-- Iranian Energy Economics------
Winter 2022, 41(11), 85-131
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.68521.1932

Original Research
Received: 19/Jun/2022
Accepted: 19/Nov/2022
ISSN: 2423-5954
eISSN: 2476-6437

The Effect of Production Sharing, Buyback, and Iranian Petroleum Contracts on the Optimal Production and Drilling Paths of Yadavaran Field: A Dynamic Optimization Approach

Khaled Aljomeh — Ph.D. Student in Oil and Gas Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran.

Teymour Mohammadi * — Professor, Department of Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran.

Atefeh Taklif — Associate Professor, Department of Energy Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran.

Touraj Dehghani — Assistant Professor and Faculty Member of the Institute for International Energy Studies (IIES), Tehran, Iran.

Abstract

The purpose of this study is to compare the economic efficiency of Iran's petroleum contracts, buyback contracts, and production-sharing contracts. This study also determined the optimum path for production and drilling operations in the Yadavaran oil field which has special importance because it is a joint field with Iraq. It was estimated using real field data and the SQP algorithm by MATLAB software. First, the objective function, the constraints of each contract model, and the cost function are defined and expressed based on field data. For the objective function, the oil price is determined based on the reference price scenario and based on the forecast of the US Energy Information Administration (EIA). Cao et al (2009) 's cost function model is also modified by using historical field data (first development phase data) to be applied to the study field. The results show that the most efficient oil contract is the Iran petroleum contract, with a low floor for capital costs and no limit to the number of drilled wells. it was proved that the buyback contract with the ceiling of capital costs incompatible with the recovery coefficient has recorded the lowest efficiency. Also, the Iran petroleum contract can be a good alternative to the buyback contract, because it can well solve the problems of the buyback contract, especially for joint oil fields where the priority of the objective function of the maximum cumulative production over the objective function of the maximum present value of the total profit is more desirable.

Keywords: Iran Petroleum Contract, Buyback Contract, Production Sharing Contract, Dynamic Optimization, Efficiency, Joint Oil Field

JEL Classification: Q49 , O13 , O14

* Corresponding Author: mohammadi@atu.ac.ir
How to Cite: Aljomeh, Kh., Mohammadi, T., Taklif, A., Dehghani, T. (2022). The Effect of Production Sharing, Buyback, and Iranian Petroleum Contracts on the Optimal Production and Drilling Paths of Yadavaran Field: A Dynamic Optimization Approach. Iranian Energy Economics, 41 (11), 85-131.

-- پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ---------
دوره ۱۱، شماره ۴۱، زمستان ۱۴۰۰، ۸۵-۱۳۱
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.68521.1932

مقاله پژوهشی
تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۳/۲۹
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۲۸
ISSN: ۲۴۲۳-۵۹۵۴
eISSN: ۲۴۷۶-۶۴۳۷

تأثیر قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران IPC بر مسیر بهینه تولید و حفاری میدان یادآوران: رویکرد بهینه‌یابی پویا[1]

خالد الجمعه | دانشجوی دکتری، اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران
تیمور محمدی * | استاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران
عاطفه تکلیف | دانشیار، گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، تهران، ایران
تورج دهقانی | استادیار و عضو هیئت علمی مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، تهران، ایران

چکیده

هدف این مطالعه مقایسه کارآمدی اقتصادی قراردادهای نفتی ایران (IPC)، بیع متقابل، و مشارکت در تولید است. این مطالعه همچنین مسیر بهینه تولید از میدان نفتی یادآوران و عملیات حفاری آن که به دلیل مجاورت با عراق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است نشان می‌دهد، این نتایج با استفاده از داده‌های واقعی میدان و به وسیله الگوریتم SQP توسط نرم‌افزار متلب برآورد شده است. ابتدا تابع هدف، قیود هر مدل قراردادی و هزینه‌ها تعریف شده و سپس بر پایه داده‌های میدان برآورد مدل انجام شده است. برای تابع هدف، قیمت نفت بر اساس سناریوی قیمتی مرجع و با تکیه بر پیش‌بینی اداره اطلاعات انرژی آمریکا می‌باشد. تابع هزینه نیز براساس مدل کائو و همکاران (۲۰۰۹) تعریف شده و با استناد به داده‌های میدان و نیز اطلاعات تاریخی میدان (دوره توسعه فاز یک) با هدف کاربستِ آن برای میدان یادآوران تعدیل شده است. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که کارآمدترین قراردادهای نفتی، قرارداد نفتی ایران با کف هزینه سرمایه‌ای کم و بدون هیچ محدودیت تعداد چاههای حفر شده است. در این پژوهش اثبات گردید که قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه سرمایه‌ای غیر مناسب است و با توجه به ضریب بازیافت میدان کمترین کارآمدی ثبت شده است. ازاین‌رو قرارداد نفتی ایران به ویژه در میادین نفتی مشترک می‌تواند جایگزین مناسبی برای قرارداد بیع متقابل باشد زیرا در میادین مشترک ارجحیت تابع هدف دراین نوع قرارداد براساس حداکثرسازی تولید تجمعی از میدان نسبت به حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود می‌باشد.

کلیدواژه‌ها: قرارداد نفتی ایران، قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت در تولید، بهینه‌یابی پویا، کارآمدی، میدان نفتی مشترک

طبقه‌بندی JEL: O14 , O13 , Q49

۱. مقاله حاضر، برگرفته از رساله دکتری اقتصاد نفت و گاز است و در دانشگاه علامه طباطبائی به انجام رسیده است.

* نویسنده مسئول: mohammadi@atu.ac.ir

۱. مقدمه

قرارداد نفتی یک چارچوب مالی و حقوقی است که دولت‌های میزبان[1] و کشورهای تولیدکننده نفت از آن برای تعامل با شرکت‌های بین‌المللی[2] جهت تولید نفت خود استفاده می‌کنند. در یک قرارداد نفتی، شرکت نفتی بین‌المللی متعهد می‌شود از فناوری‌های نوین استفاده کند و سرمایه‌گذاری اولیه را انجام دهد (قندی و لین[3]، ۲۰۱۴). قراردادهای نفتی به سه نوع اصلی تقسیم می‌شود: قراردادهای امتیازی، قراردادهای مشارکت در تولید[4]، و قراردادهای خدمت. قرارداد نفتی ایران[5] (آی پی سی) و قراردادهای بیع متقابل[6] ذیل قراردادهای خدمت تعریف می‌شوند.

قانون‌گذاران یک کشور تولیدکننده نفت معمولاً با در نظر گرفتن سابقه تاریخی قراردادهای نفتی و آثار آن بر آینده سیاسی و منابع مالی کشور، نوعی از قراردادهای نفتی را به‌کار می‌گیرند که منافع بیشتری را به ارمغان آورد تا از این راه اعمالِ مالکیت دولت بر منابع طبیعی قائم بر اصلِ بیشترین سود باشد. ازاین‌رو نگرش این کشورها پیرامون بهره‌برداری از منابع طبیعی زیرزمینی از شیوه اعطای امتیاز به بیگانگان و یا حتی سهیم نمودنِ آنها در استخراج و بهره‌برداری از منابع نفتی، متحول شده و به سمت قراردادهایی سوق یافته که با حفظ مالکیت مطلق دولت بر منابع نفتی، تعامل با شرکت‌ها و کشورهای خارجی را در قالب پیمانکاری و خدماتی موجود در چارچوب‌های حقوقی متداول در حقوق داخلی و بین‌المللی منعقد می‌کنند (رحیمی و شافع، ۱۳۹۴). درواقع اکتشاف و توسعه پروژه‌های نفتی و گازی و نیز بهره‌مندی از منافع آنها نیازمند سرمایه‌گذاری خارجی و جذب فناوری روزآمد است چرا که عمده منابع نفتی در کشورهای توسعه‌نیافته‌ای قرار دارد که با فقدان فناوری نوین و منابع مالی لازم روبه‌رو هستند. به همین خاطر انعقاد قراردادهای نفتی جهت رفع آن عقب‌ماندگی امری حیاتی تلقی می‌شود.

ایران نیز پس از انقلاب اسلامی جهت تأمین منابع مالی لازم برای توسعه میادین نفت و گاز خود عمدتاً از قراردادهای خدمت از نوع بیع متقابل استفاده کرده است. نسل اول

1. Host Governments
2. International Oil Companies (IOCs)
3. Ghandi and Lin
4. Production Sharing Contract
5. Iran Petroleum Contract (IPC)
6. Buy-back Contract

قراردادهای بیع متقابل دو گونه بودند: قراردادهای توسعه‌ای و قراردادهای اکتشافی که از سال ۱۳۷۳ برای توسعه پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایران معرفی شدند. در این قراردادها بعد از تأیید تجاری بودن یک میدان درنتیجه عملیات اکتشاف، طرح توسعه میدان پیشنهاد می‌شد. اما نسل دوم قراردادهای بیع متقابل، قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه بودند که از سال ۱۳۸۲ به کار گرفته شد. نسل سوم قراردادهای بیع متقابل نیز در سال ۱۳۸۵ با بازنگری در قراردادهای نسل اول و دوم توسط شرکت ملی نفت مطرح شد. به هر حال قراردادهای بیع متقابل در طول زمان اصلاح و ارتقا یافتند.

در آذرماه سال ۱۳۹۴ از مدل جدیدی از قراردادهای نفتی ایران رونمایی شد که عنوان اختصاری آن «آی پی سی» بود. این مدل جهت جایگزینی با قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت ایران معرفی شد و بیشتر ناظر بر قراردادهایی بود که برای توسعه میادین هیدروکربنی کشور منعقد می‌شدند. «آی پی سی» عبارت از یک قرارداد خدماتی است که در آن برخلاف بیع متقابل، شرکت پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد و هزینه و دستمزد آن از عواید حاصل از نفت تولیدی در قرارداد پرداخت می‌گردد (امامی میبدی و هادی، ۱۳۹۶).

با توجه به مطالب پیش‌گفته در این مطالعه یک مدل پویای تولید نفت و حفاری معرفی شده که به وسیله آن تجزیه و تحلیل کارآمدی اقتصادی قراردادهای نفتی، ازجمله قرارداد نفتی ایران (آی پی سی)، قرارداد بیع متقابل و قرارداد مشارکت در تولید بررسی می‌شود. در این مدل با استفاده از رویکرد بهینه‌سازی پویا[1] آثار به‌کارگیری انواع مختلف قرارداد نفتی ایران، بیع متقابل و مشارکت در تولید، بر مسیر بهینه تولید و حفاری چاههای یک میدان در یک دوره توسعه[2] محاسبه و با یکدیگر مقایسه می‌گردد.

سازماندهی مقاله پیش رو بدین نحو است که در بخش دوم به مبانی نظری و پیشینه تحقیق می‌پردازیم و در بخش سوم مبانی نظری مدل به‌کاررفته توضیح داده می‌شود. بخش چهارم نیز توابع مدل و مشخصات میدان مورد بررسی نشان داده شده و بخش پنجم یافته‌های پژوهش در تمام سناریوهای قراردادی را به تصویر می‌کشد. تمام سناریوهای قراردادی از جنبه‌های مختلف نظیر مجموع ارزش حال سود، مسیر بهینه عملیات تولید و

1. Dynamic optimization
2. Under Development

حفاری میدان مقصد نیز در بخش پنجم با هم مقایسه شده است. در پایان نیز به نتیجه‌گیری و پیشنهادها پرداخته‌ایم.

۲. مبانی نظری و پیشینه تحقیق

پیشرفت مطالعات اقتصادی ـ حقوقی و به‌کارگیری ابزارهای تحلیلی اقتصادی برای بررسی یک قرارداد امکان سنجش کارآمدی انواع مختلف قراردادها را فراهم کرده است (پاسنر و ریچارد، ۲۰۰۳). هر قراردادی که واجد کارآمدی بیشتری برای طرفین باشد، مطلوب‌تر بوده و بر قراردادهای دیگر ارجحیت دارد. به‌طورکلی از دیدگاه تحلیل اقتصادی ـ حقوقی، چارچوب حقوقی بایستی به سمتی حرکت کند که منجر به افزایش کارآمدی اقتصادی قراردادهایی شود که در آن قالب منعقد می‌شود (شوارتز، ۲۰۰۳).

کارآمدی این قراردادها، به‌ویژه از منظر اقتصادی، یکی از مهمترین شرایط انتخاب قرارداد بهینه برای حوزه صنعت نفت و گاز محسوب می‌شود. دو شاخص اقتصادی بنیادین در فرآیند اولویت‌بندی قراردادهای عملیات بالادستی نفت و گاز نیز عبارت است از مجموع ارزش حال سود خالص ناشی از بهره‌برداری از مخزن و تولید بهینه از مخزن هیدروکربنی (عسگری و طاهرفرد، ۱۳۹۴). برای حداکثرسازی سود خالص بهره‌برداری از مخزن در طول عمر آن چهار عامل حجم تولید، قیمت فروش نفت و گاز طبیعی استخراج‌شده طی دوره عمر مخزن، هزینه تولید و نرخ تنزیل اهمیت اساسی دارند. حجم تولید انباشتی طی عمر مخزن (ذخایر قابل برداشت) زمانی به حداکثر می‌رسد که برنامه‌ریزی استخراج سالانه از مخزن با در نظر گرفتن شرایط فنی و زمین‌شناسی مخزن، و به‌کارگیری دانش و تکنولوژی روز و مدیریت بهینه مخزن صورت پذیرد (قربانی پاشاکلایی و همکاران، ۱۳۹۳).

هنگامی که کارایی انواع قراردادهای نفتی را بررسی می‌کنیم اولاً همکاری میان دولت صاحب مخزن و شرکت بین‌المللی را افزایش می‌دهیم تا بدین طریق هر دو به حداکثر اهداف خود برسند. ثانیاً تولید بهینه از میدان نفتی، منافع ملی نسل‌های فعلی و آتی را تأمین می‌کند و حداکثر سود سرمایه‌گذار را حفظ می‌کند. ثالثاً کارآمدی بالای یک قرارداد، شرکت‌های بین‌المللی را تشویق می‌کند و از این راه سرمایه مورد نیاز برای این صنعت تأمین می‌گردد.

در سال‌های اخیر برخی از کشورهای تولیدکننده نفت برای پیش‌بردِ پروژه‌های تولید خود، تمایل بیشتری برای تصویب و انعقاد قراردادهای خدمات به جای قرارداد مشارکت در تولید نشان داده‌اند. قراردادهای خدمت برای اولین‌بار در اواخر دهه ۱۹۸۰ و اوایل دهه ۱۹۹۰ میلادی در چندین کشور بزرگ تولیدکننده نفت منعقد شد. ونزوئلا، کویت و ایران به ترتیب در سال‌های ۱۹۹۱، ۱۹۹۲ و ۱۹۹۵ میلادی اولین قرارداد خدمات نفتی خود را امضا کردند. اخیراً عراق، مکزیک، بولیوی، اکوادور و ترکمنستان نیز علاقه بیشتری برای انعقاد قرارداد خدمت نشان داده‌اند (قندی و لین، ۲۰۱۴). اما علی‌رغم کاربردِ این‌گونه از قراردادهای نفتی در بیشتر کشورهای تولیدکننده نفت به طور حتم کارآمدی آنها از لحاظ اقتصادی نسبت به قراردادهای نفتی پیشین هنوز اثبات نشده و ازاین‌رو تحلیل میزان کارآمدی اقتصادی این قراردادها و دلایل ناکارآمدی آنها برای سیاست‌گذاران اقتصادی و انرژی کشورهای تولیدکننده اهمیت شایانی دارد.

گائو و همکاران (۲۰۰۹) مطالعه خود را با هدف تبیین سیاست بهینه تولید نفت از میدان قوار عربستان سعودی انجام داده‌اند. آنان به منظور بررسی تأثیر همزمان مشخصات فیزیکی و شیمیایی مخزن و سیال و مطالعه مشخصات مدل توسعه مخزن نظیر چینش مکان حفر چاه‌های توسعه‌ای و چگونگی تأثیر رفتار تولیدی قبلی بر میزان استخراجِ دوره‌های بعدی از نرم‌افزار شبیه‌سازی نفت سیاه[1] استفاده کرده‌اند. در این مطالعه تأثیر متقابل محدودیت‌های فنی مانند شرایط سنگ و سیال مخزن و ویژگی مدل توسعه و عوامل اقتصادی همچون قیمت نفت، هزینه‌های تولید و نرخ تنزیل در طول عمر مخزن بررسی شده است. این عوامل که همگی به‌عنوان عوامل مؤثر در شکل‌گیری سیاست بهره‌برداری شناخته می‌شوند از طریق مدل بهینه‌سازی پویا به روش عددی بلمن بررسی شده است.

محمدی و همکاران (۱۳۸۹) در پژوهش خود تأثیر تزریق گاز بر مسیر بهینه تولید در میدان نفتی هفتگل را با استفاده از مدل گائو تحلیل کرده‌اند. نتایج مطالعه حاکی از آن است که تفاوت معناداری بین مسیر بهینه تولید، در تمامی سناریوهای مورد بررسی با مسیر تولید واقعی میدان ناشی از فقدان برنامه‌ریزی اقتصادی در تولید نفت از یک میدان و استفاده از منابع گازی در تولید صیانتی وجود دارد. ذوالنور و همکاران (۱۳۹۵) با استفاده از مدل مشابه مدل گائو و همکاران در مطالعه خود به چگونگی حل مسئله کنترل بهینه با

1. Black Oil

هدف رسیدن به مسیر بهینه تولید نفت ایران پرداخته‌اند. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که سطح تولید بهینه ایران بسیار بالاتر از سطح تولید واقعی است و همین واقعیت ثابت می‌کند که تولید نفت تنها متأثر از مسائل اقتصادی نیست و مسائل زیادی ازجمله مسائل سیاسی نقش تعیین‌کننده‌ای بازی می‌کند.

درخشان (۱۳۹۳) با بررسی مفهوم تولید صیانتی از مخزن و تطبیق آن با شرایط بهینه‌سازی پویا از دید ریاضی ـ با استناد اصل بهینگی بلمن ـ بیان می‌کند که برنامه‌های تولید فعلی و آتی از مخزن در صورتی بهینه به شمار می‌آید که اهداف مورد نظر در سیاست‌های بهره‌برداری بلندمدت را با در نظر گرفتن وضعیت کنونی مخزن به بهترین نحو تأمین کند. قربانی پاشاکلایی و همکاران (۱۳۹۳) در این پژوهش به بررسی مسیر بهینه عملیات بهره‌برداری یکی از میادین جنوب غرب ایران می‌پردازند که در آن گاز طبیعی غیر امتزاجی تزریق می‌شود. نتایج تحقیق نشان می‌دهد که اولاً با کاهش میزان ذخایر باقیمانده قابل استحصال، هزینه تولید میدان مورد نظر افزایش می‌یابد و ثانیاً مسیر بهینه بهره‌برداری به نرخ تنزیل بستگی دارد طوری که کاهش وابستگی دولت به درآمدهای نفتی منجر به برداشت متعادل‌تری از میادین هیدروکربونی خواهد شد. در این مطالعه دو دلیل اصلی انحرافِ تولید عبارت بوده است از انعطاف‌ناپذیری و توزیع نامناسب ریسک در قراردادهای نسل اول بیع متقابل.

عسگری و همکاران (۱۳۹۴) در مقاله خود از منظر قراردادی به بررسی قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (آی پی سی) پرداخته و آنها را به منزله سه رقیب در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور رده‌بندی کرده‌اند. در این مطالعه بر مبنای روش بهینه‌سازی ایستا ظرفیت‌های اقتصادی هریک از این سه قرارداد با تکیه بر دو مؤلفه اقتصادی سطح سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت مقایسه شده و در پایان به اولویت‌بندی انعقاد هریک از این قراردادها پرداخته‌اند. در این پژوهش بر مبنای رویکرد ساختاری چنین نتیجه‌گیری می‌شود که قراردادهای مشارکت در تولید و بیع متقابل از نظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار دارند و از نظر سطح تولید بهینه نیز در صورت مشارکت بیشترِ بخش خصوصی و دخالت کمتر دولت میزبان، می‌توانند به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار می‌گیرند.

فنگ و همکاران[1] (۲۰۱۴) در این پژوهش مدلی برای مقایسه سطح سرمایه‌گذاری و تولید در دو نوع قراردادهای مشارکت در تولید و بیع متقابل طراحی کرده‌اند که نشان می‌دهد قراردادهای مشارکت در تولید[2] به سطح سرمایه‌گذاری بالاتری در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل منجر می‌شود. همچنین مطالعات زیادی وجود دارد که با تمرکز بر بررسی تأثیر سیستم مالی قراردادهای نفتی بر روند بهینه تولید میادین مختلف پرداخته است. خاطرنشان می‌شود در این تحقیق به تأثیر سیستم مالی قراردادهای نفتی نمی‌پردازیم بلکه صرفاً آنچه را مربوط به محدودیت‌های سرمایه‌گذاری و توسعه میدان نفتی مانند تابع هزینه، سقف سرمایه و تعداد چاه‌های حفرشده است تجزیه و تحلیل می‌شود. به عنوان مثال دیباوند و همکاران (۱۳۹۷) تفاوت‌های دو مدل قراردادی «آی پی سی» و بیع متقابل از منظر توزیع منافع ناشی از استخراج گاز در فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی را بررسی کرده‌اند. نتایج مطالعه نشان می‌دهد عایدی دولت در مدل بیع متقابل در طول دوره برداشت از فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی در مقادیر جاری و تنزیل‌شده به ترتیب حدود ۲۹ درصد و ۱۱ درصد بیش از مدل جدید قراردادی است اما هنگامی که در مدل بیع متقابل، همزمان با تسویه کامل پیمانکار، تولید سالانه از میدان بیش از ۳ درصد کاهش یابد در این صورت انتخاب مدل جدید قراردادی از منظر ایجاد منافع مالی برای دولت نسبت به بیع متقابل ارجحیت پیدا می‌کند.

مدل پویای این مطالعه براساس مدل گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹) است. در مطالعه ایشان مدل پویای تصمیم‌گیری برای تولید نفت از نظر اقتصادی با لحاظ جنبه‌های فنی و مهندسی برای میدان نفتی قوار عربستان سعودی مدل‌سازی شده است. در حالی که برخی مقالات به تجزیه و تحلیل قراردادهای تولید نفت با استفاده از یک مدل ایستا پرداخته‌اند (به عنوان مثال، بیندمان[3]، ۱۹۹۹). در مطالعه حاضر کارآمدی اقتصادی قراردادهای نفتی با استفاده از یک مدل پویا تجزیه و تحلیل می‌شود. همچنین در حالی که مقالات قبلی یا قراردادهای مشارکت در تولید را تحلیل کرده‌اند (بیندمان، ۱۹۹۹؛ اسمیت[4]، ۲۰۱۴)، یا قراردادهای بیع متقابل (شیروی و ابراهیمی[5]، ۲۰۰۶؛ ون گروننداال و مزرعتی[6]، ۲۰۰۶؛ قندی

1. Feng, Z., Zhang, S.-B., and Gao, Y.
2. Production Sharing oil Contracts (PSC)
3. Bindemann, K.
4. Smith, J.L.
5. Shiravi, A., and Ebrahimi, S.N.
6. Van Groenendaal, W.J.H., and Mazraati, M.

و لین[1]، ۲۰۱۲؛ قندی و لین لاول، ۲۰۱۷ ؛ قربانی پاشاکلایی،۱۳۹۵؛ امامی میبدی و همکاران، ۱۳۹۵)، یا هر دو (مارسل و میچل[2]، ۲۰۰۶؛ فنگ، ژانگ و گائو، ۲۰۱۴؛ خورسندی و همکاران، ۱۳۹۷؛ هوش‌نژاد، ۱۳۹۷)، یا قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (دیباوند، ۱۳۹۷؛ امامی میبدی و همکاران ۱۳۹۶) و یا هر دو قرارداد مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران (صاحب‌هنر، ۱۳۹۶)، در این مقاله به تجزیه و تحلیل کارآمدی اقتصادی سه نوع قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قراراد نفتی ایران و مقایسه میان آنها پرداخته می‌شود.

۳. مدل‌سازی مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری میدان

۱-۳. مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری میدان در حالت خنثی[3]

به طور کلی مسیر بهینه تولید از یک میدان نفتی (در حالت خنثی و صرف نظر از نوع قرارداد) از حداکثرسازی سود حاصل از تولید میدان نسبت به یک‌سری قیود فنی و اقتصادی به دست می‌آید. درواقع در این حالت مسیر بهینه خنثی استخراج می‌گردد که بیانگر حالتی است که در آن هیچ‌گونه اختلالی ناشی از وارد کردن محدوده‌های قراردادی وجود ندارد و صرفاً تولید بهینه با در نظر گرفتن قیود فنی و زمین‌شناسی مخصوص میدان مورد نظر حاصل می‌شود (صاحب‌هنر، ۱۳۹۶).

از آنجایی که هدف این پژوهش مسیر بهینه تولید و حفاری چاه‌های توسعه‌ای «میدان بکر» است لذا فرض بر این است که شرکت‌های بین‌المللی نفتی[4]، تمام اطلاعات مورد نیاز برای حل مسئله بهینه‌سازی پویا ازجمله درآمد، تابع هزینه، سود و محدودیت‌های فنی و زمین‌شناسی را در اختیار دارد. در حقیقت این فرض یک فرض بخردانه است زیرا یکی از دلایل اصلی علاقمندی کشورها به بستنِ قرارداد با شرکت‌های بین‌المللی نفتی در مراحل اولیه تولید نفت همانا بهره‌مندی از فناوری و تخصص شرکت‌های بین‌المللی نفتی در توسعه و تولید است. از سوی دیگر اتخاذ تصمیم مشترک برای تحقق بهینه پویا به دست شرکت‌های بین‌المللی نفتی و دولت میزبان، در راستای به حداکثر رساندن ارزش تنزیل‌شده

1. Ghandi, A. and Lin, C.-Y.C.
2. Marcel, V. and Mitchell, J.
3. FIRST BEST
4. IOCs

کل جریان سود هر دوره در طول مدت قرارداد، ضروری می‌سازد که فرض کنیم تمام اطلاعات مربوط به میدان در اختیار دو طرف قرار دارد و تنها در این صورت است که تصمیم بهینه پویا پس از آگاهی از کلیه اطلاعات مورد نیاز به مرحله اجرا می‌رسد. برخورداری یکی از طرفین به‌تنهایی از همه اطلاعات یک فرض غیر منطقی است.

فرض کنید شرکت بین‌المللی نفتی تصمیم‌گیرنده میزان تولید نفت و تعداد چاه‌های حفاری‌شده در هر سال است. برای هر سال t، q_t میزان تولید نفت به صورت روزانه (میلیون بشکه در روز)، n_t تعداد حلقه چاه‌های جدید حفاری شده، p_t قیمت نفت (به‌عنوان متغیر برونزا)، r نرخ تنزیل، N تعداد کلی چاه‌های حفاری‌شده و S میزان ذخایر قابل استحصال باقیمانده است.

معادلات این حالت به صورت زیر نشان داده می‌شود:

تابع هدف:

$$V_0^{FB}(S_t, N_t, q_{t-1}) = \max_{q_t, n_t} \sum_{t=1}^{T} \beta^{(t-1)}(365 p_t q_t - c(q_t, n_t, N_t))$$

قیود فنی:

$$q_t \leq \omega \times (N_t + n_t) \ : \ \mu_t^{\omega}$$
$$q_t \leq \overline{q}_t \ : \ \mu_t^{\overline{q}}$$
$$|q_{t+1} - q_t| \leq q^f \ : \ \mu_t^{q^f}$$
$$365 \times q_t \leq S_t \ : \ \mu_t^{S}$$
$$q_t \geq \underline{q} \ : \ \mu_t^{\underline{q}}$$
$$n_t \leq n^f \ : \ \mu_t^{\overline{n}}$$
$$n_t \geq 0 \ : \ \mu_t^{\underline{n}}$$

$$S_{t+1} = S_t - 365 \times q_t \quad (۱)$$

$$N_{t+1} = N_t \times (1 - d) + n_t \quad (۲)$$

به گونه‌ای که:

$\beta = \frac{1}{(1+r)}$: عامل تنزیل

μ_t^{ω}: ضریب غیر منفی محدودیت میزان تولید بر اساس حداکثر میانگین تولید چاه،

$\mu_t^{\overline{q}}$: ضریب غیر منفی محدودیت حداکثر تولید مخزن از لحاظ زمین‌شناسی،

$\mu_t^{q^f}$: ضریب غیر منفی محدودیت تغییر تولید بین دو سال متوالی،

μ_t^S : ضریب غیر منفی ذخایر باقیمانده قابل استحصال،

$\mu_t^{\underline{q}}$: ضریب غیر منفی حداقل میزان تولید مخزن در دوره بررسی،

$\mu_t^{\overline{n}}$: ضریب غیر منفی امکان‌پذیری عملیات حفاری چاه‌ها،

$\mu_t^{\underline{n}}$: ضریب غیر منفی محدودیت منفی نبودن عملیات حفاری چاه‌ها،

$V_0^{FB}(S_t, N_t, q_{t-1})$: ارزش حال مجموع سود در مدل حالت خنثی MM$

p_t : قیمت نفت $

$\overline{q_t}$: سطح پلتوی میزان تولید از میدان MMbbl/day

همان‌طورکه ملاحظه می‌شود فضای حالت[1] در این مسئله شامل متغیرهای حالت[2] S_t و N_t و نیز متغیرهای کنترل[3] q_t و n_t می‌شود.

فروض مدل

T	۲۰ سال	r	۱۰ درصد
N_0 تعداد چاه‌های میدان در ابتدای اولین سال تحقیق	۵۵	d تعداد چاه‌هایی که از چرخه تولید خارج می‌شوند	۰ درصد
S_0 میزان نفت انباشته برنامه‌ریزی‌شده که در ۲۰ سال (در فاز یک و دو) تولید می‌شود	۱۳۱۵۲× ضریب بازیافت[4] *MMbbl*	q^f تفاوت تولید بین دو سال متوالی	قبل از پلتو ۵۰۰۰۰ بعد از پلتو ۲۰۰۰۰ *bbl/day*
$\underline{q}$ کف میزان تولید از میدان	۳۰۰۰۰ *bbl/day*	n^f حداکثر تعداد چاه‌هایی که در یک سال حفر می‌شوند	در مرحله توسعه ۵۰ حلقه بعد از مرحله توسعه صفر است

این فروض در بخش چهارم به صورت مفصل توضیح داده شده است.

1. State Space
2. State Variable
3. Policy Variable

۴. ضریب بازیافت در تمام مدل‌های مورد بررسی بین ۶/۷، ۱۱/۲ و با فاصله ۰/۵ فرض شده است.

۲-۳. مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری میدان در قرارداد مشارکت در تولید[1]

در این مدل فقط یک قید قراردادی اضافه می‌شود. این قید مربوط به درآمد ناخالص شرکت بین‌المللی در تمام دوره‌های قرارداد طی دوره ۲۰ سال است.

تابع هدف

$$V_0^{IOCs}(S_t, N_t, q_{t-1}) = \max_{q_t, n_t} \sum_{t=1}^{T} \beta^{(t-1)}(365R(p_t)q_t - c(q_t, n_t, N_t))$$

با استفاده از معادله بیندمان (۱۹۹۹) قیمت نفت با یک فاکتور $R(p_t)$ جایگزین شده است.

$$R(p_t) = p_t\big((1-\rho)\kappa_t + (1-\rho)(1-\kappa_t)(1-\gamma)\sigma\big)$$

ρ : بهره مالکانه (۱۰ درصد)

κ_t : نسبت بازپرداخت هزینه در سال t (درصد۴۰)

γ : مالیات (۳۰ درصد)

Σ : نسبت سهم شرکت بین‌المللی از نفت سود (۴۰ درصد)

قیود فنی مشابه مورد قبلی (مدل حالت خنثی) است:

$V_0^{IOCs}(S_t, N_t, q_{t-1})$: ارزش حال مجموع درآمد ناخالص شرکت بین‌المللی در مدل قرارداد مشارکت در تولید

۳-۳. مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری میدان در قرارداد بیع متقابل (BB)

در این مدل دو قید اضافه می‌شود: نخست قید مربوط به سقف هزینه‌های سرمایه‌ای[2] است. در این مدل همچنین دو سناریو برای سقف هزینه‌های سرمایه‌ای لحاظ می‌شود (اول ـ ۳۰۰۰ میلیون دلار، دوم ـ ۴۰۰۰ میلیون دلار). درواقع این دو عدد با توجه به قید دوم فرض شده که مربوط به تعداد چاه‌هایی است که در فاز دوم حفاری می‌شود. براساس داده‌های دریافت‌شده از مدیریت طرح یادآوران تعداد چاه‌های هدف فاز دوم ۸۴ حلقه است.

در صورت کلی مدل قرارداد بیع متقابل به صورت زیر بیان می‌شود:

تابع هدف:

---

1. PSC

۲. در این مدل با توجه به داده‌های دریافتی از شرکت متن (مدیریت طرح یادآوران) سقف هزینه سرمایه‌ای توسعه فاز یک ۲۱۰۰ میلیون دلار برآورده شده بود ولی درواقع به ۳۱۶۰ میلیون دلار تا سال ۲۰۲۱ افزایش یافت.

$$V_0^{BB}(S_t, N_t, q_{t-1}) = \max_{q_t, n_t} \sum_{t=1}^{\mathrm{T}} \beta^{(t-1)}(365 p_t q_t - c(q_t, n_t, N_t))$$

قیود فنی مشابه قیود مدل در حالت خنثی است:

$V_0^{BB}(S_t, N_t, q_{t-1})$: ارزش حال مجموع سود در مدل قرارداد بیع متقابل

قیود قراردادی:

$$\sum_{t=1}^{T} \beta^{(t-1)}[c(q_t, n_t, N_t) - \text{Operational Costs}] \leq \bar{c} \qquad : \mu^{\bar{c}}$$

$$\sum_{t=1}^{t=5} n_t = 84 \qquad : \mu^{\tilde{n}}$$

٤-۳. مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری میدان در قرارداد نفتی ایران (آی‌پی‌سی)

تفاوت این نوع قرارداد با قرارداد قبلی در این است که سقف هزینه سرمایه‌ای ندارد و میزان فی/ پاداش قرارداد به جای میزان ثابت در قرارداد بیع متقابل، به صورت فی به ازای هر بشکه تعدیل‌شده و زمان قرارداد است. در مدل مورد استفاده این تحقیق تأثیر تغییر میزان فی/ پاداش و نظام مالی قرارداد نادیده گرفته شده است زیرا این میدان در حال توسعه بوده و میزان ریسک کمتری دارد و تمام اطلاعات مرتبط با مشخصات و رفتار مخزن در دسترس است. این نکته تأثیر نظام مالی بر مسیر بهینه تولید را محدود می‌کند.

در این مدل قرارداد دو قید در نظر گرفته شده است. نخستین قید مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای است. با توجه به اینکه این نوع قرارداد سقف هزینه‌های سرمایه‌ای نداشته لذا این رقم هر ساله تعیین می‌شود ازاین‌رو می‌توان در این مدل قراردادی فرض کرد که هزینه‌های سرمایه‌ای کف داشته باشد. قید دوم نیز مربوط به تعداد چاه‌هایی است که حفر می‌شود. در این مدل قراردادی سه سناریو بررسی می‌شود.

۱. حالت کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار؛ تعداد چاه‌های حفاری‌شده محدود به ۸۴[۱] حلقه

---

۱. براساس مصاحبه با کارشناسان طرح میدان یادآوران تعداد حلقه‌های چاهی که در فاز دوم حفر می‌شود معادل ۸۴ حلقه چاه است.

۲. حالت کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار و تعداد چاه‌های نامحدود برای حفاری

۳. حالت کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۲۵۰۰ میلیون دلار و تعداد چاه‌های نامحدود برای حفاری

کلیات مدل این حالت به صورت زیر نوشته می‌شود:

تابع هدف:

$$V_0^{IPC}(S_t, N_t, q_{t-1}) = \max_{q_t, n_t} \sum_{t=1}^{\mathrm{T}} \beta^{(t-1)}(365 p_t q_t - c(q_t, n_t, N_t))$$

قیود فنی مشابه قیود مدل در حالت خنثی است:

$V_0^{IPC}(S_t, N_t, q_{t-1})$: ارزش حال مجموع سود در مدل قرارداد نفتی ایران

قیود قراردادی:

$$\sum_{t=1}^{T} \beta^{(t-1)}[c(q_t, n_t, N_t) - \text{Operational Cost}] \geq \underline{c} \qquad : \mu^{\underline{c}}$$

$$\sum_{t=1}^{t=5} n_t = 84 \qquad : \mu^{\tilde{n}}$$

به‌گونه‌ای که

$\mu^{\underline{c}}$: ضریب غیر منفی عبارت از قید کف هزینه‌های سرمایه‌ای است.

$\mu^{\tilde{n}}$: ضریب غیر منفی عبارت است از قید تعداد چاه‌هایی که در دوره توسعه فاز دو حفاری می‌شود.

در سناریوی دوم قید قراردادی دوم حذف می‌شود. پس از تعیین مسیر بهینه به ازای تمامی انواع قراردادهای در نظر گرفته‌شده کارآمدی این قراردادها براساس شاخص رفاه از دست‌رفته[۱] (DWL)[۲] مقایسه می‌شود. این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$DWL^X = \frac{V_0^{FB} - V_0^X}{V_0^{FB}} 100$$

---

۱. رفاه از دست رفته عبارت است از میزان کاهش رفاه اجتماعی در هر حالت نسبت به حالت حداکثریِ رفاه که در شرایط رقابت کامل حاصل می‌شود.

2. Deadweight Loss

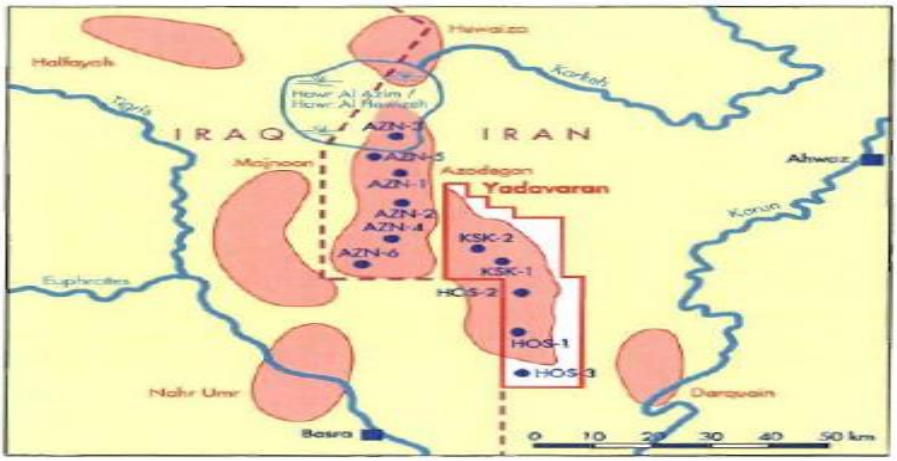
V_0^X، ارزش حال مجموع سود حاصل از مسیر بهینه تولید براساس قرارداد نفتی (X) حاصل شده است. در مقابل V_0^{FB}، ارزش حال مجموع سود حاصل از مسیر بهینه تولید براساس قرارداد نفتی در حالت خنثی به دست آمده است. هرچه میزان این شاخص پایین باشد کارآمدی قرارداد بیشتر می‌شود و به‌عکس (قندی و لین، ۲۰۱۹).

٤. مشخصات میدان و تصریح توابع

٤-١. مشخصات میدان مورد بررسی

میدان یادآوران در مجاورت مرز ایران و عراق در ۷۰ کیلومتری شمال آبادان و ۶۰ کیلومتری جنوب غربی اهواز قرار دارد. این میدان با میدان سندباد کشور عراق مشترک است. طول این میدان حدود ۴۵ کیلومتر و عرض آن ۱۵ کیلومتر بوده و به صورت شمالی ـ جنوبی در گستره نوار مرزی با کشور عراق امتداد می‌یابد. نفت تولیدی آن از لایه‌های سروک (دارنده نفت سنگین)، گدوان و فهلیان (گدوان و فهلیان حاوی نفت سبک هستند) است.

شکل ۱. نقشه طرح میدان یادآوران



این میدان متشکل از دو میدان کوشک و حسینیه است که به ترتیب در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۱ کشف شده و پس از اثبات پیوستگی این دو میدان یادآوران نامیده شد. لازم به ذکر است که تنها میدان حسینیه با کشور عراق مشترک است. تاکنون ۵۵ حلقه چاه در این میدان حفر گردیده و شرکت مهندسی و توسعه نفت کارفرمای طرح توسعه آن است.

میزان نفت درجا، همان‌طورکه در جدول (۱) دیده می‌شود، تحت سه سناریوی مرجع، بدترین و بهترین حالت به ترتیب ۱۲۲۳۳، ۸۲۳۰ و ۲۰۳۷۵ میلیون بشکه برآورد شده است.

جدول۱. میزان نفت درجا OOIP[1]

میزان نفت درجا OOIP (MMbbl)			
سازند	بدترین حالت	حالت مرجع	بهترین حالت
سروک (منطقه۲-۵)	٦٧١٥	٩٨٨١	١٦٤٠٦
گدوان	٢٠	٢٠	٢٠
فهلیان	١٤٩٥	٢٣٣٢	٣٩٤٩
کل	٨٢٣٠	١٢٢٣٣	٢٠٣٧٥

منبع: مدیریت طرح میدان یادآوران

جدول (۲) نشان می‌دهد که میزان نفت درجا که در فازهای ۱ و ۲ توسعه می‌یابد، معادل ۱۰۲۵۹ میلیون بشکه است. ملاحظه می‌شود که برنامه توسعه میدان فقط در منطقه ۲ و ۴ سازند سروک دنبال می‌شود.

جدول ۲. میزان نفت درجا (STOIIP)[2] در شرایط استاندارد

سازند توسعه‌یافته	حجم نفت درجا توسعه‌یافته (STOIIP) MMbbl
سروک منطقه ۲	٣٢٧١
سروک منطقه ٤	٤٦٥٦
فلهیان بالا	١٧٩١
فلهیان پایین	٥٤١
کل	١٠٢٥٩

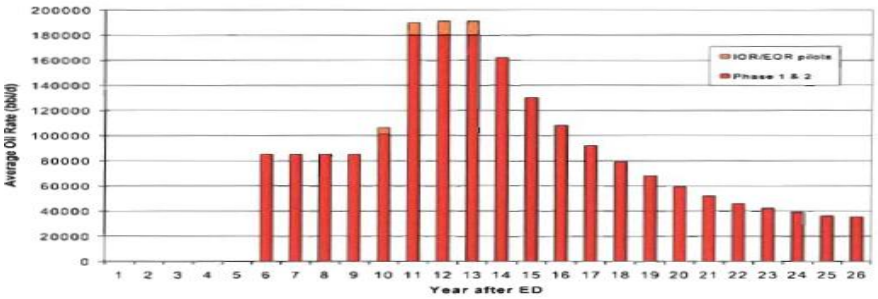
منبع: مدیریت طرح میدان یادآوران

همان‌طورکه در شکل (۲) دیده می‌شود تنها دو فاز توسعه‌ای برای این میدانِ نفتی مشترک برنامه‌ریزی شده است. بر مبنای این برنامه توسعه تولید فاز نخست باید به ۸۵ هزار بشکه و تولید فاز دوم به ۱۸۰ هزار بشکه در روز برسد و سپس با استفاده از روش‌های IOR/EOR به ۱۹۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد. قرارداد فاز یک توسعه میدان یادآوران با همکاری شرکت چینی ساینوپک در سال ۱۳۸۷ آغاز شد و در سال ۱۳۹۵ به پایان رسید.

1. Original Oil in Place
2. Stock Tank Oil in Initially In Place

شرکت ملی نفت ایران در قالب قرارداد بیع متقابل با شرکت ساینوپک مجموعاً در توسعه فاز اول میدان کمی بیش از سه میلیارد دلار سرمایه‌گذاری کرده است[۱].

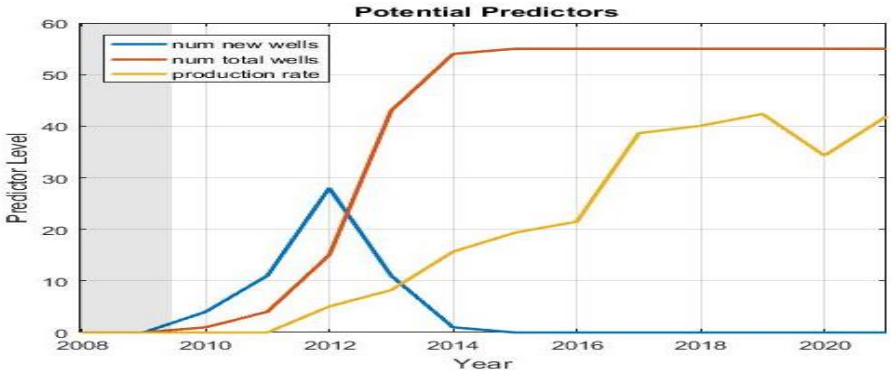
شکل ۲. برنامه MDP میدان یادآوران



منبع: مدیریت طرح میدان یادآوران

داده‌های واقعی مربوط به این میدان در فاز یک است که براساس آن تابع هزینه مدل کائو و همکاران به صورت متناسب با هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای واقعی فاز یک کالیبرسیون می‌شود. پس از کالیبرسیون، برای فاز دوم میدان یادآوران به‌کار می‌رود.

نمودار ۱. مسیر عملیات حفاری چاه‌ها، تعداد چاه‌های حفاری‌شده و مسیر تولید فاز یک میدان یادآوران

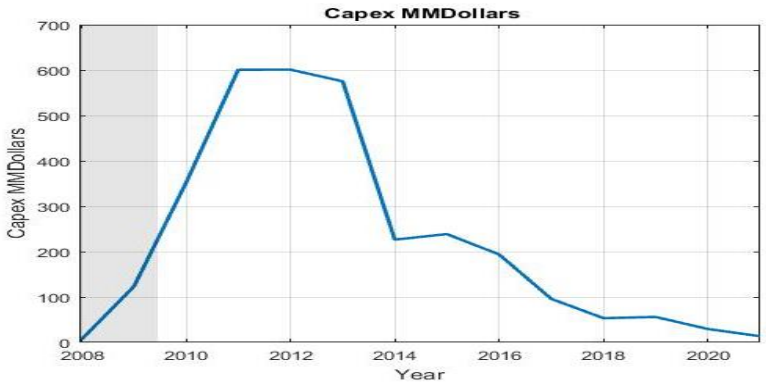


منبع: مدیریت طرح میدان یادآوران

۱. دکتر تورج دهقانی مدیرعامل شرکت مهندسی و توسعه نفت در مورد مذاکره با شرکت ساینوپک چین برای توسعه فاز دوم میدان یادآوران اظهار کرد: مذاکرات همچنان ادامه دارد اما بنا به ملاحظاتی روند کار با کندی پیش می‌رود هرچند متوقف نشده است. چندین سال است که بحث مذاکره با شرکت ساینوپک چین برای توسعه فاز دوم میدان یادآوران ادامه دارد، سال پیش نیز این شرکت که بزرگترین پالایشگر نفت چین است، به شرکت ملی نفت ایران ۳ میلیارد دلار برای توسعه مشترک میدان نفتی یادآوران پیشنهاد کرد (مصاحبه دکتر دهقانی با ایسنا، ۱۳۹۸).

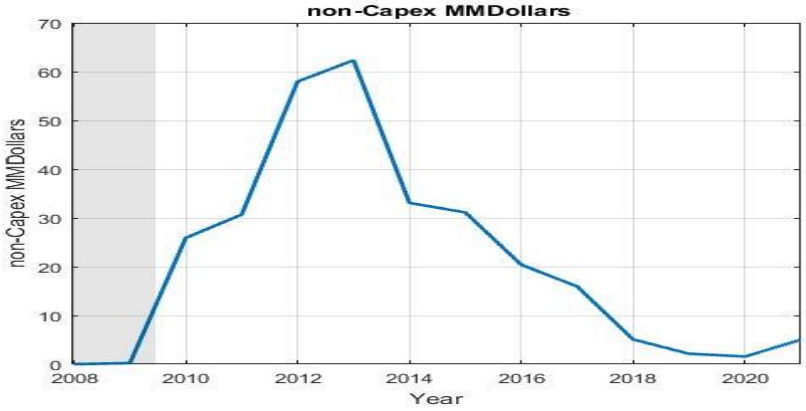
هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای میدان یادآوران (که در فاز یک پرداخت شده) در نمودارهای (۲) و (۳) نشان داده شده است.

نمودار ۲. مسیر هزینه سرمایه‌ای پرداخت‌شده فاز یک



منبع: مدیریت طرح میدان یادآوران

نمودار ۳. مسیر هزینه غیر سرمایه‌ای پرداخت‌شده فاز یک



منبع: مدیریت طرح میدان یادآوران

۲-٤. تابع هزینه

تابع هزینه شامل هزینه‌های عملیاتی، تجهیزات سطح‌الارضی، عملیات IOR/EOR، حفاری بین چاهی و هزینه تعمیرات چاه‌های قدیمی می‌باشد. صرف‌نظر از نوع قرارداد نفتی می‌توان گفت که تابع هزینه میدان به صورت کلی به دو نوع تقسیم می‌شود.

۱. هزینه توسعه[1] میدان که خود بر دو نوع است:

- هزینه‌های سرمایه‌ای[2]
- هزینه‌های غیر سرمایه‌ای[3]

به مجموع این دو نوع هزینه، برحسب نوع قراردادهای نفتی، نام‌های مختلفی اطلاق می‌شود. در قرارداد مشارکت در تولید هزینه توسعه نام دارد و در قرارداد بیع متقابل به صورت جداگانه هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای نام می‌گیرد. اما در قرارداد نفتی ایران به صورت جداگانه هزینه سرمایه‌ای مستقیم[4] و هزینه سرمایه‌ای غیر مستقیم[5] ثبت شده است.

۲. هزینه‌های عملیاتی[6]: درواقع این هزینه برحسب نوع قرارداد نفتی ممکن است به نام‌های مختلف خوانده شود. به‌عنوان مثال در قرارداد مشارکت در تولید به آن هزینه تولیدی[7] و در قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران به آن هزینه عملیاتی می‌گویند.

در این مطالعه تابع هزینه برای میدان یادآوران با استفاده از تابع هزینه تخمینی گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹) برای نفت خام سبک و متوسط عربستان فرض شده است. تابع هزینه سالانه گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹) دارای چهار جزء اصلی زیر است[8]:

$$c(q_t, n_t, N_t) = C1q_t + C0(q_t) + CN(N_t) + Cn(n_t)$$

به‌گونه‌ای که:

$C1$: هزینه تعمیر و نگهداری تجهیزات و زیرساخت‌های سطح‌الارضی[9] به ازای هر بشکه نفت تولیدی (میلیون دلار)،

---

1. Development Expenditures
2. Capital Expenditures (CAPEX)
3. Non-Capital Expenditures (Non-CAPEX)
4. Direct Capital Cost (DCC)
5. Indirect Capital Cost (IDC)
6. Operating Expenditure (OPEX)
7. Production Cost

۸. تابع هزینه گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹) شامل هزینه‌های اکتشاف و تزریق آب نیز می‌شود. آنها هزینه اکتشاف را ۲۰ درصد از مجموع هزینه توسعه و بهره‌برداری فرض می‌کنند. اگرچه میدان نفتی قوار یک میدان تولیدی است، اما همچنان متحمل هزینه‌های اکتشافی است که شامل «بررسی‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی برای اکتشاف، توصیف مخزن و حفاری چاه‌های اکتشافی» می‌شود (گائو، هارتلی و سیکلز، ۲۰۰۹، ص۱۶۴). با این حال از آنجایی که اکتشاف در قرارداد توسعه فاز دو میدان یادآوران وجود ندارد و همچنین عملیات IOR/EOR در فازهای توسعه میدان یادآوران یک و دو تعبیه نشده، ازاین‌رو هیچ‌گونه هزینه اکتشافی و هزینه تزریق آب در تابع هزینه لحاظ نشده است.

9. Surface infrastructure maintenance cost

$C0$: هزینه عملیاتی[1] تابع میزان تولید میدان (میلیون دلار)،
CN: هزینه تعمیرات و نگهداری چاه‌های قدیمی[2] (میلیون دلار)،
Cn: هزینه حفر چاه‌های جدید[3] (میلیون دلار).

۱-۲-٤. هزینه تعمیر و نگهداری تجهیزات و زیرساخت‌های سطح‌الارضی به ازای هر بشکه $C1_t$

براساس داده‌های مرکز مطالعات جهانی انرژی (۱۹۹۳)، هزینه نگهداری زیرساخت‌های سطح‌الارضی به صورت روزانه به ازای هر بشکه برای میادین نفتی عربستان دارای نفت سبک و متوسط ۰/۴۴ دلار و براساس دلار سال ۱۹۸۶ تخمین شده است. هزینه نگهداری زیرساخت‌های سطح‌الارضی به صورت سالانه به ازای هر بشکه ۱۶۰/۶ دلار و براساس دلار سال ۱۹۸۶ محاسبه شده است. از آنجا که ۱۶۰/۶ دلار به ازای هر بشکه طبق دلار سال ۱۹۸۶ معادل ۴۷۰/۱۸ دلار به ازای هر بشکه و براساس دلار سال ۲۰۲۰ است لذا این رقم را لحاظ می‌کنیم.

$$C1_t = 470.18q_t$$

۲-۲-٤. هزینه عملیاتی $C0_t$

هزینه‌های متغیر عملیاتی شامل هزینه‌های سالانه نیروی انسانی و سایر هزینه‌های عملیاتی مربوط به فرآیند تولید از میدان و تابعی از میزان تولید است. در این مقاله فرم تبعی زیر به کار برده شده که توسط اداره اطلاعات انرژی[4] با استفاده از بانک اطلاعاتی[5] ۱۹۹۶a و ۱۹۹۶b به دست آمده است. این حالت شامل میادین کشف‌شده و کشف‌نشده، براساس مشخصات تولید ۸ بلوک زمین‌شناسی با حجم‌های مختلف برای میدان است که طبق تخمین‌های مختلف به‌روزرسانی شده و با شرایط زمین‌شناسی، جغرافیایی و مشخصات زمانی مشابه به دست آمده است.

$$C0(q_t) = v_1(365q_t)^{v_2}$$

1. Variable Operating Costs
2. Maintenance Cost for Old Wells
3. Cost Drilling of a New Well
4 .Energy Information Administration (EIA)
5. EIA,1996b & EIA, 1996a

در این مدل برای پارمتراهای v_1 و v_2 به ترتیب مقادیر ۰/۷۷۱۴ و۰/۲۴۲۳- استفاده می‌شود. زمانی که $v_2 < 0$ باشد مانند مدل مقاله حاضر، تابع هزینه‌های متغیر عملیاتی نسبت به میزان تولید نفت مقعر است بدین‌معنا که عملیات بهره‌برداری نسبت به مقیاس باصرفه‌تر است.

۳-۲-٤. هزینه حفر چاه‌های جدید Cn_t

براساس مطالعه گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹)، هزینه حفر یک چاه جدید Cn_t شامل هزینه حفاری به‌علاوه هزینه زیرساخت‌های سطح‌الارضی است. در این مطالعه هزینه حفاری میادین نفت خام سبک و متوسط عربستان به ازای هر چاه ۲/۴ میلیون دلار تخمین زده شده و براساس داده‌های مرکز مطالعات جهانی انرژی هزینه نگهداری زیرساخت‌های سطح‌الارضی برای میادین دارای نفت خام متوسط و سبک ۴۸۲۰۰۰ دلار به ازای هر چاه در نظر گرفته شده است. در مقاله حاضر نیز با توجه به مطالعه گائو و همکاران (۲۰۰۹) برای محاسبه هزینه حفاری چاه جدید Cn_t، ۲/۸۸۲ میلیون دلار، براساس دلار ۲۰۰۹ در نظر می‌گیریم. درنتیجه هزینه یک چاه جدید عددی بالغ بر ۴/۲۹۶ میلیون دلار براساس دلار سال ۲۰۲۰ است.

٤-۲-٤. هزینه تعمیرات و نگهداری چاه‌های قدیمی CN_t

هزینه سالانه نگهداری چاه‌های قدیمی CN_t (به میلیون دلار) که البته هزینه سالانه نگهداری زیرساخت‌های سطح‌الارضی $C1_t$ را دربر نمی‌گیرد به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$CN(N_t) = m_1 N_t^{m_2}$$

براساس مطالعه گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹) مقادیر پارامترهای بالا m_1 و m_2 به‌ترتیب ۰/۴۵۸۷۳۳ و ۱ می‌باشد. این مقادیر براساس دو فرض اصلی تعیین شده است: نخست اینکه چاه‌های تولیدی برای طول عمر ۲۰ سال شبیه‌سازی شده و به‌تدریج با نرخ ۵ درصد از تعداد چاه‌های موجود، برخی چاه‌های از روند تولید خارج می‌شوند. دوم اینکه ارزش فعلی با نرخ تنزیل ۱۰درصد سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای حفظ امکان تولید از چاه در طول دوره ۲۰ ساله معادل سرمایه اولیه لازم برای حفاری چاه است[۱].

---

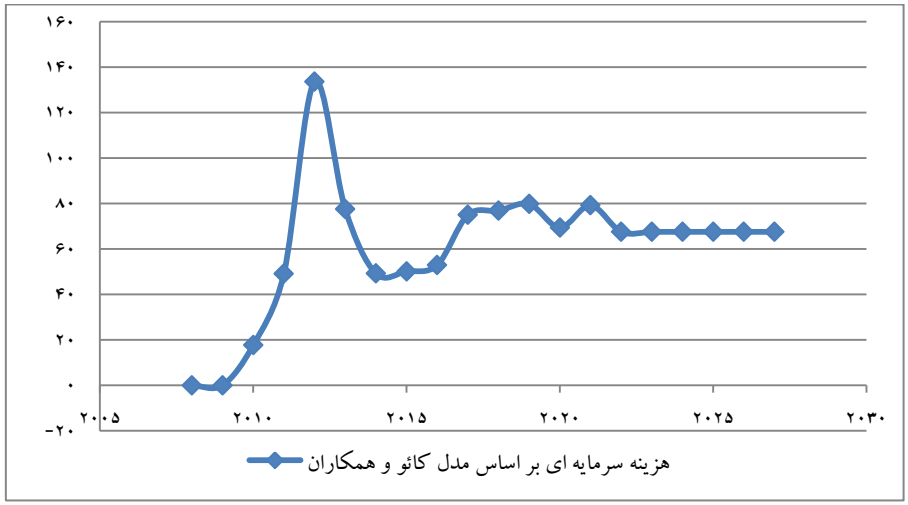
۱. اگر فرض شود ارزش مرکب هزینه تعمیر و نگهداری در طی بیست سال برابر با هزینه سرمایه‌گذاری حفر هر چاه باشد، به این معنی است که $CN_t \sum_{t=1}^{20} \beta^{(t-1)} = Cn_t$. با هزینه حفر هر چاه ۴/۲۹۶ میلیون دلار و هزینه استهلاک سالیانه آن با نرخ بهره ۱۰ درصد ، هزینه تعمیر و نگهداری سالانه هر چاه برابر با ۰/۴۵۸۷۳۳ میلیون دلار به دست می‌آید.

۵-۲-٤. کالیبرسیون تابع هزینه

براساس داده‌های میدان یادآوران تا سال ۲۰۲۱، مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای فاز یک ۳۱۶۶ میلیون دلار بوده است. اما مجموع هزینه‌های غیر سرمایه‌ای فاز یک ۲۹۱/۵ میلیون دلار یعنی معادل تقریباً ۱۰ درصد هزینه سرمایه‌ای برآورد شده است. با کسر هزینه اکتشاف که معادل ۲۰ درصد مجموع هزینه سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای است، مجموع هزینه سرمایه‌ای عددی بالغ بر ۲۶۳۹ میلیون دلار می‌شود. البته در اینجا فرض بر این است که هزینه اکتشاف در فاز یک بازپرداخت شده است.

در اینجا هزینه سرمایه‌ای با استفاده از مدل کائو و همکاران و براساس توابع هزینه تعریف‌شده بالا و با تکیه بر داده‌های واقعی فاز یک که در نمودار (۱) رسم شده، محاسبه می‌شود. نتایج این محاسبه در نمودار زیر ملاحظه می‌شود[۱].

نمودار٤. هزینه سرمایه‌ای فاز یک بر اساس مدل کائو و همکاران



منبع: یافته‌های پژوهش

از نمودار بالا مشخص می‌شود که مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای که براساس مدل کائو و همکاران و با تکیه بر داده‌های واقعی فاز یک محاسبه شده عددی بالغ بر ۱۲۱۶ میلیون دلار است. اکنون مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای واقعی پس از کسر سهم هزینه اکتشاف

---

۱. فرض می‌شود که میزان تولید میدان تا سال ۲۰۲۷ ثابت مانده و هزینه‌های سرمایه‌ای پس از سال ۲۰۲۱ صفر باقی می‌ماند.

(۲۶۳۹ میلیون دلار) بر مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای محاسبه‌شده براساس مدل کائو و همکاران (۱۲۱۶میلیون دلار) تقسیم می‌شود تا ضریب تعدیل‌کننده هزینه‌های سرمایه‌ای (۲/۱۰۲۹) مشخص گردد. همچنین با در نظر گرفتن هزینه‌های غیر سرمایه‌ای معادل ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای، ضریب تعدیل‌کننده هزینه توسعه ۲/۲۰۲۹ به دست می‌آید. ازاین‌رو تابع هزینه مورد استفاده به‌صورت زیر تعدیل می‌شود.

$$c(q_t, n_t, N_t) = C0(q_t) + 2.2029(CN(N_t) + Cn(n_t) + C1q_t)$$

۳-٤. محدودیت‌های فنی، زمین‌شناسی و امکان‌پذیری

۱-۳-٤. محدودیت مربوط به میزان تولید هر چاه ω

با توجه به اینکه میزان تولید میدان یادآوران در سال ۱۳۹۹، ۱۲۰ هزار بشکه در روز بوده ـ یعنی حجمی که بالاترین میزان تولید پس از تحویل آن به شرکت ملی نفت ایران و اتمام توسعه فاز یک به شمار می‌آید ـ پس برای تعیین حداکثر میزان تولید هر چاه ω، می‌توان میزان تولید در سال ۱۳۹۹ (براساس داده‌های مدیریت طرح میدان یادآوران که معادل ۱۲۰ هزار بشکه در روز است) را بر تعداد کل چاه‌های تولیدی که در فاز یک میدان یادآوران حفاری شده (براساس داده‌های مدیریت طرح میدان مورد نظر معادل ۵۵ حلقه چاه) تقسیم کرد. از تقسیم ۱۲۰ هزار بشکه در روز بر ۵۵ حلقه چاه تولیدی، رقم ۲۱۸۲ بشکه در روز به دست می‌آید. بنابراین به صورت سرانگشتی می‌توان گفت حداکثر میزان تولید هر چاه در حداکثر نرخ تولید ۲۲۰۰ بشکه در روز است.

۲-۳-٤. امکان‌پذیری عملیات حفاری n^f

با توجه به تعداد چاه‌های حفاری‌شده در فاز یک مرحله توسعه میدان یادآوران که معادل ۵۵ حلقه در مدت ۴ سال حفاری بوده لذا حداکثر تعداد چاه‌هایی که در مدت یک سال حفاری می‌شود ۵۰ حلقه چاه فرض می‌شود.

۳-۳-٤. حداقل میزان تولید $\underline{q}$

در پژوهش حاضر حداقل میزان تولید ۳۰۰۰۰ بشکه در روز لحاظ شده است. این حجم تقریباً یک چهارم تولید میدان یادآوران در سال ۱۳۹۹ (۱۲۰ هزار بشکه در روز بوده) است.

٤-۳-٤. محدودیت مربوط به میزان ذخایر S_t

برای قید مربوط به میزان ذخایر از برآورد ذخایر قابل استحصال در مدت ۲۵ ساله مخصوص میدان یادآوران، یعنی ۶۸۶ میلیون بشکه در روز استفاده می‌کنیم. این برآورد براساس ام دی پی (MDP) میدان یادآوران به دست آمده است. هرچند تولید تجمعی میدان یادآوران تا سال ۱۴۰۰ به ۲۵۱ میلیون بشکه و سطح تولید پلتوی فاز یک به ۱۲۰هزار بشکه در روز رسیده بود، اما ام دی پی میدان مذکور سطح پلتوی فاز یک ۸۵ هزار بشکه در روز را ثبت کرده است. لذا میزان ذخایر قابل تولید باید تعدیل شود تا دست‌کم منطقی و واقعی به نظر آید.

براساس معادله اسمیث[1] (۲۰۱۴):

$$q_{max} = \alpha S_0 \quad , \quad S_0 = 10259\ MM\ bbl/day$$

در این معادله α حداکثر نرخ تخلیه کارا است که به صورت نسبتی از حجم ذخیره باقیمانده قابل استحصال تعیین می‌شود. این ضریب با استفاده از روابط فنی مهندسی برآورد می‌شود و برای هر میدان متفاوت است (طاهری‌فرد، ۱۳۹۳). براساس طرح توسعه جامع میدان یادآوران و با فرض در نظر گرفتن نرخ تخلیه کارا در ارائه پروفایل تولیدی، می‌توان نرخ تخلیه کارا را به صورت زیر برآورد نمود:

برای فاز یک و دو و بر اساس ام دی پی میدان یادآوران

$$q_{max} = 195000\ bbl/day$$

لذا:

$$\alpha = \frac{365 \times 0.195}{10259} = 0.06938 = 6.938\%$$

در شرایط فعلی و بر اساس مصاحبه مسئولین طرح یادآوران ممکن است q_{max} به ۲۵۰۰۰۰ بشکه در روز برسد.

$$q_{max} = 250000\ bbl/day$$

با فرض ثابت بودن ضریبن بازیافت میزان نفت درجا پس از تعدیل که در فازهای یک و دو توسعه می‌یابد، به شکل زیر حساب می‌شود.

$$S_0 = \frac{365 \times 0.25}{0.06938} \approx 13152\ MMbbl$$

لذا در ابتدای سال بررسی مقاله کنونی میزان ذخایر قابل استحصال یا ذخایر اثبات‌شده در مدت بررسی (۲۰ ساله) معادل ۸۸۱ میلیون بشکه است که درواقع حاصل ضرب S_0 در

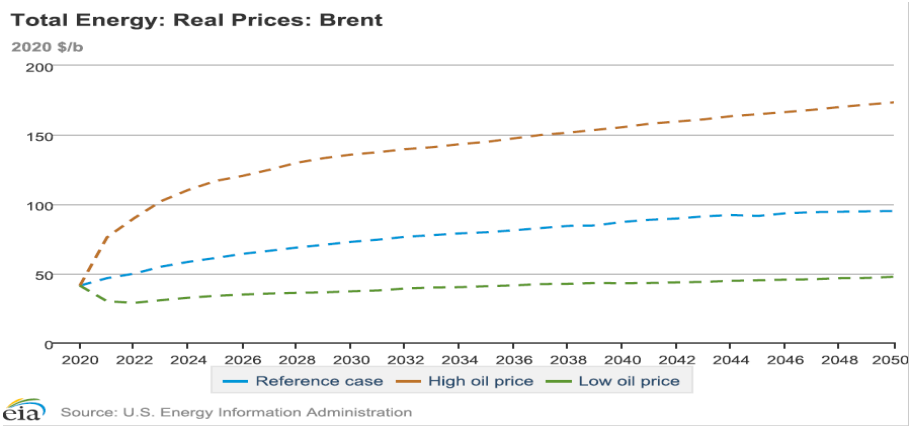
1. Smith (2014)

ضریب بازیافت ۶/۷ درصد به شمار می‌آید. مقدار ذخایر نفت باقی‌مانده قابل استحصال S_t در مدت بررسی کنونی (۲۰ ساله) در ابتدای هر سال جدید نشان داده می‌شود. به عنوان مثال، در ابتدای تحقیق کنونی میزان ذخایل باقیمانده قابل استحصال که حاصل تفاوت ذخایر اثبات شده و تولید تجمعی تا ابتدای سال تحقیق است معادل (۸۸۱-۲۵۱) میلیون بشکه برآورد می‌شود. لذا در اینجا معادله حرکت (۱) برای S_t در ابتدای هر سال اعمال می‌شود.

٤-٤. قیمت نفت

در این مطالعه تمام مدل‌های بررسی‌شده از قیمت نفت بر اساس سناریوی قیمت مرجع EIA (Annual Energy Outlook 2021) تنظیم شده است. از آنجایی که قیمت نفت ایران در طول ۳۰ سال گذشته به طور متوسط ۲/۷ دلار به ازای هر بشکه کمتر از قیمت نفت شاخص برنت بوده[1]، لذا با کسر این مقدار از قیمت پیش‌بینی شده برای قیمت نفت برنت، قیمت نفت ایران را می‌توان به صورت تقریبی برآورد نمود.

نمودار ۵. برآورد قیمت نفت خام برنت در سه سناریوی قیمتی در بازه زمانی ۲۰۵۰-۲۰۲۰



منبع: EIA

٥-٤. نرخ تنزیل r

در پروژه‌های نفتی که تحقق جریان نقدی با نااطمینانی و ریسک همراه است، نرخ تنزیل برابر با مجموع هزینه تأمین سرمایه و پاداشی است که برای جبران ریسک‌های فنی، تجاری

۱. قربانی و همکاران (۱۳۹۳)، شکری و همکاران (۱۳۹۶) و امامی میبدی و همکاران (۱۳۹۵).

و سیاسی سرمایه‌گذار ضروری به شمار می‌آید (دانیل و همکاران[1]، ۲۰۰۸، ص ۱۸). البته این پارامتر یک متغیر داخلی برای شرکت‌های نفتی است و مقدار دقیق آن افشا نمی‌شود. همچنین برای جلوگیری از افشای آن از نرخ تنزیل ۱۰ درصد در جریان نقدی مشترک با شرکای خود استفاده می‌شود. در حالت مرجع مدل در این مقاله نرخ تنزیل ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است.

۵. یافته‌های پژوهش

در مقاله کنونی با استفاده از نرم‌افزار متلب[2] کدهای لازم برای حل مسئله بهینه‌سازی به فراخورِ هریک از قراردادهای نفتی بررسی‌شده تنظیم شده است. از آنجایی که میدان یادآوران میدانی مشترک با عراق است لذا در این مطالعه، تابع هدف دیگری به مسئله بهینه‌یابی به عنوان قید اضافه شد مبنی بر. حداکثرسازی تولید تجمعی از این میدان در بازه زمانی مورد بررسی[3]. لذا با بررسی سناریوهای مختلف از ضریب بازیافت میدان بین ۶/۷ درصد تا ۱۱/۲ درصد[4] می‌توان با قید حداکثرسازی تولید تجمعی، مسئله بهینه‌یابی را حل کرد. برای هر مقدار ضریب بازیافت، PDV[5] یا مجموع ارزش حال سود و مسیر بهینه تولید، هزینه و عملیات حفاری چاه‌های جدید میدان محاسبه می‌شود.

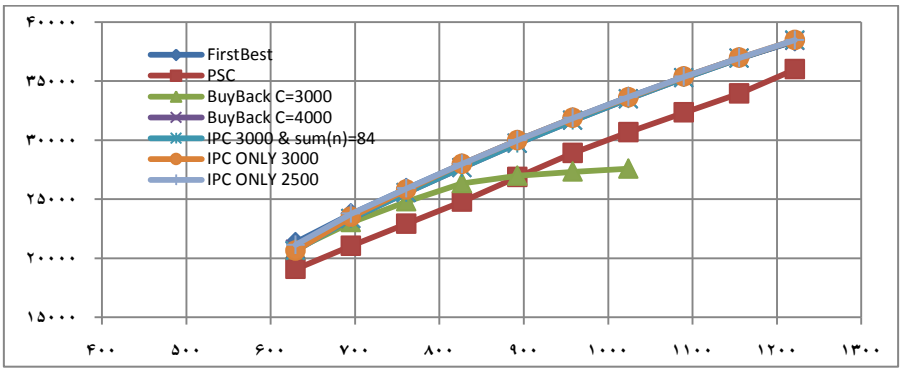
۵-۱. مقایسه تأثیر قیود قراردادی بر مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری چاه‌ها در میدان یادآوران

نتایج پژوهش در حالت‌های مختلف در ضمیمه مقاله با عنوان نتایج مدل‌سازی ذکر شده است. ازاین‌رو خلاصه مقایسه حالت‌های مختلف قراردادی و سناریوهای بررسی‌شده در نمودار زیر نشان داده شده است.

---

1. Daniel et al. (2008)
2. Matlab
۳. در این مطالعه و براساس داده‌های میدان یادآوران میزان تولید تجمیعی در ۲۵ سال (فاز یک و دو توسعه میدان) حاصل ضرب میزان ذخایر توسعه‌یافته در فاز یک و دو به ضریب بازیافت ۶/۷ درصد به دست آمد. لذا وقتی ما ضریب بازیافت را تغییر می‌کنیم، میزان تولید تجمیعی در ۲۵ سال که درواقع بازه زمانی بررسی ما است، تغییر می‌کند (جدول (۲) میزان ذخایر درجا (STOIIP)).
۴. عدد اول نشان‌دهنده ضریب بازیافت برآوردشده در MDP میدان یادآوران است و با ۹ گام ۰/۵ درصد عدد دوم ضریب بازیافت به دست می‌آید.
5. Present Discounted Value

نمودار ٦. مقایسه میان تمام انواع قراردادهاو سناریوهای مورد بررسی



منبع: یافته‌های پژوهش

براساس نتایج برگرفته از بخش مدل‌سازی می‌توان نکات زیر را استنباط نمود:

الف) از منظر مجموع ارزش حال سود (PDV)

طبق مفروضات این مدل، میزان ارزش حال مجموع سود در قرارداد مشارکت در تولید نسبت به مدل خنثی در تمام سناریوهای ضریب بازیافت میدان یادآوران با آثار اختلالی همراه بوده است. ارزش از دست‌رفته (DWL) در این نوع قرارداد بین ۶/۲ درصد در آخرین سناریوی ضریب بازیافت و ۱۱/۵۳ درصد در سناریوی ضریب بازیافت معادل ۷/۷ درصد بوده و میانگین آن عددی بالغ بر ۹/۶۵ درصد است. درحالی‌که در قرارداد بیع متقابل و در سناریوی سقف هزینه سرمایه‌ای معادل ۴۰۰۰ میلیون دلار، ارزش از دست‌رفته یا زیان نهفته بین صفر و ۲/۷۵ درصد می‌باشد. به عبارت دیگر میان قرارداد بیع متقابل با سقف ۴۰۰۰ میلیون دلار و مدل در حالت خنثی تفاوت چندانی وجود ندارد اما در قرارداد بیع متقابل با سناریوی سقف هزینه سرمایه‌ای معادل ۳۰۰۰ میلیون دلار ملاحظه می‌شود که در سناریوهای ضریب بازیافت پایین میزان ارزش از دست رفته تقریباً ۳ درصد بوده و به صورت جهشی با افزایش ضریب بازیافت، افزایش می‌یابد و در سناریوی ضریب بازیافت معادل ۹/۷ درصد ارزش از دست رفته به ۱۸ درصد می‌رسد و از آن پس حل مسئله بهینه‌یابی غیرممکن می‌شود. به عبارت دیگر با ضریب بازیافت بیش از ۹/۷ درصد ضرورتاً باید قرارداد جدیدی برای ادامه عملیات توسعه‌ای میدان منعقد شود.

در این پژوهش برای قرارداد نفتی ایران سه سناریو بررسی شده است: سناریوی اول با کف هزینه‌های سرمایه‌ای معادل ۳۰۰۰ میلیون دلار برای حفاری ۸۴ حلقه چاه. ارزش

ازدست‌رفته در این حالت در مقایسه با مدل در حالت خنثی از ۳/۳ درصد شروع می‌شود و با افزایش ضریب بازیافت میدان یادآوران کاهش می‌یابد تا در آخرین سناریوی ضریب بازیافت میزان ارزش ازدست‌رفته تقریباً به صفر می‌رسد. با لحاظ این نوع و شرایط قراردادی، مشکلات سناریوی قرارداد بیع متقابل با سقف ۳۰۰۰ میلیون دلار که پیشتر به آن اشاره شد و مستلزم انعقاد قرارداد جدید می‌بود برطرف شده است. سناریوی دوم قرارداد نفتی ایران با کف هزینه‌های سرمایه‌ای معادل ۳۰۰۰ میلیون دلار لحاظ شده است. ارزش ازدست‌رفته نسبت به مدل در حالت خنثی از ۳/۳ درصد شروع می‌شود و با افزایش ضریب بازیافت کاهش می‌یابد و در سناریوی ضریب بازیافت معادل ۸/۲ درصد به صفر می‌رسد. این نکته بدین معناست که سرعت کاهش ارزش ازدست‌رفته در این سناریو نسبت به حالت قبلی که در آن قیدِ مربوط به تعداد چاه‌های حفرشده اضافه شده، بیشتر است. سوم سناریوی قرارداد نفتی ایران با کف هزینه‌های سرمایه‌ای معادل ۲۵۰۰ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. در اینجا ارزش ازدست‌رفته نسبت به مدل در حالت خنثی از ۰/۳ درصد شروع می‌شود و سریعاً در سناریوی بعدی ضریب بازیافت به صفر می‌رسد.

اکنون می‌توان براساس PDV یا مجموع ارزش حال سود نسبت به مدل در حالت خنثی، سه مدل قراردادی را با لحاظ تمام سناریوهای مخصوص هر مدل از مدل قراردادی با بیشترین کارآمدی به مدل قراردادی با کمترین کارآمدی به صورت زیر رتبه‌بندی کرد:

ـ مدل قرداد نفتی ایران بدون هیچ قید، مربوط به عملیات حفاری چاه‌ها با کف هزینه پایین (در این حالت کف ۲۵۰۰ میلیون دلار لحاظ شده است)

ـ مدل قرارداد نفتی ایران با قید کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار

ـ مدل قرارداد نفتی ایران با قید کف هزینه‌های سرمایه‌ای و تعداد چاه‌های حفاری‌شده

ـ مدل قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه‌های سرمایه‌ای ۴۰۰۰ میلیون دلار

ـ مدل قرارداد مشارکت در تولید

ـ مدل قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار

ب) از منظر مسیر بهینه تولید

در مقایسه قرارداد مشارکت در تولید با مدل در حالت خنثی، سناریوهای ضریب بازیافت پایین شبیه به یکدیگر هستند اما مسیر بهینه تولید در قرارداد مشارکت در تولید در سناریوهای ضریب بازیافت بالا، از مسیر بهینه تولید در حالت مدل خنثی پایین‌تر است. در

واقع به‌دلیل اینکه تابع هدف در این سناریوی قراردادی، حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود شرکت بین‌المللی نفتی بوده و بدین ترتیب سود آن (پس از رسیدن به سطح پلتوی قرارداد) تضمین‌شده به‌شمار می‌آید لذا شرکت بین‌المللی تمایل چندانی ندارد که در سال‌های آخر دوره توسعه‌ای میدان، سرمایه‌گذاری بیشتری کند. این مسئله را می‌توان در نمودار (۲-۴) پیوست مسیر بهینه هزینه ملاحظه کرد.

در حالت قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه‌های سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار ملاحظه می‌شود که در سناریوهای ضریب بازیافت پایین، میزان تولید افزایش می‌یابد سپس به میزان ثابت مربوط به قید تفاوت میزان تولید میان دو سال متوالی کاهش می‌یابد تا به کف میزان تولید معادل ۳۰ هزار بشکه در روز برسد. این در حالی است که در سناریوهای ضریب بازیافت بالا میزان تولید در سال‌های اول افزایش می‌یابد و سپس تا سال‌های ۲۰۲۷، ۲۰۲۹ و۲۰۳۰ در سناریوهای ضریب بازیافت ۸/۷ درصد، ۹/۲ درصد و ۹/۷ درصد به‌ترتیب کاهش می‌یابد و از آن پس دوباره تا یک قله کمتر نسبت به قله قبلی افزایش می‌یابد و آنگاه تا کف میزان تولید ۳۰۰۰ بشکه در روز کاهش می‌یابد. درواقع می‌توان گفت که به دلیل میزان نرخ تنزیل ۱۰ درصد مسیر بهینه در این حالت دو قله دارد و با افزایش نرخ تنزیل به مسیر بهینه یک قله‌ای تبدیل می‌شود.

در حالت قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه‌های سرمایه‌ای ۴۰۰۰ میلیون دلار ملاحظه می‌شود که در تمام سناریوهای ضریب بازیافت، مسیر بهینه تولید در این سناریوی قراردادی نسبت به مدل حالت خنثی، سریعاً به سقف میزان تولید معادل ۲۵۰ هزار بشکه در روز افزایش می‌یابد و در این سطح تولید می‌ماند. سپس با شیب متناسب با میزان ω کاهش می‌یابد. درواقع می‌توان گفت به دلیل وجود سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد بیع متقابل و مدت قرارداد پیمانکار با شرکت ملی نفت، هر دو طرف قرارداد در سال‌های اولیه تمایل دارند میزان تولید را سریعاً به سقف برسانند و این میزان حداکثری تولید را طی سال‌های اول ادامه دهند تا از این طریق هزینه توسعه فاز دو میدان بازپرداخت شود.

قرارداد نفتی ایران طبق نمودارهای (۴-۱-۲)، (۴-۲-۲) و (۴-۳-۲) پیوست نشان‌دهنده آن است که در حالت‌های کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار، در مقایسه با حالت خنثی و حالت کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۲۵۰۰ میلیون دلار، میزان تولید سریعاً افزایش می‌یابد زیرا افزایش کف هزینه‌های سرمایه‌ای باعث تسریع افزایش تولید می‌شود. در سال‌های بعد مسیر بهینه تولید شبیه هم است.

ج) از منظر هزینه و تعداد چاه‌های حفاری‌شده

در سناریوی قرارداد مشارکت در تولید در مقایسه با حالت مدل خنثی ملاحظه می‌شود که مسیر بهینه عملیات حفاری و همچنین مسیر بهینه هزینه در سال‌های پایانی توسعه میدان در تمام سناریوهای ضریب بازیافت، کمتر است. اما در قرارداد بیع متقابل مشاهده می‌شود که با افزایش ضریب بازیافت میدان یادآوران، تعداد چاه‌های حفرشده در سال‌های پایانی قرارداد افزایش می‌یابد زیرا تعداد چاه‌های لازم برای رسیدن به سطح پلتوی ۱۹۰ هزار بشکه در روز در سال‌های اول قرارداد حفر می‌شوند و قیدِ تعداد چاه‌های حفاری‌شده، شرکت بین‌المللی را وادار می‌کند در واپسین دوره توسعه میدان به عدد توافق‌شده برسد. همچنین ملاحظه می‌شود که تعداد چاه‌ها و هزینه‌ها در قرارداد بیع متقابل نسبت به حالت خنثی بیشتر است. این در حالی است که در قرارداد نفتی ایران سناریوی کف هزینه‌های سرمایه‌ای ۲۵۰۰ میلیون دلار نسبت به مدل حالت خنثی تفاوت چندانی ندارد و تنها در سناریوی ضریب بازیافت ۷/۶ درصد مسیر بهینه هزینه و تعداد چاه‌ها تفاوت می‌یابد زیرا در قرارداد نفتی ایران عملیات حفاری در سال‌های اولیه دوره توسعه میدان ارجحیت دارد.

با افزایش کف هزینه سرمایه‌ای در سناریوی قرارداد نفتی ایران با کف ۳۰۰۰ میلیون دلار ملاحظه می‌شود که مسیر بهینه تعداد چاه‌ها و هزینه دوره توسعه میدان نسبت به مدل حالت خنثی افزایش می‌یابد. همچنین اضافه کردن قید مربوط به تعداد چاه‌های حفاری‌شده به قرارداد نفتی ایران با کف هزینه سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار باعث افزایش مسیر بهینه تعداد چاه‌ها و درنتیجه مسیر بهینه هزینه دوره توسعه میدان نسبت به حالت مدل خنثی و حالت‌های قبلی قرارداد نفتی ایران می‌شود.

۲-۵. نتیجه‌گیری و پیشنهادهای سیاستی

در این مطالعه برآوردِ مسیر بهینه تولید از میدان نفتی یادآوران و عملیات حفاری آن که به دلیل مجاورت با کشور عراق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، با استفاده از داده‌های واقعی میدان و به وسیله الگوریتم SQP توسط نرم‌افزار متلب بررسی شده است. ابتدا تابع هدف، قیود هر مدل قراردادی و هزینه تعریف شده و بر پایه داده‌های میدان تحلیل شده‌اند. برای تابع هدف، قیمت نفت براساس سناریوی قیمتی مرجع و با تکیه بر پیش‌بینی اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) تعیین شده است. تابع هزینه نیز براساس مدل کائو و همکاران تعریف شده و با استناد به داده‌های میدان و نیز اطلاعات تاریخی میدان (فاز یک)

با هدف کاربستِ آن برای میدان یادآوران تعدیل شده است. در نهایت مدل‌های قراردادی تصریح‌شده به وسیله الگوریتم SQP توسط نرم‌افزار متلب حل گردید.

نتایج حل مدل‌های قراردادی نشان می‌دهد که کارآمدترین آنها قرارداد نفتی ایران با کف هزینه کم و بدون هیچ محدودیت تعداد چاه‌های حفر شده است. همچنین در این پژوهش اثبات گردید که قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار کمترین کارآمدی را نشان می‌دهد. همچنین ملاحظه شد که هرگاه تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد بیع متقابل نسبت به ضریب بازیافت میدان، به‌ویژه برای میدان مشترک، مناسب نباشد کارآمدی قرارداد کاهش می‌یابد.

اضافه نمودنِ قید تعداد چاه‌های حفرشده بیش از حد مناسب به کارآمدی قرارداد لطمه می‌زند. تعیین کف هزینه‌های سرمایه‌ای بالا نیز باعث می‌شود که کارآمدی قراداد نفتی ایران کاهش یابد. به هر حال قرارداد نفتی ایران می‌تواند جایگزین مناسبی برای قرارداد بیع متقابل باشد زیرا به خوبی می‌تواند مشکلات قرارداد بیع متقابل را به‌ویژه در میادین مشترک برطرف کند زیرا که ارجحیت تابع هدف، حداکثر تولید تجمعی از میدان نسبت به تابع هدف حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود مطلوب است.

کارآمدی قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مناسب با ضریب بازیافت میدان و قرارداد نفتی ایران با همه انواع سناریوهای کف هزینه‌های سرمایه‌ای کمتر است. با توجه به اینکه میدان یادآوران یک میدان مشترک با عراق است و لذا هدف حداکثرسازی تولید انباشته بر هدف حداکثرسازی مجموع ارزش حال سود ارجحیت دارد پیشنهاد می‌شود که برای توسعه فاز دوم از قرارداد نفتی ایران استفاده شود زیرا استفاده از قرارداد بیع متقابل به دلیل عدم اطمینان از مقدار دقیق ضریب بازیافت می‌تواند زیان‌بار باشد.

درخصوص میادین نفتی غیرمشترک و در حالت عدم توجه به هدف تولید صیانتی (که درواقع باعث افزایش ضریب بازیافت می‌شود) میان قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران تفاوت چندانی وجود ندارد. البته کاربستِ قرارداد نفتی ایران در شرایطی مانند عدم‌اطمینان از مقدار دقیق ضریب بازیافت یا در حالت در نظر گرفتن تولید صیانتی و جلوگیری از انعقاد قرارداد جدید که زمان‌بر است، ارجحیت بیشتری دارد. بدین‌دلیل که استفاده از قرارداد بیع متقابل غیر مناسب بوده و با در نظر گرفتن شرط تولید صیانتی از میدان ممکن

است میزان رفاه یا ارزش از دست رفته (DWL) را حتی بیش از حالت قرارداد مشارکت در تولید کاهش دهد. مشابه حالتی که در حالت قرارداد بیع متقابل و سقف هزینه سرمایه‌ای ۳۰۰۰ میلیون دلار و مجموع تعداد چاه‌ها ۸۵ حلقه دیده شد. در این مطالعه به بررسی عواملی نظیر تغییر کف هزینه‌های سرمایه‌ای و تعداد چاه‌های حفرشده پرداختیم ازاین‌رو توصیه می‌شود در مطالعات آتی به تأثیر نرخ تنزیل و قیمت نفت بر مسیر بهینه تولید و عملیات حفاری پرداخته شود تا نتیجه کارآمدی قراردادهای نفتی با لحاظ این عوامل نیز بررسی شود.

٦. تعارض منافع

تعارض منافع وجود ندارد.

ORCID

Khaled Aljomeh https://orcid.org/0000-0003-0925-232X
Teymour Mohammadi https://orcid.org/0000-0003-4394-774X
Atefeh Taklif https://orcid.org/0000-0003-3765-2339
Touraj Dehghani https://orcid.org/0000-0002-0553-8120

۷. منابع

امامی میبدی، علی؛ ارباب، حمیدرضا و علیخانی، فرخ. (۱۳۹۷). مدل‌سازی سناریوی بهینه فنی ـ اقتصادی تولید گاز در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از روش برنامه‌ریزی پویا، *فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، پاییز ۱۳۹۷، سال چهارم، شماره ۱۲،صفحات ۷۶-۴۷.

امامی میبدی، علی؛ حسینی، سیدمهدی؛ ابراهیمی، محسن؛ سوری، علی و حاجی میرزایی، سیدمحمدعلی. (۱۳۹۵). بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای خدماتی بیع متقابل ـ مطالعه موردی یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران. *فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی*، بهار ۱۳۹۵، سال بیست و چهارم، شماره ۷۷، صفحات ۹۴-۶۳.

حاجی میرزایی، سیدمحمدعلی؛ امامی میبدی، علی؛ ابراهیمی، محسن؛ سوری، علی و پاشاکلایی، وحید قربانی. (۱۳۹۵). مسیر بهینه استخراج از مخازن نفتی با وجود به‌کارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل (مطالعه موردی یکی از میادین نفتی در حال بهره‌برداری ایران در خلیج فارس). *فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی*، تابستان ۱۳۹۵، شماره۲۴.

خورسندی، مهدی؛ تکلیف، عاطفه؛ فریدزاد، علی؛ طاهری‌فرد، علی و صابری، علی. (۱۳۹۷). محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیع متقابل. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، تابستان ۱۳۹۷، سال هفتم، شماره ۲۷، صفحات ۷۵-۳۱.

درخشان، مسعود. (۱۳۹۳)، قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی، *دو فصلنامه مطالعات اقتصاد اسلامی*، سال ششم، شماره ۲، پاییز ۱۲، بهار و تابستان، صفحات ۵۲-۷.

دیباوند، هادی؛ طاهری‌فرد، علی؛ فریدزاد، علی؛ تکلیف، عاطفه و بحرالعلوم، محمدمهدی. (۱۳۹۷). مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران(آی پی سی) و بیع متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، بهار ۱۳۹۷، سال هفتم، شماره ۲۶، صفحات ۷۷-۵۱.

ذوالنور، سیدحسین و متین، سعید. (۱۳۹۵). بهینه‌یابی مسیر تولید نفت ایران: یک مدل کنترل بهینه برنامه‌ریزی پویا، *فصلنامه علمی ـ پژوهشی برنامه‌ریزی و بودجه*. زمستان ۱۳۹۴، سال بیستم، شماره ۴، صفحات ۱۳۶-۱۰۷.

شکری، پوریا؛ فریدزاد، علی؛ تکلیف، عاطفه و دهقانی، تورج. (۱۳۹۶). برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تأکید بر تولید صیانتی براساس الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO). *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، بهار ۱۳۹۶، سال ششم، شماره ۲۲، صفحات ۱۰۸-۷۵.

صابری، علی؛ تکلیف، عاطفه؛ خورسندی، مهدی و طاهری‌فرد، علی. (۱۳۹۶). بررسی اثر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت و عایدی طرفین قرارداد مشارکت در تولید. *فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، زمستان ۱۳۹۶، سال سوم، شماره ۹، صفحات ۱۱۲-۷۵.

صاحب‌هنر، حامد. (۱۳۹۶). تحلیل مقایسه‌ای مسیر بهینه تولید نفت در چارچوب قراردادهای نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) با استفاده از مدل پویای تصادفی. *رساله دکتری*، دانشگاه فردوسی مشهد.

طاهری‌فرد، علی. (۱۳۹۳). بهینه‌سازی پویای تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قرارداد بیع متقابل. *رساله دکتری*، دانشگاه فردوسی مشهد.

عسگری، محمدمهدی؛ شیریجیان، محمد و طاهری‌فرد، علی. (۱۳۹۴). تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران. *فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی*، پاییز ۱۳۹۴، سال پانزدهم، شماره ۵۸، صفحات ۱۵۸-۱۱۱.

قربانی پاشاکلایی، وحید؛ خورسندی، مرتضی؛ محمدی، تیمور؛ خالقی، شهلا؛ شاکری، عباس و ابطحی‌فروشانی، سیدتقی. (۱۳۹۳). الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه ـ مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، زمستان ۱۳۹۳، سال چهارم، شماره ۱۹، صفحات ۲۲۰-۱۳.

کهن هوش‌نژاد، روح اله؛ منظور، داوود و امانی، مسعود. (۱۳۹۷). تحلیل مقایسه‌ای رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) مطالعه موردی میدان آزادگان. *فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی*، بهار ۱۳۹۷، سال بیست و ششم، شماره ۱۸، صفحات ۲۱۸-۸۵.

محمدی، تیمور و معتمدی، منیره. (۱۳۸۹). بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی. *پژوهشنامه اقتصادی*، سال دهم، شماره ۷، پاییز.

محمودی، وحید؛ ابراهیمی، سید نصراله و قاسمی، صادق. (۱۳۹۸). مقایسه مسیر بهینه تولید شرکت‌های بین‌المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چارچوب قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) با تأکید بر تولید صیانتی به مطالعه موردی میدان نفتی درود. *فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، زمستان ۱۳۹۸، سال پنجم، شماره ۱۷، صفحات ۶۶-۳۳.

References

Asgari, M. M., Shirijian, M., and Taheri Fard, A. (2014), structural analysis comparing the optimal levels of investment and oil production in upstream buy back, production sharing and Iran petroleum contracts, Quarterly Economic Research, autumn 2014 , 15th year, No 58, 111-158. [in Persian]

Bellman, R. (1957). Dynamic programming. Princeton*: Princeton University Press*.

Bindemann, K. (1999). Production-sharing agreements: An economic analysis. *Oxford Institute for Energy Studies WPM 25*. Retrieved May 1, 2016.

Daniel, P., Goldsworthy, B., Maliszewski, W., Puyo, D. M. and Watson, A. (2008). Evaluating fiscal regimes for resource projects: an example from oil development. *In IMF Conference on Taxing Natural Resources*.

Derakhshan, M. (2013), oil contracts from the perspective of maintenance production and increased harvest: the approach of resistance economy, bi-quarterly journal of Islamic economic studies, 6th year, No 2, autumn 12, spring and summer, pp. 52-7. [in Persian]

Dibawand, H., Taheri Fard, A., Faridzad, A., Taklif, A. and Bahrul Uloom, M. M. (2017), Comparison of the financial dimensions of Iran's new oil contracts (IPC) and buy back: a case study of phases 4 and 5 of the gas field. South Pars, Iran Energy Economy Research Journal, Spring 2017, 7th year, No 26, 51-77. [in Persian]

Dongkun. Luo & Zhao Xu (2013). Modeling optimal oil production paths under risk service contracts. *China Univercity of Petroleum (Bijing) and Springer*. Verlag Berlin Heidelberg.

Emami Meybodi, A., Arbab, H. and Alikhani, F. (2017), Modeling the optimal technical-economic scenario of gas production in selected phases of the South Pars gas field using dynamic planning method, Quarterly Journal of Policy and Planning Energy Research, Autumn 2017, 4th year, No 12, 76-47. [in Persian]

Emami Meybodi, A., Hosseini, S. M., Ebrahimi, M., Suri, A. and Haji Mirzaei, S. M. A.(1395). Investigating the optimal path of economic extraction of oil reservoirs using buy back service contracts - a case study of one of Oil Fields of Southwest Iran, Quarterly Journal of Economic Research and Policies, Spring 2015, 24th Year, No 77, 63-94. [in Persian]

Energy Information Administration (EIA). *Annual Energy Outlook*, 2021, www.eia.gov /outlooks/aeo/data.

Feng, Z. et al (2014). On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buyback Contracts. *Energy Economics*, Vol. 42, pp. 395-402.

Feng, Z., Zhang, S.-B. and Gao, Y. (2014). On oil investment and production: A comparison of production sharing contracts and buyback contracts. *Energy Economics*, Vol.42, pp.395-402.

Gao, W., Hartley, P.R. and Sickles, R.C. (2009). Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia. *Empirical Economics*, 37 (1), pp.153-184.

Ghandi, A. and Lin Lawell, C.-Y.C. (2017). On the rate of return and risk factors to international oil companies in Iran's buy-back service contracts. *Energy Policy*, Vol.103, pp.16-19.

Ghandi, A. and Lin Lawell, C.-Y.C. (2019). On the Economic Efficiency of Oil Production Contracts: A Dynamic Model of the Rumaila Oil Field in Iraq. *Working paper*.

Ghandi, A. and Lin, C.-Y.C. (2012). Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz. *Energy Policy*, Vol. 42, pp.181-190.

Ghandi, A. and Lin, C.-Y.C. (2014). Oil and gas service contracts around the world: A review. *Energy Strategy Reviews*, Vol.3, pp.63-71.

Ghorbani Pashakalai, V., Khorsandi, M., Mohammadi, T., Khaleghi, S., Shakri, A. and Abtahi Forushani, S. T. (2013), the model of optimal extraction of oil fields in the framework of the optimal control model - a case study of one of the oil fields Iran , Iran Energy Economy Research Journal, Winter 2013, 4th year, No 13, 191-220. [in Persian]

Haji Mirzaei, S. M. A., Meybodi, A. E., Ebrahimi, M., Suri, A. and Pashakalai, V. G. (2015), the optimal path of extraction from oil reservoirs despite the use of a buy back contract framework (a case study of one of the oil fields in Current extraction of Iran in the Persian Gulf), Economic Modeling Research Quarterly, summer 2015, No 24. [in Persian]

Hoshnejad, R. K., Manzoor, D. and Amani, M. (2017), Comparative analysis of the financial regime of buy back contracts and Iran petroleum contract (IPC) case study of Azadegan field, Quarterly Economic Research and Policy, spring 2017, 26th year, No 85, 189-218. [in Persian]

Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39 (2), pp.137-175.

Khorsandi, M., Takif, A., Faridzad, A., Taherifard, A. and Saberi, A. (2017), Calculation of the optimal path of oil extraction in the production sharing contract and its comparison with the production under the buy back contract, , Iran Energy Economy Research Journal, summer 2017, 7th year, No 27, pages 31-75. [in Persian]

Leighty, Wayneand; C. Y. Cynthia Lin (2012). Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska. *Energy Policy*, Vol.41, pp. 759-774.

Lin Lawell, C.-Y.C. (2019). Market power in the world oil market: Evidence for an OPEC Cartel and an oligopolistic non-OPEC fringe. *Working paper*, Cornell University.

Lin, C.-Y.C. (2009). Insights from a simple Hotelling model of the world oil market. *Natural Resources Research*, 18 (1), 19-28.

Lin, C.-Y.C. and Wagner, G. (2007). Steady-state growth in a Hotelling model of resource extraction. *Journal of Environmental Economics and Management*, 54 (1), pp.68-83.

Lin, C.-Y.C., Meng, H., Ngai, T.Y., Oscherov, V. and Zhu, Y.H. (2009). Hotelling revisited: Oil prices and endogenous technological progress. *Natural Resources Research*, 18 (1), pp. 29- 38.

Mahmoudi, V., Ebrahimi, S. N. and Ghasemi, S. (2018), Comparison of the optimal production path of international oil companies and National Oil Company in the framework of new Iranian petroleum contracts (IPC) with an emphasis on maintenance production as a case study, Durood Oil Field, Quarterly Journal of Policy and Planning Energy Research, Winter 2018, 5th year, No 17, Pages 66-33. [in Persian]

Marcel, V. and Mitchell, J. (2006). Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East. Washington, *DC: Brookings Institution Press.*

Mohammadi, T. and Motamedi, M. (1389). Dynamic optimization of oil production in Iran, a case study of Haftgol oil field with emphasis on maintenance production, Economic Research Journal,10th year, No 7, autumn. [in Persian]

Pindyck, R.S. (1978). The optimal exploration and production of nonrenewable resources. *Journal of Political Economy*, 86 (5), pp.841-861.

Pindyck, R.S. (1980). Uncertainty and exhaustible resource markets. *Journal of Political Economy*, 88 (6), pp.1203-1225.

Posner, R. A. (2014). Economic analysis of law. Wolters Kluwer Law & Business. *Aspen Publishers*, 6th edition, New York, p.15.

Saberi, A., Taklif, A., Khorsandi, M. and Taheri fard, A. (2016), studying the effect of the annual repayment ratio of capital expenditures on the optimal path of oil production and the income of the parties to the production sharing contract, Journal of Policy and Planning Energy Research, winter 2016, third year, No 9, pages 112-75. [in Persian]

Sahib Honar, H. (2016), comparative analysis of the optimal path of oil production in the framework of Iran's petroleum contracts (IPC) and production sharing contracts (PSC) using a stochastic dynamic model, PhD thesis, Ferdowsi University of Mashhad. [in Persian]

Shiravi, A. and Ebrahimi, S.N. (2006). Exploration and development of Iran's oilfields through buyback. *Natural Resources Forum*, 30 (3), pp.199-206.

Shokri, P., Faridzad, A., Taklif, A. and Dehghani, T. (2016), Estimation of the optimal production path of South Azadegan oil field with an emphasis on maintenance production based on the evolutionary algorithm of particle swarm optimization (PSO), Iran Energy Economics Research Journal, spring 2016, sixth year, No 22, 75-108. [in Persian]

Smith, J.L. (2014). A parsimonious model of tax avoidance and distortions in petroleum exploration and development. *Energy Economics*, Vol.43, pp.140-157.

Soleimani M. and Tavakolian M. (2017). Comparative Financial Analysis of IPC, the New Iran`s Oil Fields Development and Production Enhancement Framework IPC vs. Buyback Contracts, Society of Petroleum Engineers, *SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation in Kuala Lumpur Malaysia*, 7-8 November 2017.

Taheri Fard, A. (2014), Dynamic optimization of crude oil production in a stochastic model and its comparison with oil production in the framework of buy back contract, PhD thesis, Ferdowsi University of Mashhad. [in Persian]

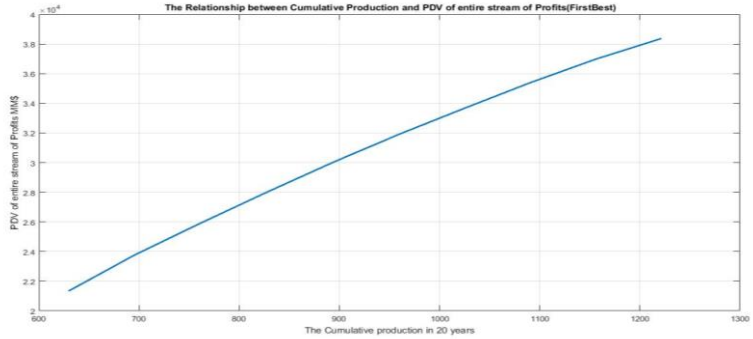
Van Groenendaal, W.J.H. and Mazraati, M. (2006). A critical review of Iran's buyback contracts. *Energy Policy*, 34 (18), pp.3709-3718.

Zolnoor, S. H. and Matin, S. (2015), Optimizing Iran's oil production path: an optimal control model of dynamic planning, Scientific-Research Quarterly of Planning and Budgeting, Winter 2015, 20th year, No 4, Page 107-136. [in Persian]

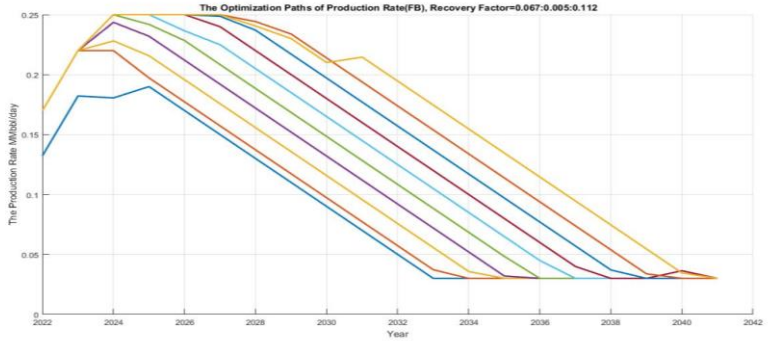
ضمیمه نتایج مدل‌سازی سیناریوهای مختلف

۱. نتایج مدل‌سازی حالت خنثی

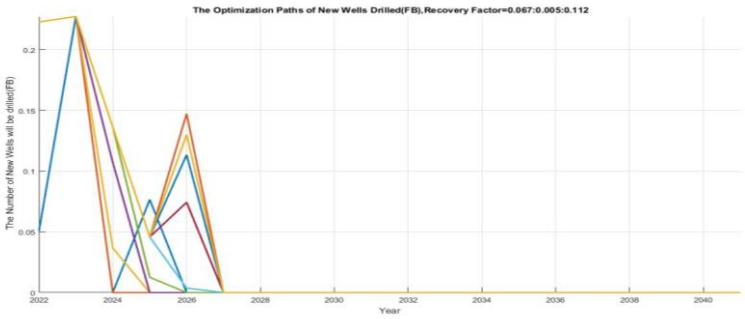
نمودار (۱-۱) رابطه مجموع ارزش حال سود نسبت به میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود



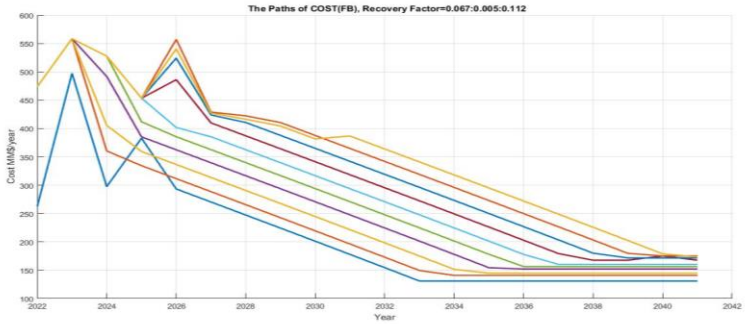
نمودار (۲-۱) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت



نمودار (۳-۱) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت



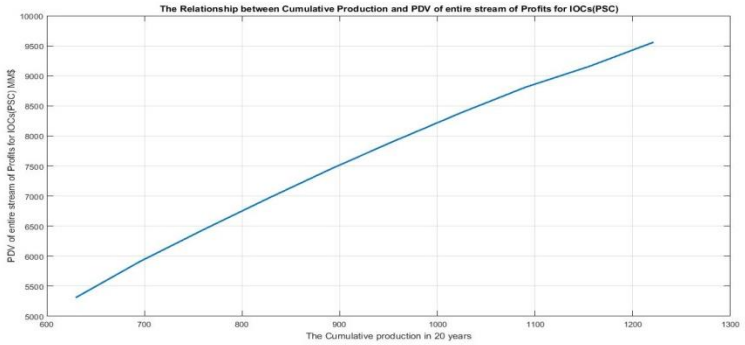
نمودار (٤-١) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران



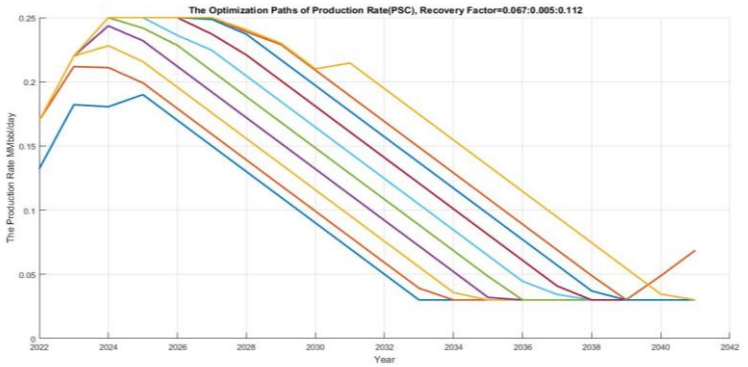
منبع: یافته‌های پژوهش

۲. نتایج مدل‌سازی براساس قیود قرارداد مشارکت در تولید

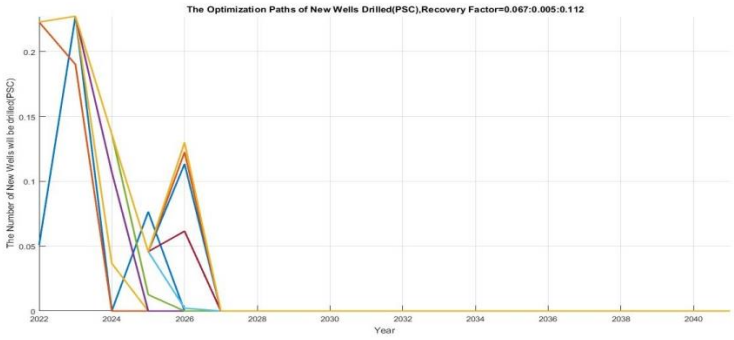
نمودار(۱-۲) رابطه بین مجموع درآمد خالص حال شرکت بین‌المللی (پیمانکار) و میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود



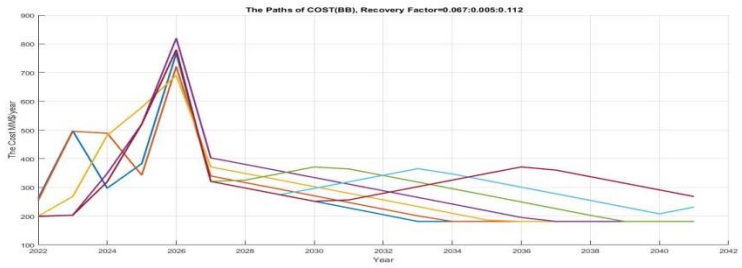
نمودار(۲-۲) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت



نمودار (۳-۲) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت



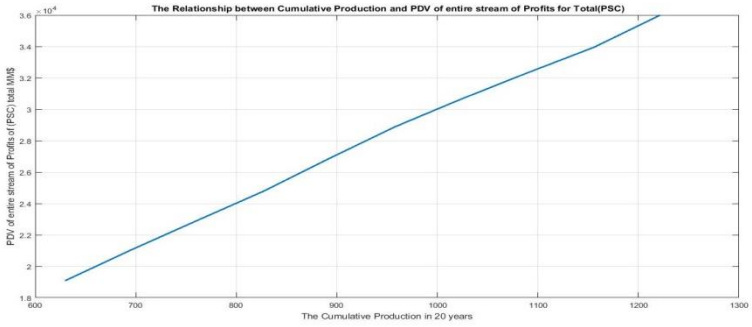
نمودار (٤-۲) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران



منبع: یافته‌های پژوهش

اما مجموع ارزش حال سود کلی (شامل پیمانکار و شرکت ملی نفت) در نمودار (۲-۵) بیان می‌شود.

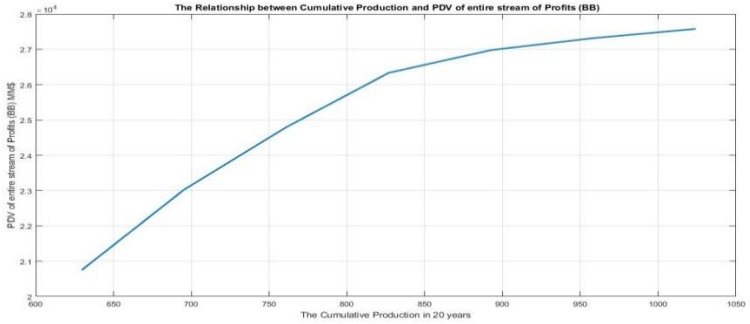
نمودار (۵-۲) مجموع ارزش حال سود کلی قرارداد مشارکت در تولید نسبت به میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود



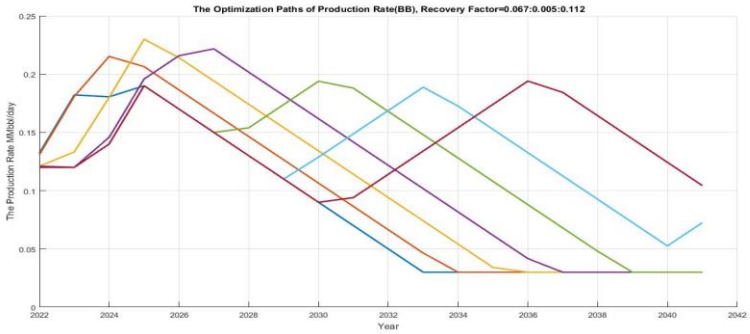
۳. نتایج مدل‌سازی براساس قیود قرارداد بیع‌متقابل

۳-۱. نتایج بهینه‌یابی پویا در مدل قرارداد بیع متقابل در حالت $\bar{c} = 3000MM\$$ و مجموع تعداد چاه ها ۸٤

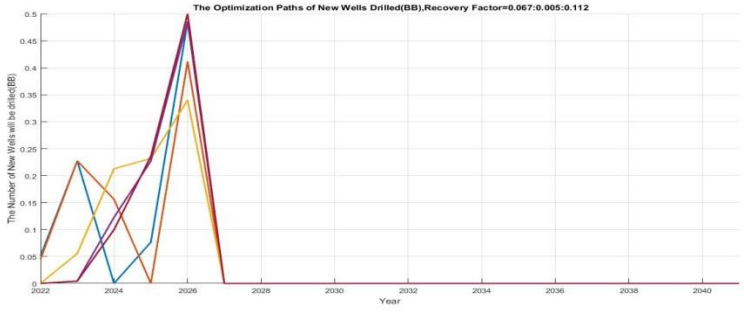
نمودار (۱-۱-۳) رابطه مجموع ارزش حال سود نسبت به میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود



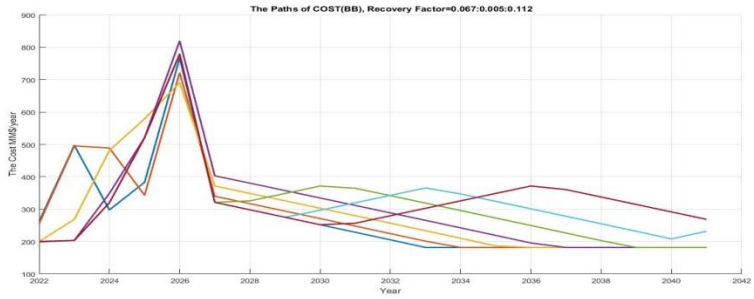
نمودار (۲-۱-۳) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت ٦/۷ درصد تا ۹/۷ درصد با فاصله ۰/۵ درصد



نمودار (۳-۱-۳) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت ٦/۷ درصد تا ۹/۷ درصد با فاصله ۰/۵ درصد



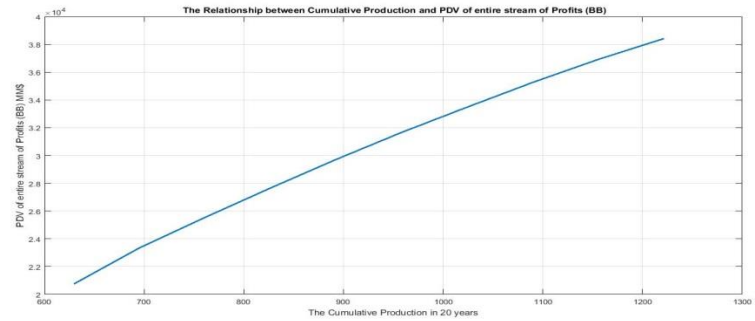
نمودار(٤-١-٣) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران



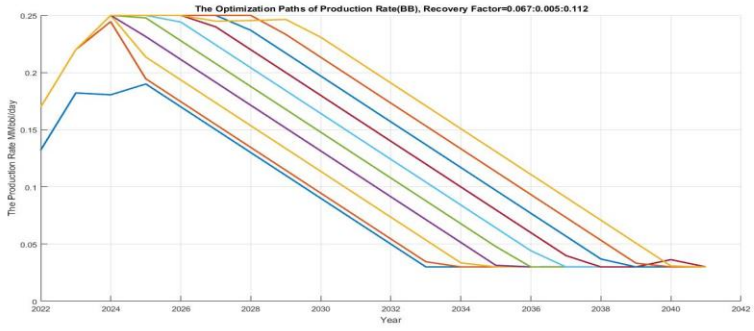
منبع: یافته‌های پژوهش[۱]

۲-۳. نتایج بهینه‌یابی پویا در مدل قرارداد بیع متقابل در حالت $\bar{c} = 4000MM\$$ و مجموع تعداد چاه‌ها ٨٤

نمودار (۱-۲-۳) رابطه مجموع ارزش حال سود نسبت به میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود

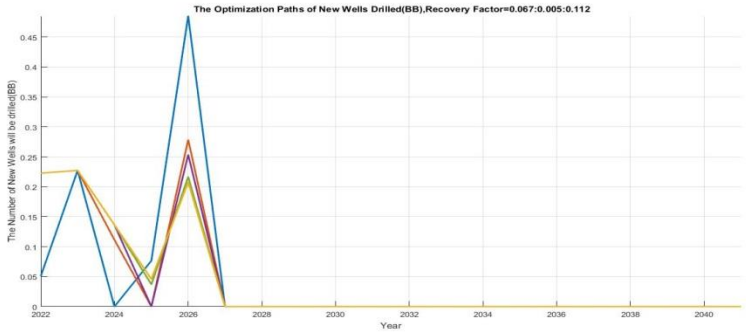


نمودار(۲-۲-۳) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت

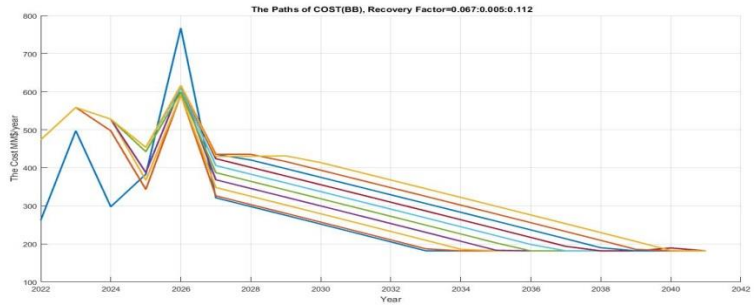


۱. مسئله بهینه‌یابی در سناریوهای ضریب بازیافت ۱۰/۲، ۱۰/۷ و ۱۱/۲ درصد حل نخواهد شد.

نمودار (۳-۲-۳) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت



نمودار (٤-۲-۳) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران

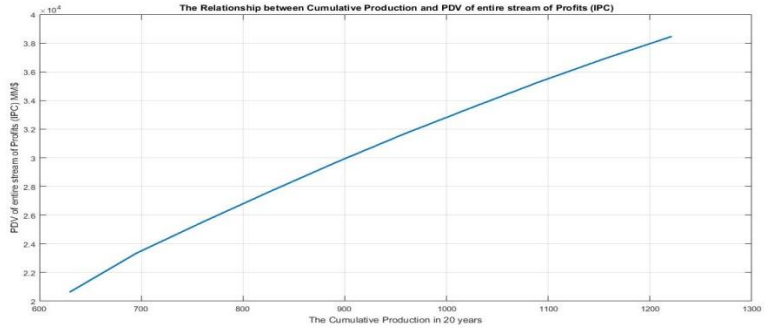


منبع: یافته‌های پژوهش

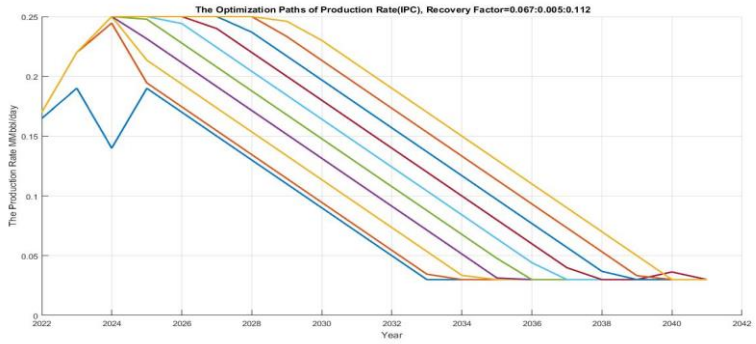
٤. نتایج مدل‌سازی حالت قرارداد نفتی ایران

٤-١. نتایج بهینه‌یابی پویا در مدل قرارداد نفتی ایران در حالت $\underline{c}$ = 3000MM$ و مجموع تعداد چاه‌ها ٨٤

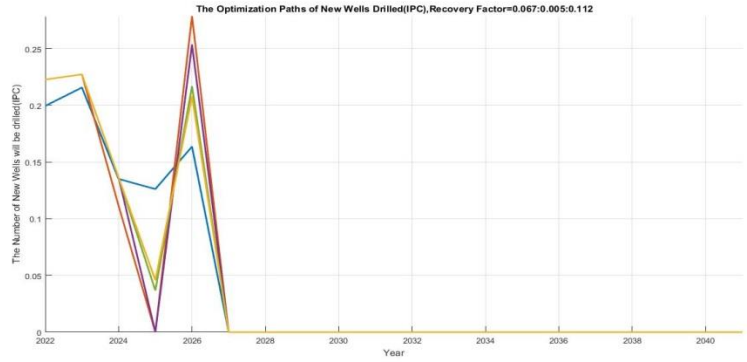
نمودار (١-١-٤) رابطه مجموع ارزش حال سود با میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود



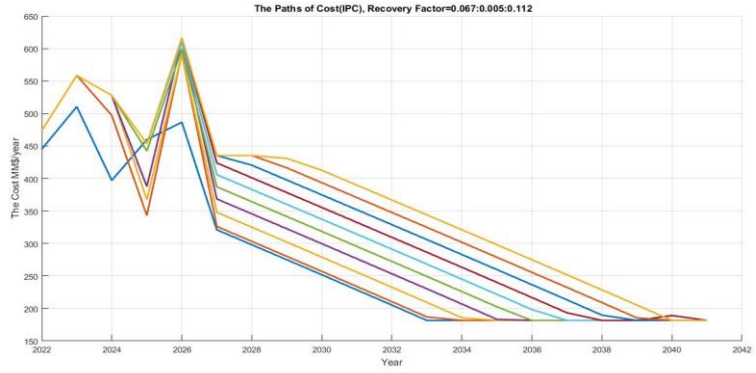
نمودار (۲-۱-٤) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت



نمودار (۳-۱-٤) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت



نمودار(٤-۱-٤) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران

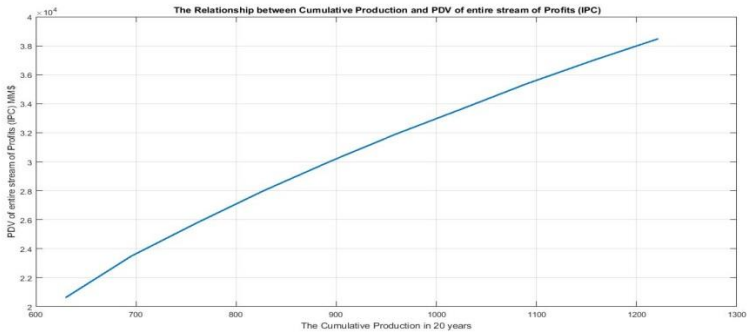


منبع: یافته‌های پژوهش

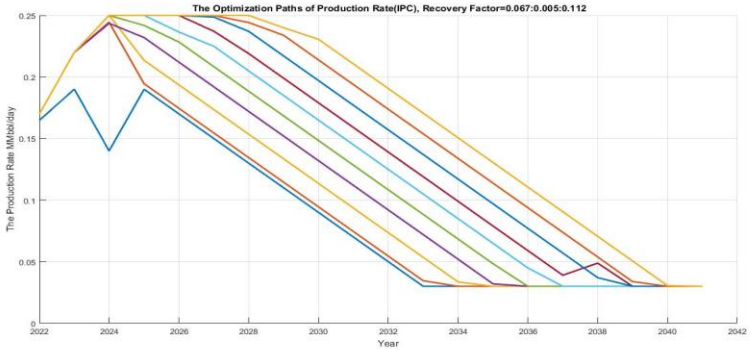
۲-٤. نتایج بهینه‌یابی پویا در مدل قرارداد نفتی ایران در حالت $\underline{c} = 3000MM\$$

نتایج مدل‌سازی این حالت در جدول زیر بیان می‌شود.

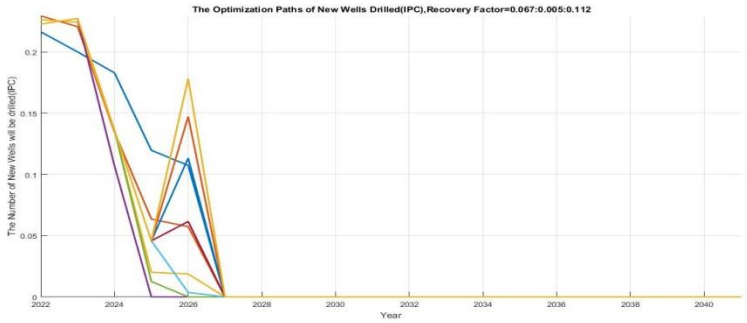
نمودار (۱-۲-٤) رابطه مجموع ارزش حال سود نسبت به میزان نفت انباشته که در ۲۰ سال تولید می‌شود



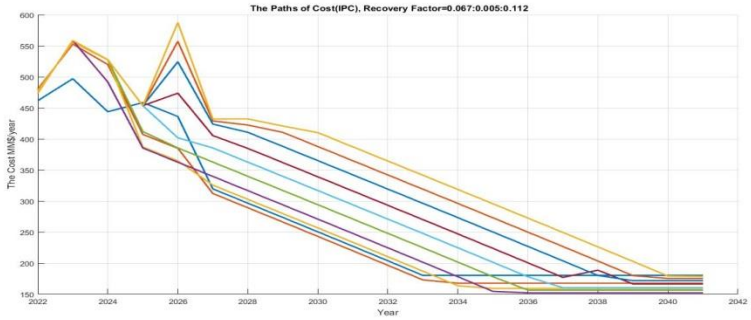
نمودار (۲-۲-٤) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت



نمودار (۳-۲-٤) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت



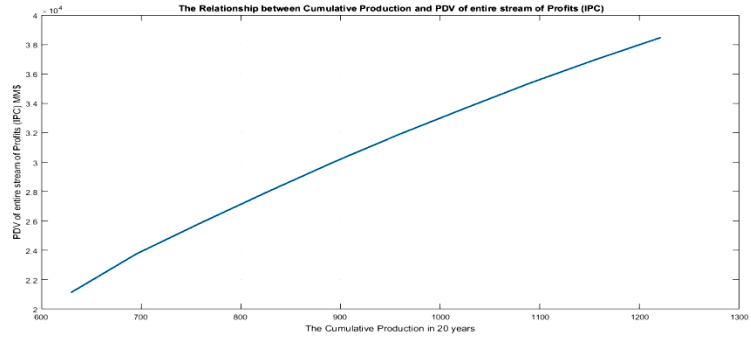
نمودار (٤-٢-٤) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران



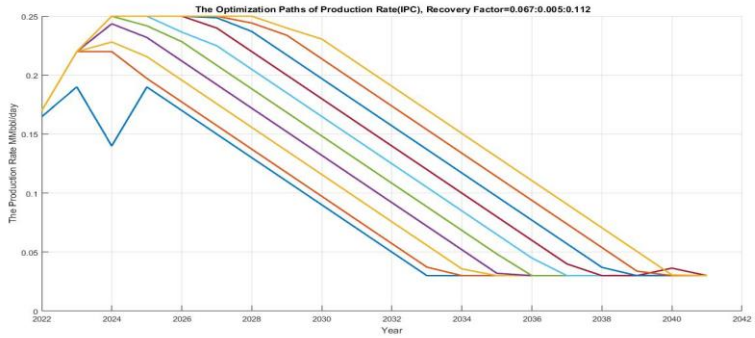
منبع: یافته‌های پژوهش

٤-٣. نتایج بهینه‌یابی پویا در مدل قرارداد نفتی ایران در حالت $\underline{c} = 2500MM\$$

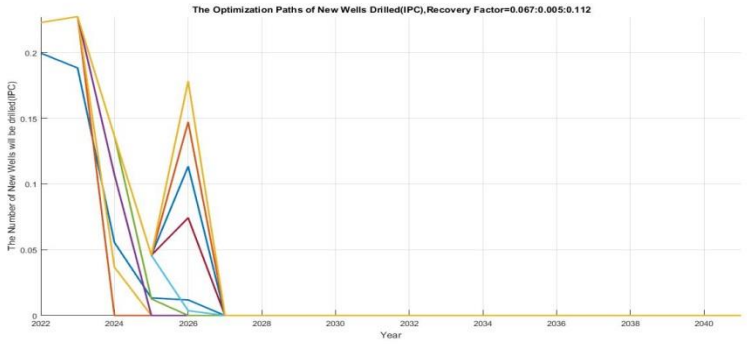
نمودار (١-٣-٤) رابطه مجموع ارزش حال سود نسبت به میزان نفت انباشته که در ٢٠ سال تولید می‌شود



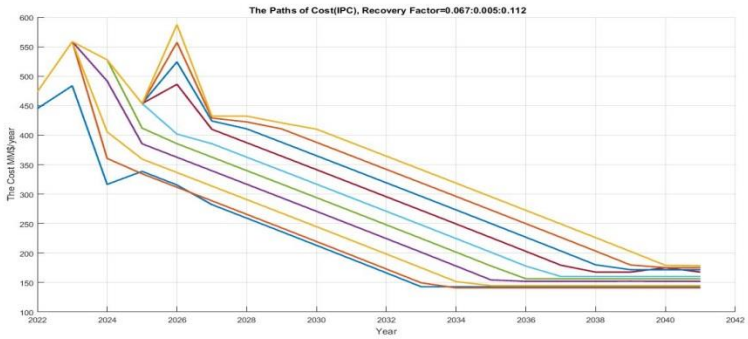
نمودار (٢-٣-٤) مسیر بهینه تولید در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت



نمودار (۳-۳-٤) مسیر بهینه حفاری چاه‌ها در حالت ضریب بازیافت



نمودار(٤-۳-٤) مسیر هزینه میدان در حالت‌های مختلف ضریب بازیافت براساس مدل کائو و همکاران



منبع: یافته‌های پژوهش

استناد به این مقاله: الجمعه، خالد، محمدی، تیمور، تکلیف، عاطفه، دهقانی، تورج. (۱۴۰۰). تأثیر قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران IPC بر مسیر بهینه تولید و حفاری میدان یادآوران: رویکرد بهینه‌یابی پویا، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۴۱ (۱۱)، ۸۵-۱۳۱.

Iranian Energy Economics is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License.