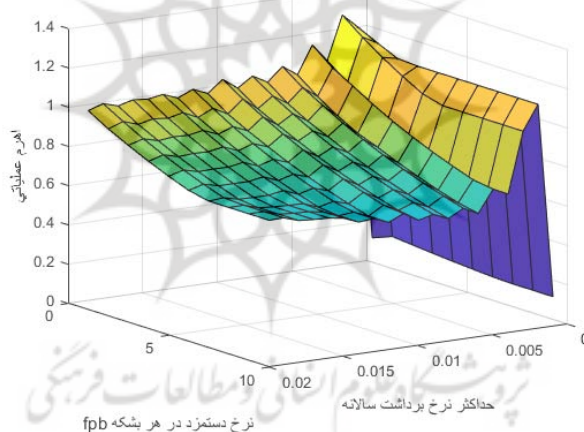
این شاخص به ازای قیمت نفت ۴۰ دلار به صورت شکل ۷ در می‌آید. دو نمودار بالا نشان می‌دهند که فارق از نرخ دستمزد و قیمت نفت، بیشترین PR در V_0 برابر $0/005$ محقق می‌شود.

شاخص اهرم عملیاتی

این شاخص به ازای نرخ دستمزد ۲ دلاری به صورت شکل ۸ است. نکته قابل توجه این نمودار این است که در قیمت‌های کم با افزایش V_0 این شاخص افزایش می‌یابد که نشان‌دهنده افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در این قیمت‌هاست. اما با عبور قیمت از ۳۰ دلار با افزایش سرمایه‌گذاری ریسک بازگشت سرمایه کاهش می‌یابد.



شکل ۸. OL به ازای نرخ دستمزد ۲ دلاری



شکل ۹. OL به ازای قیمت نفت ۴۰ دلاری

نمودار این شاخص به ازای قیمت ۴۰ دلار نیز به صورت شکل ۹ است. همان طور که گفته شد، بالا بودن مقدار OL نشان دهنده ریسک بالای سرمایه‌گذاری در قیمت‌های پایین است، و افزایش V_0 و نرخ دستمزد باعث کاهش ریسک سرمایه‌گذاری می‌شود.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

هدف این مقاله تنظیم یک مدل بهینه‌سازی پویای قراردادهای نفتی ایران با حداکثرسازی سهم سود دولت با در نظر گرفتن شرایط تأثیرگذار در یک دوره زمانی مشخص می‌باشد. این مدل پیشنهاددهای مختلف شرکت‌های بین‌المللی نفتی را شبیه‌سازی کرده و تأثیر آنها بر میزان سود دولت ایران را مشخص می‌کند، به گونه‌ای که خروجی آن به دولت کمک

می‌کند که از میان پیشنهادهای مختلف، بهترین پیشنهاد را انتخاب نماید. اگرچه در مطالعات پیشین بهینه‌سازی اقتصادی تولید از میدان با در نظر گرفتن دینامیک مخزن انجام شده است (وندنهوف و همکاران، ۲۰۱۲؛ هورفر و همکاران، ۲۰۲۰) لیکن این مدل‌ها تنها برای دسته خاصی از تولید بوده و بهینه‌سازی عملیات استخراج را به جای بهینه‌سازی رژیم قراردادی مدنظر قرار داده‌اند که در این مقاله از مدل‌سازی رفتار دینامیکی مخزن جهت بهینه‌سازی کل عملیات تولید و رژیم قرارداد استفاده شده است.

وجه دیگری که این پژوهش را از کارهای پیشین متمایز می‌کند معرفی یک مدل تصادفی برای رفتار قیمت نفت در قالب مسئله بهینه‌سازی مدیریت میدان و استفاده از آن برای ارزیابی تأثیر مقادیر مختلف دو پارامتر نرخ تولید و دستمزد در قراردادهای IPC بر روند تولید است.

همان‌گونه که مشاهده شد تعیین حداقلی مقدار دستمزد ماهیت خدماتی بودن قرارداد را حفظ می‌کند؛ اما افزایش آن تا مبلغی خاص (۶ دلار) باعث ایجاد انگیزه در پیمانکار برای دستیابی به نرخ‌های بالاتر تولید شده که در نهایت سودآوری بیشتری برای کارفرما خواهد داشت. البته اگر نرخ دستمزد از حدی (۶ دلار) تجاوز کند، نفت هزینه دیگر کفاف طلب پیمانکار را نمی‌دهد و ممکن است پیمانکار برای رسیدن به سودهای بالاتر نرخ‌های تولید کمتری را انتخاب نماید.

در قیمت‌های کم نفت با افزایش نرخ تولید ریسک بازگشت سرمایه افزایش می‌یابد که نشان‌دهنده افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در قیمت‌های پایین نفت است. اما با افزایش قیمت نفت از مقداری خاص (۳۰ دلار) با افزایش سرمایه‌گذاری ریسک بازگشت سرمایه کاهش می‌یابد. همچنین اتخاذ دوره بازپرداخت مناسب می‌تواند تعامل صحیحی میان سودآوری و جذابیت قرارداد برقرار کند. کم بودن دوره بازپرداخت جذابیت قرارداد را بالا می‌برد اما اگر نفت هزینه کفاف بازپرداخت را ندهد، به باقی مانده بدهی به صورت تصاعدی سود تعلق می‌گیرد.

با توجه به مشاهدات فوق ذکر این نکته لازم است که تنظیم صحیح پارامترهای قرارداد برای تعریف یک بازی برد - برد از درجه اهمیت بیشتری نسبت به انتخاب نوع رژیم مالی قرارداد برخوردار است، زیرا همان‌طور که قبلاً در مورد قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید نشان داده شده است، هر سه نوع قرارداد بیع متقابل، مشارکت در تولید و IPC در سناریوهای مختلف رژیم بهینه تلقی شوند. تمامی پارامترهای مسئله اعم از پارامترهای قراردادی، مخزنی و میدانی نظیر قیمت نفت، نرخ برداشت دوره پلاتو، نرخ دستمزد، هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه عملیات در سودآوری پروژه نقش ایفا می‌کند که در این مقاله به بررسی تأثیر سه پارامتر کلیدی نرخ برداشت، نرخ دستمزد و قیمت نفت در سودآوری قرارداد IPC پرداخته شد؛ با توجه به اینکه هزینه عملیات و سرمایه‌گذاری هم متغیر بوده و تحت تأثیر عوامل مختلف از جمله تورم می‌باشد می‌توان در آینده به بررسی تأثیر این دو پارامتر نیز پرداخت.

از آنجا که مقادیر و متغیرهای کلیدی قراردادهای نفتی از اسرار محرمانه شرکت ملی نفت به حساب می‌آید این مقاله به این مقادیر دسترسی نداشته و از مقادیر فرضی و استفاده‌شده در تحقیقات پیشین بهره برده است، لذا به‌عنوان پیشنهاد برای تحقیقات آتی می‌توان با استفاده از داده‌های واقعی نفت با توجه به شرایط خاص هر میدان مدل را اجرا کرد. همچنین می‌توان این مدل را برای موارد ذیل اجرا نمود:

- میدان‌های نفتی با ابعاد متفاوت و ضریب برداشت متفاوت
- میدان‌های نفتی دریایی و میدان‌های نفتی مشترک

در این مقاله مدل باوجود یک شرکت نفت بین‌الملل که قرار است مذاکره انجام شود اجرا شد؛ که می‌توان در حالتی که چندین شرکت نفت بین‌الملل حاضر به سرمایه‌گذاری مشترک باشند مدل سازی کرد.

منابع

- جعفرنژاد، احمد؛ یوسفی زنوز، رضا (۱۳۸۷). ارائه مدل فازی رتبه‌بندی ریسک در پروژه‌های حفاری شرکت پتروپارس. مدیریت صنعتی، (۱)، ۲۱-۳۸.
- دوست محمدی، ایمان؛ عالم تبریز، اکبر؛ راد، عباس؛ زندیه، مصطفی (۱۳۹۹). طراحی و تبیین مدل تخصیص منبع افزونه و بافر برای بهبود پایایی پروژه‌ها در شرایط عدم قطعیت زمان و هزینه (مورد مطالعه: صنعت نفت و گاز). مدیریت صنعتی، (۴)، ۵۲۱-۵۴۴.
- عسکری، محمد مهدی؛ شیربجیان، محمد؛ طاهری فرد، علی (۱۳۹۴). تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران. پژوهشنامه اقتصادی، (۵۸)، ۱۱۱-۱۵۸.
- گلابچی، محمود؛ فرجی، امیر (۱۳۹۴). مدل عصبی - فازی پشتیبان تصمیم فازهای اولیه پروژه‌های صنعت نفت. مدیریت صنعتی، (۴)، ۸۳۷-۸۶۰.
- محمدی، تیمور؛ مؤمنی، فرشاد؛ کاظمی نجف آبادی، عباس؛ بهادری، شیرکو (۱۳۹۵). تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران. مطالعات اقتصاد انرژی، (۵)، ۲۵-۵۲.

References

- Al-Harthy, M.H. (2007). Stochastic oil price models: comparison and impact. *The Engineering Economist*, 52(3), 269-284.
- Arps, J.J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228-247.
- Askari, M.M., Shirijian, M. & Taheri Fard, A. (2016). Structural and Comparative Analysis of Optimal Levels of Investment and Oil Production in Upstream Contracts of Buy Back, *Production Sharing & Iran Petroleum Contract*, 15(58), 111-158. (in persian)
- Azamipour, V., Assareh, M., Dehghani, M.R. & Mittermeir, G.M. (2017). An efficient workflow for production allocation during water flooding. *Journal of Energy Resources Technology*, 139(3), 32902.
- Baumeister, C. & Kilian, L. (2015). Forecasting the real price of oil in a changing world: a forecast combination approach. *Journal of Business & Economic Statistics*, 33(3), 338-351.
- Baumeister, C. & Kilian, L. (2016). Forty years of oil price fluctuations: Why the price of oil may still surprise us. *Journal of Economic Perspectives*, 30(1), 139-60.

- Dias, M.A.G. & Rocha, K. (2015). Petroleum concessions with extendible options: investment timing and value using mean reversion and jump processes for oil prices. *Discussion Paper*, 82.
- Doost Mohamadi, I., Alem Tabriz, A., Raad, A. & Zandieh, M. (2020). Designing and Explaining a Redundancy Resource and Buffer allocation Model for Project Reliability Improvement with Time and Cost Uncertainty (The Case of Oil and Gas Industry Projects). *Industrial Management Journal*, 12(4), 521-544. (in Persian)
- Farahi, M.M., Ahmadi, M. & Dabir, B. (2021). Model-based water-flooding optimization using multi-objective approach for efficient reservoir management. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107988.
- Garratt, A., Vahey, S.P. & Zhang, Y. (2019). Real-time forecast combinations for the oil price. *Journal of Applied Econometrics*, 34(3), 456-462.
- Golabchi, M., Faraji, A. (2015). Pre-Project Neuro-Fuzzy Decision Support Model for Oil Industry Projects. *Industrial Management Journal*, 7(4), 837-860. (in Persian)
- Haavardsson, N.F. & Huseby, A.B. (2007). Multisegment production profile models—A tool for enhanced total value chain analysis. *Journal of petroleum science and engineering*, 58(1-2), 325-338.
- Hamilton, J.D. (2009). Understanding crude oil prices. *The Energy Journal*, 30(2), 179-206.
- Höök, M., Söderbergh, B., Jakobsson, K., Aleklett, K. (2009). The evolution of giant oil field production behaviour, *Natural Resources Research*, 18(1), 39-56.
- Hourfar, F., Khoshnevisan, L., Moshiri, B., Elkamel, A. (2020). Mixed H/Passivity controller design through LMI approach applicable for waterflooding optimization in the presence of geological uncertainty. *Computers & Chemical Engineering*, 142(9), 55-107.
- Hoyland, L.A., Papatzacos, P. & Skjaeveland, S.M. (1989). Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. *SPE Reservoir Engineering*, 4(04), 495-502.
- Hurst, W. (1934). Unsteady flow of fluids in oil reservoirs. *Journal of Applied Physics*, 5(1), 20-30.
- Jafarjead, A. & Yousefizenoz, R. (2008). A Fuzzy Model of Ranking Risks at Petropars Company's Excavation of Oil Well Projects. *Industrial Management Journal*, 1(1), 21-38. (in Persian)
- Jinwang, F., Dong, H.E., Fang, L., Huizhi, Y. & Xiumin, C. (2007). Research on relationship of rate of oil production with stable production period and decline rate in fresh developing zone. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 47-48.
- Kaiser, M.J. & Yu, Y. (2010). Economic limit of field production in Texas. *Applied energy*, 87(10), 3235-3254.
- Kilian, L. (2019). Measuring global real economic activity: Do recent critiques hold up to scrutiny? *Economics Letters*, 178, 106-110.
- Mohammadi, T., Momeni, F., Kazemi Naja fAbadi, A. & Bahadori, S. (2016). Effect of Petroleum Contracts on Iranian Oil Production Trend. *Quarterly Energy Economics Review*, 12 (50), 25-52. (in Persian)

- Mohammadi, T., Momeni, F., Kazeminajaf Abadi, A. & Bahadori, Sh. (2016). Effect of Petroleum Contracts on Iranian Oil Production Trend, *quarterly Energy Economics review*, 12(50), 25-52. (in Persian)
- Pandey, R.K., Dahiya, A.K. & Mandal, A. (2021). Identifying Applications of Machine Learning and Data Analytics Based Approaches for Optimization of Upstream Petroleum Operations. *Energy Technology*, 9(1), 2000749.
- Sagheer, A. & Kotb, M. (2019). Time series forecasting of petroleum production using deep LSTM recurrent networks. *Neurocomputing*, 323, 203-213.
- Smith, J.L. (2014). A parsimonious model of tax avoidance and distortions in petroleum exploration and development. *Energy Economics, Elsevier*, 43(C), 140-157.
- Van den Hof, P.M., Jansen, J.D., Heemink, A. (2012). Recent developments in model-based optimization and control of subsurface flow in oil reservoirs. *IFAC Proceedings*, 45(8), 189-200.
- Van Everdingen, A. & Hurst, W. (1949). The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1(12), 305-324.
- Zhao, X., Luo, D., Xia, L. (2012). Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects. *Energy, Elsevier*, 45(1), 662-668.

