-- Iranian Energy Economics------
Fall 2023, 48 (12), 57-84
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2023.73770.2009

ATU PRESS

Original Research
Received: 9/May/2023
Accepted: 2/July/2023
ISSN: 2423-5954
eISSN: 2476-6437

Providing the Optimal Production Path from Oil Fields Considering Economic, Technical, and Environmental Dimensions

Samaneh Khaksar Astaneh — Ph.D. Student, Department of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

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

Hamid Amadeh — Associate Professor, Department of Economics, Allameh Tabataba'i University, Tehran, Iran

Abstract

Nowadays, due to the limitation of fossil fuels, the topic of their optimal use has been given more attention than before. In the upstream literature of the oil and gas economy, the word synonymous with this topic is reservoir management. This study selected one of the oil fields of the Iranian Offshore Oil Company (IOOC). In the first step, by using field data, the cost function of the field is estimated by considering the environmental costs and secondary recycling costs, and in the next step, the discounted profit of the field during its life under three discount rate scenarios, and it is maximized by dynamic programming method. The results of the bell curve study confirmed the production during the life of the field. Also, in the scenario of the discount rate of 5%, the harvest results from the field have been more balanced, and with the increase of the discount rate to 10 and then 20%, more harvest has been achieved in the first years of production and less harvest in the final years of production.

Keywords: Reservoir Management, Dynamic Optimization, Oil Field, Secondary Recycling, Flaring

JEL Classification: Q13 , Q42 , P28 , P48

* Corresponding Author: atmahamadi@gmail.com
How to Cite: Khaksar Astaneh, S., Mohammadi, T., Amadeh, H (2023). Providing the optimal production path from oil fields considering economic, technical and environmental dimensions. Iranian Energy Economics, 47 (12), 57-84.

-- پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ---------
دوره ۱۲، شماره ۴۸، پاییز ۱۴۰۲، ۵۷-۸۴
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2023.73770.2009

مقاله پژوهشی
تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۲/۱۹
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۴/۱۱
ISSN: ۲۴۲۳-۵۹۵۴
eISSN: ۲۴۷۶-۶۴۳۷

ارائه مسیر بهینه تولید از میادین نفتی با در نظر گرفتن ابعاد اقتصادی، فنی و زیست‌محیطی[۱]

سمانه خاکسار آستانه | دانشجوی دکتری رشته اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران
تیمور محمدی * | استاد، گروه اقتصاد نظری، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران
حمید آماده | دانشیار، گروه اقتصاد انرژی،کشاورزی و محیط زیست، دانشگاه علامه طباطبائی، تهران، ایران

چکیده

امروزه به دلیل محدودیت در سوخت‌های فسیلی موضوع استفاده بهینه از آنها بیش از پیش مورد توجه قرار گرفته است. در ادبیات بالادستی اقتصاد نفت و گاز واژه مترادف با این موضوع، مدیریت مخزن بوده که هدف آن بهینه‌سازی اقتصادی برداشت نفت و گاز با بهره‌گیری از عناصر مهندسی نفت، زمین‌شناسی، ابزارهای مدیریت و اقتصاد می‌باشد. در این مطالعه یکی از میادین نفتی شرکت نفت فلات قاره مورد بررسی قرار گرفته است. در گام اول با استفاده از داده‌های میدان نسبت به برآورد تابع هزینه میدان با در نظر گرفتن هزینه‌های زیست‌محیطی و هزینه‌های بازیافت ثانویه اقدام و در گام بعد سود تنزیل شده میدان در طول عمر آن تحت سه سناریو نرخ تنزیل و به روش برنامه‌ریزی پویا حداکثر شده است. نتایج مطالعه منحنی زنگی شکل تولید در طول عمر میدان را مورد تأیید قرار داد. همچنین در سناریو نرخ تنزیل ۵درصد نتایج برداشت از میدان متوازن‌تر بوده است و با افزایش نرخ تنزیل به سمت ۱۰ و سپس ۲۰درصد برداشت بیشتر در سال‌های اول تولید و برداشت کمتر در سال‌های پایانی تولید رقم خورده است. نتایج مقایسه خروجی مسیر بهینه و واقعیت میدان حاکی از این موضوع می‌باشد که شرکت پیمانکار در سال‌های ابتدایی دوره به واسطه نوع قرارداد پیمانکار که اجازه برداشت ۶۰درصد از تولید را تا ۷ سال به ازای جبران هزینه‌ها به او می‌دهد، با شیب بسیاری برداشت نموده که با هیچ‌یک از سناریوها قابلیت مطابقت و توضیح ندارد.

کلیدواژه‌ها: مدیریت مخزن، بهینه‌یابی پویا، میدان نفتی، بازیافت ثانویه، گازهای همراه نفت

طبقه‌بندی JEL: P48 , P28 , Q42 , Q13

---

۱. مقاله حاضر برگرفته از رساله دکتری رشته اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبایی است.

* نویسنده مسئول: atmahamadi@gmail.com

۱. مقدمه

براساس آمار منتشر شده توسط «بی پی»[1] در سال ۲۰۲۱، ایران با ۱۵۷/۲ هزار میلیون بشکه ذخیره اثبات شده نفت بعد از کشورهای ونزوئلا، عربستان سعودی و کانادا در جایگاه چهارمین دارنده این منبع ارزشمند انرژی قرار دارد. از طرفی براساس پیش‌بینی‌های صورت گرفته توسط بانک جهانی، ذخایر نفتی کشور ایران حداکثر تا ۱۵۵ سال آینده به پایان خواهد رسید. این آمارها نشان می‌دهد هرچند کشور ایران در زمره دارندگان منابع غنی انرژی است ولی این منابع پایان‌پذیر بوده و سرانجام به اتمام خواهد رسید. بنابراین لزوم مدیریت صحیح در استخراج و انجام اقدامات لازم برای بهره‌برداری بهینه از این منابع به‌گونه‌ای که منافع نسل‌های کنونی و آینده حفظ شود، حیاتی است.

امروزه انرژی و بالاخص انرژی‌های پایان‌پذیر یا سوخت‌های فسیلی، به عنوان یک نهاده مهم در تولید، عامل مهمی در رشد و توسعه کشورها شناخته شده است. بنابراین انرژی‌های فسیلی به عنوان یک نهاده محدود در رشد و تولید بایستی از طریق برنامه‌ریزی مدیریت شود. برای این منظور در علم اقتصاد انرژی و به‌ویژه اقتصاد نفت و گاز در صنایع بالادستی نفت از واژه مدیریت مخزن استفاده می‌شود.

مدیریت مخزن «به‌کارگیری صحیح و منطقی ابزارهای متعدد و در دسترس، برای به حداکثر رساندن سود حاصل از مخزن» تعریف می‌گردد. همچنین به صورت تفضیلی‌تر می‌توان مدیریت مخزن را یک دانش عملی دانست که در آن سعی می‌شود با بهره‌گیری از عناصر مهندسی نفت و زمین‌شناسی و ابزارهای مدیریتی، رفتار نفت و گاز طبیعی را در سازندهای زیرزمینی پیش‌بینی و درنتیجه مؤثرترین روش اقتصادی برای تولید از مخزن را تعیین کرد. اساساً مدیریت صحیح مخزن بر استفاده شایسته و بجا از منابع در دسترس (منابع انسانی، مالی و تکنولوژی) در جهت به حداکثر رساندن سود/ شناخت سوددهی مخزن، با بهینه‌سازی تولید و به حداقل رساندن سرمایه ثابت و هزینه‌های عملیاتی تکیه دارد.

با توجه به این تعریف می‌توان کسب سود از یک مخزن را با بی‌برنامگی به شانس واگذار کرد و باعث افت فشار مخزن و ... شد و یا در نقطه مقابل آن با بهینه‌سازی تولید از طریق اعمال مدیریت صحیح، سوددهی مخزن را برای نسل‌های کنونی و آینده به حداکثر رساند. مدیریت مخزن اهداف متعددی مانند افزایش تولید نفت و گاز، افزایش بازیافت،

1. British Petroleum (BP)

کاهش ریسک و کاهش هزینه‌های تولید را نیز دنبال می‌کند ولی هدف اصلی مدیریت مخزن، بهینه‌سازی اقتصادی برداشت نفت و گاز است (عمادی و قبادی، ۱۳۹۲).

مدیریت موفق مخزن نیازمند همکاری و تلاش گروهی است. مدیریت مخزن با مهندسی مخزن و زمین‌شناسی مخزن مترادف نیست و موفقیتش نیازمند تلاش گروهی چند رشته‌ای و یکپارچه است. بنابراین به منظور دستیابی به حداکثر منافع حاصل از یک مخزن، مدیریت درست و موفق مخزن با در نظر گرفتن همه جوانب و به‌وسیله تیم مخزن امری اجتناب‌ناپذیر است.

در راستای دستیابی به هدف مقاله که ارائه مسیر بهینه تولید از میدان نفتی مورد مطالعه است، بعد از مقدمه در بخش دوم مبانی نظری و پیشینه پژوهش ارائه و سپس در ادامه به معرفی روش پژوهش پرداخته می‌شود. در بخش چهارم مدلسازی و یافته‌های تحقیق ارائه و در نهایت بحث و نتیجه‌گیری در بخش پنجم صورت می‌پذیرد.

۲. مبانی نظری و پیشینه پژوهش

گری[1] (۱۹۱۴)، اولین فردی بوده که تشخیص داد که رفتار بهینه منابع تمام شدنی با سایر کالاها باید متفاوت باشد. لذا قیمت منابع فوق نباید تنها نشان‌دهنده هزینه استخراج آنها باشد زیرا منابع فوق تمام شدنی بوده و دارای بعد مهمی تحت عنوان هزینه فرصت می‌باشند که قیمت بهینه برای این منابع می‌بایست انعکاس‌دهنده هزینه فرصت استفاده از منابع فوق نیز باشد. در ادامه، هتلینگ[2] (۱۹۳۱) موضوع فوق را با استفاده از ریاضیات بررسی و شرایط برداشت بهینه منابع تمام شدنی را فرموله نمود. مدل پایه هتلینگ در پاسخ به تفکرات رایج اقتصادی در مورد اینکه نظام اقتصاد بازار منجر به استخراج بی‌رویه از منابع طبیعی خواهد شد نگاشته شده است. (لیورنو[3]، ۱۹۸۷). در مدل هتلینگ فرض بر رقابتی بودن بازار بوده است علاوه بر آن فرض نموده که تولیدکنندگان متعددی در بازار گیرنده قیمت بوده و توانایی تأثیر بر قیمت بازار را ندارند. همچنین فرض شده که تولیدکنندگان نسبت به هزینه‌های تولید نیز آگاهی کامل دارند. تحت فروض فوق، تولیدکننده به دنبال حداکثرسازی ارزش تنزیل شده درآمدهای خود می‌باشد. در مسیر بهینه برداشت در نظریه

1. Gary
2. Hotelling
3. Livernoeis

هتلینگ، تفاضل قیمت‌ها از هزینه نهایی می‌بایست به اندازه نرخ بهره رایج افزایش یابد. (آیرس و آیرس[1]، ۲۰۰۲).

گائودنت[2]، (۲۰۰۷)، لیبرنو[3] (۲۰۰۹) و اسلید و تیل[4] (۲۰۰۹) در مطالعات خود عنوان کردند که قانون هتلینگ به خودی خود برای منابع معدنی معتبر نیست و با یک بررسی دقیق‌تر مشخص می‌شود که مدل هتلینگ تعریف منبع پایان‌پذیر را منعکس می‌کند. بنابراین یک محدودیت زمین‌شناسی تحت عنوان نرخ بسیار پایین بازآفرینی منابع معدنی را مطرح کرده و این محدودیت را عامل اصلی شکل‌گیری قیمت آنها دانستند.

در دهه ۱۹۷۰ تمرکز بر پایان‌پذیری زیر سؤال رفت و عنوان شد که هزینه استخراج مواد معدنی مانند آنچه در مدل پایه بیان شده است، ثابت نمی‌باشد. به عبارت دیگر تفاوت بین معادن مختلف، عمق آنها، فاصله تا مراکز تقاضا و ... منجر به هزینه‌های مختلف تولید می‌شود. این بدان معنی است که منابع معدنی را می‌توان به درجات مختلف تقسیم کرد. تغییر در هزینه بین درجات در درجه اول به دلایل زمین‌شناسی مربوط است که این موضوع نیز به نوبه خود به فرآیند تشکیل طبیعی آنها ارتباط دارد.

لیهاری و لیویتان[5] (۱۹۷۷) عنوان کردند که هتلینگ فرض کرده بود که تولید در نقطه زمانی نهایی به صفر کاهش می‌یابد و تولیدکنندگان تا خستگی جسمی به استخراج ادامه می‌دهند. اگر این فرضیات را کمرنگ‌تر در نظر بگیریم، تولید نه به صفر بلکه تا حد بالاترین میزان سود در واحد استخراج کاهش می‌یابد. این درک در نهایت باعث تغییر نام رشته فرعی اقتصاد منابع اتمام‌پذیر به اقتصاد منابع تجدیدناپذیر شد. در این رویکرد همانطور که عنوان شد اهمیت بیشتری برای محدودیت‌های زمین‌شناسی مانند استخراج طبیعی منابع در انواع معادن و مخازن که منجر به درجه‌های مختلفی از هزینه‌های استخراج می‌شود، شد. محدودیت‌های زمین‌شناسی که لیهاری و لیویتان (۱۹۷۷) تحت عنوان اثر ذخیره مورد اشاره قرار دادند منجر به افزایش قیمت با سرعت کندتری نسبت به نرخ بهره می‌شود که این امر احتمال کاهش تولید در مراحل اولیه تولید را به دنبال خواهد داشت. این به معنای مسیرهای زنگوله‌ای شکل در تولید است که تولید ابتدا افزایش می‌یابد تا زمانی که به حداکثر برسد و

1. Ayres & Ayres
2. Gaudent
3. Livernois
4. Slade & Thille
5. Levhari & Liviatan

سپس کاهش می‌یابد تا به مقدار نهایی خود برسد. این مطلب در بند پایانی بخش هشتم مقاله هتلینگ در سال ۱۹۳۱ مورد اشاره قرار گرفته بود که از سال ۲۰۰۰ به بعد به یک واقعیت پذیرفته شده درخصوص منابع معدنی تبدیل شد. (اکولو ۲۰۱۵)

در سال ۲۰۰۸ شخصی به نام هلند[1] متوجه شد که اکثر قریب به اتفاق ادبیات مربوط به بهینه تولید نفت غیراقتصادی بوده زیرا در هنگام تجزیه و تحلیل سیاست‌ها، اثرات قیمت را نادیده گرفته‌اند. برای پرداختن به این موضوع هلند ۴ مدل اقتصادی ارائه داده است که این مدل‌ها در فهم فاکتورهای اقتصادی که به طور درون‌زا مسیرهای عرضه زنگوله‌ای شکل را تحت یک تعادل رقابتی شکل می‌دهد خلاصه شده است.

علاوه بر لیهاری و لیویتان (۱۹۷۷) مدل‌های دیگر عوامل پیچیده و پیچیده‌تری را در مدل پایه هتلینگ وارد کردند که آنها نیز منجر به مسیرهای تعادلی زنگوله‌ای شکل برای عرضه شدند. یک مسیر دیگر برای توضیح وقوع مسیرهای زنگی شکل در تعادل در دهه ۱۹۸۰ پیشنهاد شد. نیاز به سرمایه‌گذاری قبل از استخراج ابتدا توسط کرابه[2] (۱۹۸۲) و سپس توسط گوانت[3] (۱۹۸۳)، لویس[4] (۱۹۸۵)، لاسر[5] (۱۹۸۵)، لوزادا[6] (۱۹۹۳) و کرنز[7] (۱۹۹۸ و ۲۰۰۱) انجام شد. این رویکرد بر روی درجه بالایی از شدت سرمایه در فعالیت‌های معدنی متمرکز بود و نشان داد که چگونه نیاز به ظرفیت کاربردی می‌تواند مسیرهای زنگوله‌ای شکل ایجاد کند حتی اگر قیمت و هزینه‌های استخراج نهایی با گذشت زمان ثابت باشد. این رویکرد مدل پایه هتلینگ را گسترش داد.

در سال‌های اخیر ونیبل[8] (۲۰۱۴)، اکولو و همکاران[9] (۲۰۱۵) و اندرسون[10] (۲۰۱۸) توضیح دیگری از مسیرهای عرضه زنگوله‌ای شکل را ارائه دادند. رویکرد آنها با تمرکز بر نفت و گازطبیعی بود و یک محدودیت ظرفیت اصلاح شده با هدف انعکاس فشار کاهش یافته در مخازن را معرفی کرد. کاهش فشار باعث از بین رفتن ظرفیت عرضه می‌شود بدون

1. Holland
2. Crabbé
3. Gaudet
4. Lewis
5. Lassere
6. Lozada
7. Cairns
8. Venables
9. Okullo et al.
10. Anderson

اینکه ایجاد استهلاک فیزیکی تأسیسات را به‌دنبال داشته باشد. در نظر گرفتن این محدودیت به عنوان یک محدودیت سخت جالب توجه است چون نقش عوامل زمین‌شناسی را از سایر عوامل جدا می‌کند.

بررسی همه این مطالعات نشان می‌دهد نظریه هتلینگ در طول چند دهه اخیر بسیار کامل‌تر شده است. شایان ذکر است در این زمینه در داخل کشور در سال‌های اخیر مطالعاتی انجام گرفته است. امامی میبدی و همکاران (۱۳۹۷) در مطالعه‌ای به ارائه مسیر بهینه تولید گاز از یکی از بلوک‌های مخزنی میدان پارس جنوبی پرداختند. مهمترین نتیجه به دست آمده از این مطالعه، اهمیت پارامترهای اقتصادی همچون قیمت مورد پیش‌بینی برای گاز تولیدی و عامل تنزیل جریان درآمدی دولت، در تعیین مسیر بهینه تولید بوده است. مسیر بهینه تولید از میدان نفتی آزادگان جنوبی با استفاده از روش بهینه‌یابی فراابتکاری به نام الگوریتم ازدحام ذرات در مطالعه شکری و همکاران (۱۳۹۶)، صورت گرفته است. نتایج این مطالعه نشان داد که در صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت و تزریق گاز به طاقدیس سروک این میدان، همزمان با تولید از آن، در طول دوره شبیه‌سازی بیش از ۶ میلیارد بشکه نفت اضافی به حجم قابل استحصال میدان اضافه و تولید تجمعی میدان نیز از حدود ۱/۴ میلیارد بشکه براساس تولید برنامه‌ریزی شده کنونی به بیش از ۳ میلیارد بشکه براساس مسیر تولید بهینه پیشنهادی این مطالعه رسیده است. امامی میبدی و همکاران در مطالعه‌ای که در سال ۱۳۹۵ در خصوص استخراج مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با تمرکز بر قراردادهای خدماتی بیع متقابل انجام دادند، به این نتیجه رسیدند که مسیر بهینه تولید محاسبه شده در مدل با فرض قیمت‌های انتظاری بالا و نرخ تنزیل بالا، تنها در سال‌های اولیه عمر مخزن با مسیر تولیدی پیشنهادی در قرارداد، همخوانی دارد. ضمن اینکه عملکرد واقعی میدان، هم با مسیر بهینه حاصل از مدل و هم با برنامه تولیدی پیشنهادشده در قرارداد مطابقت ندارد.

حاجی‌میرزایی و همکاران (۱۳۹۵)، نیز به بررسی مسیر بهینه استخراج از مخازن نفتی در چارچوب قرارداد بیع متقابل پرداختند. نتایج این مطالعه نشان داد مسیر بهینه تولید محاسبه شده در مدل با فرض دو نرخ تنزیل حدی بالا (۲۰درصد) و پایین (۱درصد) با رفتار واقعی بهره‌بردار متفاوت است. تطابق پروفایل تولیدی پیشنهادی پیمانکار با مسیر بهینه تولید محاسبه شده در مدل در گزینه نرخ تنزیل بالا در سال‌های ابتدایی دوره، تأکیدکننده رفتار قابل انتظار از شرکت‌های بین‌المللی نفتی است اما عدم تطابق آن با عملکرد واقعی میدان،

گویای ناهمخوانی بین برنامه تولیدی مورد نظر پیمانکار با امکانات واقعی میدان است. علاوه بر مطالعات عنوان شده مطالعات (ذوالنور و متین، ۱۳۹۵)، (قربانی و همکاران، ۱۳۹۴)، (طاهری‌فرد و همکاران، ۱۳۹۳)، (احمدیان و ورهرامی، ۱۳۹۲) و (محمدی و معتمدی، ۱۳۸۸) نیز در این‌باره صورت گرفته است. بررسی‌ها نشان می‌دهد، بهینه‌یابی تولید از میادین نفتی سال‌هاست که مورد توجه پژوهشگران حوزه‌های مختلف من جمله حوزه‌های اقتصاد، مدیریت و ... بوده است، در صورتی که از حوزه‌های مهم در بهینه‌سازی مخازن، مسائل فنی و مسائل زیست‌محیطی می‌باشد. درواقع مدل‌های ارائه شده باید تصویر کاملی از واقعیت مخزن و میدان نفتی باشد، در صورتی که مدل‌های ارائه‌شده در مطالعات انجام شده یا ابعاد اقتصادی و یا ابعاد فنی را به‌صورت جداگانه مدنظر داشته و تنها از یک منظر به موضوع پرداخته‌اند و درنتیجه انعکاس‌دهنده دنیای واقعی نیستند. در سال‌های اخیر برخی مطالعات حوزه اقتصاد با وارد کردن روش‌های بهبود بازیافت نفت سعی در رفع این نقصان (مسائل فنی) داشته‌اند و درواقع با این مطالعات گام مهمی در مدیریت جامع‌تر مخزن برداشته شده است ولی این نیاز که این مدل‌ها بایستی روزبه‌روز تکمیل‌تر شده از طرف مدیران پژوهشی حوزه نفت احساس می‌شود.

در این راستا در این مطالعه تلاش شده است برای افزایش قابلیت اتکای مدل در تولید نفت، ابعاد اقتصادی، فنی و زیست‌محیطی که سه حوزه مهم در مدیریت مخزن شناخته شده است با هم در نظر گرفته شود و مسیر بهینه تولید با تعریف محدودیت‌های فنی، زیست‌محیطی و اقتصادی در کنار هم استخراج گردد.

۳. روش[1]

در این مطالعه به منظور ارائه الگوی بهینه تولید از یکی از میادین نفتی از تکنیک بهینه‌سازی پویا[2] که از تکنیک‌های نوین در مسائل تصمیم‌گیری می‌باشد استفاده شده است. در زیر به توضیح مختصری پیرامون برنامه‌ریزی پویا پرداخته می‌شود. برنامه‌ریزی ریاضی به دو شاخه مهم ایستا و پویا تقسیم می‌شود. به بیان ساده ورود متغیر زمان به مسئله و ایجاد یک مسیر زمانی بهینه در طی زمان به معنی ورود پویایی به مدل می‌باشد. در ادبیات برنامه‌ریزی پویا مسئله کنترل حالت کلی مسئله برنامه‌ریزی پویا است. بیان صوری مسئله کنترل به شرح زیر است:

1. method
2. Dynamic Optimization

۱. متغیر زمان: این متغیر را که به‌طور پیوسته در فاصله $t_0 \le t \le T$ تغییر می‌کند به t نشان می‌دهیم، t_0 زمان اولیه و T زمان انتهایی است. البته ممکن است t به‌طور گسسته تغییر کند، در این صورت برنامه‌ریزی پویای گسسته است.

۲. متغیر وضعیت: این متغیر را به شکل $X(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t))$ نشان داده که در آن $x_i(t)$ ، i =۱ تا n تابعی پیوسته از زمان است. مثلاً اگر داشته باشیم $X(t) = (x_1(t), x_2(t))$ بردار X قیمت نفت سبک و سنگین باشد، X وضعیت قیمت را در هر لحظه از زمان نشان می‌دهد.

همان‌طورکه ملاحظه می‌شود برخلاف برنامه‌ریزی ایستا، در اینجا متغیر X که وضعیت سیستم مورد بررسی را نشان می‌دهد، متغیر وضعیت می‌گوییم و در برنامه‌ریزی ایستا چون می‌خواستیم در مورد X تصمیم بگیریم آن را متغیر تصمیم می‌نامیدیم.

۳. فضای ممکن: متغیر وضعیت X به یک فضای ممکن تعلق دارد که آن را با A نشان می‌دهیم، $A \subset R^n$ و $X \in A$. مثلاً اگر داشته باشیم $X = (x_1(t), x_2(t))$ و بردار قیمت باشد $x_1(t), x_2(t)$ در یک ناحیه قرار می‌گیرد که همان فضای ممکن است.

۴. متغیر کنترل[1]: متغیری که به وسیله آن بر متغیر وضعیت اثر می‌گذاریم، این متغیر را به شکل $U(t) = \big(u_1(t), u_2(t), \dots, u_m(t)\big)$ نشان می‌دهیم. اگر توجه شود $U(t)$ متعلق به فضای حقیقی m بعدی است. متغیری که به‌صورت تکه‌ای پیوسته است. مثلاً در حرکت یک موشک متغیر کنترل می‌تواند بر سرعت و جهت موشک اثر گذاشته و متغیرهای وضعیت آن را تغییر دهد. یا در اقتصاد، اگر سطح بیکاری متغیر وضعیت باشد، متغیر کنترل می‌تواند بیمه بیکاری باشد که با تغییر مقدار آن می‌توان بر متغیر بیکاری اثر گذاشت.

۵. معادله حرکت: اگر $X(t)$ متغیر وضعیت و $U(t)$ متغیر کنترل باشد رابطه بین متغیر وضعیت و متغیر کنترل به صورت رابطه برداری زیر است، $\dot{X}$ مشتق بردار $X(t)$ برحسب t می‌باشد.

$$\dot{X}(t) = f(t, U(t), X(t))$$

۶. تابع هدف[2]: در مسئله کنترل، تابع هدف به صورت زیر است

$$V[U] = \int_{t_0}^{T} I(t, X(t), U(t)dt + F(X(T), T)$$

انتگرالده I موسوم به تابع میانی[1] و تابع F موسوم به تابع انتهایی[2] است.

1. Control variable
2. Objective function

۷. مسئله کنترل: مسئله عبارت است از تعیین متغیر کنترل بهینهٔ $U^*(t)$ و به واسطه آن تعیین متغیر وضعیت بهینه $X^*(t)$ است تا تابع هدف نسبت به معادله حرکت، بیشینه یا کمینه باشد، یعنی داریم

$$Max \text{ یا } MinV[U] = \int_{t_0}^{T} I(t, X(t), U(t)dt + F(X(T), T)$$

$$\text{s.t} \qquad \dot{X} = f(t, X(t), U(t))$$

● هزینه‌های تولید نفت و گاز

قبل از بیان هزینه‌های تولید به معرفی میدان مورد مطالعه پرداخته می‌شود. میدان مورد مطالعه با وسعت تقریبی ۱۵×۷ کیلومتر در ۲۵ کیلومتری یکی از میادین شرکت نفت فلات قاره واقع شده است. این میدان در سال ۱۹۶۶ طی عملیات لرزه‌نگاری دو بعدی کشف شد. ۳ چاه اکتشافی در اوایل دهه ۷۰ میلادی حفاری شدند ولی توسعه میدان با تأخیر در دهه دوم ۱۹۹۰ میلادی توسط شرکت توتال و به صورت قرارداد بیع متقابل با حفر ۲ چاه توصیفی در شمال شرقی و شمال غربی میدان آغاز شد. در ادامه در قالب قراردادی مشابه، ۱۵ چاه تولیدی افقی و ۱۳ چاه تزریقی افقی حفر و تولید از میدان در ژانویه ۱۹۹۹ از سه سکو آغاز شد. تمامی چاه‌های فوق به صورت افقی با شاخه‌های حدود ۱ کیلومتر به صورت شعاعی در میدان حفر شده‌اند. شایان ذکر است مقدار نفت در جای میدان در حدود ۱۷۳۳ میلیون بشکه برآورد شده است.

طبق استانداردهای حسابداری حوزه نفت و گاز، مخارج بهای تمام‌شده تولید نفت و گاز به چهار دسته طبقه‌بندی می‌شود:

- هزینه‌های اکتساب
- هزینه‌های اکتشاف
- هزینه‌های توسعه
- هزینه‌های عملیاتی

از آنجا که در نظر گرفتن ابعاد فنی و زیست‌محیطی از کارکردهای ویژه این مطالعه است مقوله ازدیاد برداشت به عنوان یکی بعد فنی این مطالعه و مباحث زیست‌محیطی و به

---

1. Inter mediate function
2. Final function

طور ویژه سوزاندن گازهای همراه به عنوان بعد زیست‌محیطی این مطالعه به تفصیل در قسمت هزینه‌ها مورد بحث قرار خواهند شد.

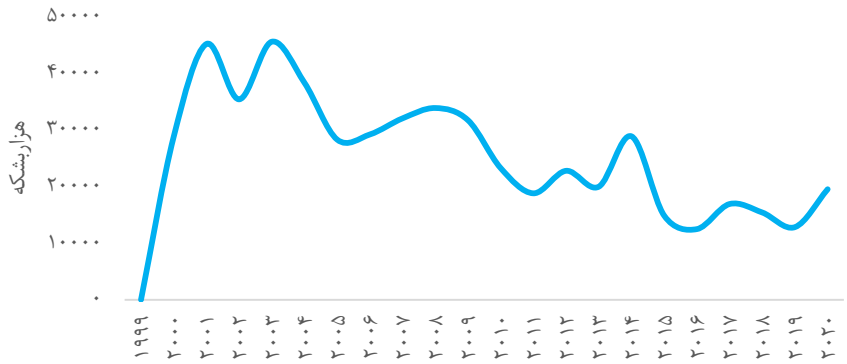
• هزینه‌های ازدیاد برداشت

به‌طورکلی تولید از یک میدان نفتی شامل مراحل تولید اولیه[1]، تولید ثانویه[2] و تولید ثالثیه[3] می‌شود که تولید اولیه با مکانیزم تخلیه طبیعی و با فشار طبیعی مخزن صورت می‌گیرد و شامل تولید طبیعی و فرازآوری مصنوعی[4] می‌باشد. در مرحله تولید ثانویه معمولاً از روش‌های تزریق آب، گاز و سیلابزنی استفاده می‌شود و در مرحله نهایی از روش‌های میکروبی، شیمیایی، تزریق پلیمر، تزریق گاز امتزاجی، دی‌اکسیدکربن و روش‌های حرارتی استفاده می‌شود (تکلیف، ۱۳۹۱). در کشورمان زمان بسیار طولانی است که فرآیند اجرای تولید صیانتی و نیز توسعه روش‌های بهبود برداشت از مخازن به منظور افزایش ضریب بازیافت در قالب روش‌های بهبود ثانویه در میادین نفتی مختلف و در شرکت‌های نفتی مناطق مختلف عملی شده و نتایج مثبت آنها مشخص شده است. شایان ذکر است روش‌های تولید ثانویه نسبت به روش‌های تولید ثالثیه کم‌هزینه‌تر بوده است. در میان تکنیک‌های تولید ثانویه، تزریق آب نسبت به سایر روش‌های بهبود برداشت کم هزینه‌تر می‌باشد. به عبارتی براساس مطالعات انجام‌شده، هزینه تزریق آب تنها ۲۵ درصد هزینه تزریق گاز خواهد بود و هزینه اولیه تزریق گاز به دلیل تجهیزات جمع‌آوری و فشار افزایی بسیار بالاتر از گزینه تزریق آب برآورد شده است. در این روش آب تزریقی علاوه بر حفظ فشار مخزن، نفت موجود را به سمت چاه تولیدی جاروب می‌کند و سبب افزایش راندمان تولید نفت می‌شود. در میدان مورد مطالعه همراه با اولین تولید، تزریق آب صورت گرفته است و روند تزریق آب به این میدان تا سال ۲۰۲۰ در نمودار ۱ نشان داده شده است. شایان ذکر است هزینه‌های تزریق آب به میدان به دو دسته هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی تقسیم می‌شود. هزینه‌های سرمایه‌ای شامل هزینه ایجاد چاه‌های تزریق و هزینه پمپ‌های تزریق است. هزینه عملیاتی هم شامل تعمیر و نگهداری چاه‌ها، نیروی انسانی و ... می‌باشد. براساس اطلاعات دریافتی از کارشناسان شرکت نفت فلات قاره هزینه ایجاد

1. Primary Recovery
2. Secondary Recovery
3. Tertiary Recovery
4. Artificial Lift

چاه‌های تزریقی معادل با چاه‌های تولیدی و براساس آمار احداث چاه‌ها در سال‌های مختلف برآورد شده است. همچنین برگرفته از مقاله سبحانی و همکاران، در سال ۲۰۱۷ متوسط هزینه عملیاتی به ازای هر بشکه آب تزریقی معادل با ۰/۱دلار در نظر گرفته شده است.

نمودار ۱. روند مقدار آب تزریقی به میدان مورد مطالعه



ماخذ: شرکت نفت فلات قاره

• آثار زیست‌محیطی استخراج از منابع نفتی

امروزه مسئله آلودگی و آثار زیست‌محیطی توسعه صنعتی نه‌تنها برای حیات انسان تهدید محسوب می‌شود بلکه زیربنای توسعه اجتماعی – اقتصادی جوامع را تهدید می‌کند. اجرای پروژه‌های صنعت نفت و گاز احتمال دارد به آلودگی منابع آب، خاک، هوا و نیز از بین رفتن گونه‌های مختلف گیاهی و جانوری منجر شود. ازجمله این آلودگی‌ها می‌توان به آلودگی ناشی از نشت نفت به هنگام اجرای عملیات حفاری، اکتشاف، توسعه و یا تولید، آلودگی ناشی از پسماندهای ایجاد شده در اثر فعالیت‌های پروژه، سوزاندن گازهای همراه نفت[1] و آلودگی ناشی از نشت لوله‌های انتقال نفت و گاز در آب و یا خشکی اشاره کرد.

در مرحله حفاری و اکتشاف باید ملاحظات زیست‌محیطی مد نظر قرار گیرد. با توجه به اهمیت مسائل زیست‌محیطی در دنیای امروز، یک پروژه ممکن است به علت چنین مسائلی به تأخیر بیافتد و یا به‌طورکلی متوقف شود، لذا طی مراحل عملیات حفاری و تکمیل چاه، موضوعاتی نظیر عمق چاه، نقاط نصب لوله جداری[2] و انتخاب نوع دکل حفاری باید تحت

1. Flaring
2. Casing points

نظارت و مدیریت زیست‌محیطی حفاری و عملیات تکمیل چاه باشد (لیونز[1]، ۱۹۹۶). سوزاندن گازهای همراه نفت به آلودگی هوا و افزایش گازهای گلخانه‌ای منجر می‌شود. از دیگر پیامدهای آن اینکه خاکستر ناشی از این‌گونه سوزاندن‌ها می‌تواند بر گیاهان و خاک نواحی اطراف نشسته، موجب نرسیدن اکسیژن به آن‌ها گردد که این خود باعث از بین رفتن حیات گیاهی و آسیب به صنعت کشاورزی مردم بومی آن ناحیه[2] می‌شود (ایوژه[3]، ۲۰۰۶). در این زمینه، به موجب مصوبه شورای عالی حفاظت محیط زیست درخصوص تعیین طرح‌ها و پروژه‌های مشمول انجام مطالعات ارزیابی زیست‌محیطی، پیشنهاددهنده پروژه موظف به پیش‌بینی آثار زیان‌بار اجرای پروژه به محیط زیست می‌باشد. همچنین به موجب قراردادهای خدمات بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، پیمانکار مکلف به پیشگیری از نشت نفت و مواد شیمیایی و اقدام به پاکسازی آن در صورت وقوع، به حداقل رساندن تولید پسماندها و تصفیه و تخلیه آنها به روشی منطبق با مسئولیت‌های زیست‌محیطی، پیشگیری از سوزاندن گازهای همراه، مگر در موارد اضطراری آن هم براساس قوانین ایران و رویه‌های صنعتی بین‌المللی، می‌باشد. به‌عنوان یک اصل، صدر این ماده مقرر می‌دارد که پیمانکار بایستی عملیات توسعه را مطابق با حساسیت‌های محیط زیستی و به‌نحوی انجام دهد که مردم امروز و نسل‌های آینده از چنین نظارت خردمندانه بر منابع طبیعی بهره ببرند (ابراهیمی و آقاسید جعفرکشفی، ۱۳۹۵).

براساس آمار منتشرشده توسط آژانس بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۲۱، علی‌رغم کاهش نزدیک به ۷ درصدی تقاضای نفت در سال ۲۰۲۰ (ناشی از همه‌گیری کووید ۱۹) انتشار گازهای مشعل تنها ۵ درصد کاهش پیدا کرده است. در کل جهان در سال ۲۰۲۰ در حدود ۱۴۲ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی سوزانده شده که تقریباً معادل تقاضای گاز طبیعی در منطقه آمریکای مرکزی و جنوبی بوده است. این میزان گاز سوزانده شده منجر به انتشار حدود ۲۶۵ میلیون تن دی‌اکسیدکربن، نزدیک به ۸ میلیون تن متان و دوده سیاه و سایر گازهای گلخانه‌ای شده که مستقیماً در جو منتشر می‌شود. ۵ کشور روسیه، عراق، ایران، ایالات متحده و الجزایر بیش از نیمی از کل حجم تولیدات دی‌اکسیدکربن در سال ۲۰۲۰ را به خود اختصاص داده‌اند.

1. Lyons
2. Indigineous People
3. Eveje

بر طبق کنواسیون کیوتو از سال ۲۰۲۰ کشورهایی که قادر به جمع‌آوری گازهای همراه نبوده و اقدام به سوزاندن آنها می‌کنند بایستی نسبت به پرداخت جریمه در این خصوص اقدام نمایند. به عبارتی این مسئله هم از بعد بین‌المللی و هم از بعد زیست‌محیطی تهدید بزرگی برای کشور محسوب می‌شود. بنابراین برای دستیابی به الگوی بهینه استخراج و تولید باید هزینه درونی‌سازی آلودگی‌های زیست‌محیطی ناشی از استخراج و بهره‌برداری از مخزن را نیز در نظر بگیریم (بیکر و همکاران، ۲۰۰۶).

در شرکت نفت فلات قاره آمار و ارقامی از میزان نشت نفت در آب به هنگام عملیات حفاری و اکتشاف و سایر ابعاد زیست‌محیطی موجود درخصوص میدان مورد مطالعه نبود و تنها اطلاعات در این زمینه درخصوص میزان انتشار گازهای همراه بوده است. شایان ذکر است در مسیر درونی‌سازی هزینه‌های ناشی از سوزاندن گازهای همراه از درآمدهای اقتصادی که می‌توانسته در اثر جمع‌آوری گازهای همراه حاصل شود و هدر رفته است، چشم‌پوشی شده است. بنابراین براساس مطالعه‌ای که مرکز خدمات حرفه‌ای نیجریه[1] با موضوع تأثیر سوزاندن گازهای همراه بر محیط زیست در سال ۲۰۱۹ انجام داده، به ازای هر ۶۳۸ میلیون مترمکعب کربن ناشی از سوزاندن گازهای همراه هزینه‌ای معادل با ۹۴ میلیون دلار در سال به محیط زیست خسارت وارد می‌شود. این مطالعه مبنای درونی‌سازی هزینه‌های سوزاندن گازهای همراه در مطالعه حاضر قرار گرفته است. شایان ذکر است آمار و ارقام مربوط به میزان انتشار گازهای همراه از شرکت نفت فلات قاره دریافت شده است.

٤. یافته‌ها

در این مطالعه از فرم نمایی به منظور برآورد تابع هزینه استفاده شده است. بنابراین فرم کلی تابع هزینه میدان را می‌توان به شکل زیر نوشت:

$$CC_t = \alpha\, Q_t^{\beta} R_t^{\gamma} W_t^{\delta} F_t^{\theta} N_t^{\mu}$$

در این تابع Q_t تولید سالیانه نفت از میدان مورد مطالعه (هزار بشکه)، R_t حجم ذخایر باقی‌مانده میدان مورد مطالعه (هزار بشکه)، W_t حجم آب تزریقی به میدان در طول سال، F_t میزان گاز سوزانده شده (گاز همراه) در هنگام استخراج نفت N_t تعداد چاه‌های در حال تولید در میدان مورد مطالعه می‌باشد. شایان ذکر است متغیرهای هزینه کل، تولید فعلی، حجم ذخایر باقیمانده با تزریق، حجم آب تزریق شده به میدان و حجم گاز همراه در

1. Professional Services (PwC)

سطح و با در نظر گرفتن عرض از مبدأ و روند، در سطوح ۱ و ۵ درصد ایستا بوده‌اند و تعداد چاه‌های در حال تولید در سطح معنی‌دار نبوده بنابراین، فرضیه ی صفر مبنی بر وجود ریشهٔ واحد را نمی‌توان رد کرد، در این حالت متغیرها با یک بار تفاضل‌گیری، ایستا می‌شوند، بنابراین متغیر مذکور ایستا از مرتبهٔ اول (I(1)) می‌باشد.

در برآورد تابع هزینه میدان در شرایط تولید فعلی و با لحاظ آثار زیست‌محیطی هزینه‌های مربوط به درونی‌سازی سوزاندن گازهای همراه در محاسبات مربوط به هزینه تولید در نظر گرفته شده است. همچنین چون تولید، تولید فعلی بوده و تولید با روش‌های بازیافت ثانویه را شامل شده است بنابراین هزینه‌های مربوط به ایجاد چاه‌های تزریقی، پمپ‌ها و ... که در هزینه‌های توسعه و عملیاتی لحاظ شده است نیز در نظر گرفته می‌شوند. با توجه به این توضیحات نتایج رگرسیون برآورد تابع هزینه در شرایط تولید فعلی و با لحاظ آثار زیست‌محیطی برای دوره زمانی ۲۰۲۰-۱۹۹۳ در جدول زیر نشان داده شده است. جهت رفع خودهمبستگی نیز از فرآیند AR(1) استفاده شده است.

جدول ۱. نتایج تخمین تابع هزینه

متغیر	ضریب	t	احتمال
C	۱/۱۱	٤/۹٤	۰*
LQ	۰/۱۱	٤/۲۲	۰*
LR	-۰/۰۵	۱/۱۵	۰/۲۷
LN	-۰/۰٤	-۰/۸۳	۰/٤۱
LF	۰/۷٦	۲۱/۳۲	۰*
LW	۰/۰۹	۷/۰۲	۰*
AR (1)	-۰/٤٦	۲/۳٦	۰/۳۳
ضریب تعیین (ضریب نیکویی برازش) R^2	۰/۹۹		
ضریب تعیین تعدیل شده $\overline{R^2}$	۰/۹۹		
مقدار آماره F	٤۷٤۳/۵٤۱		
معنی داری آماره F	۰*		
مقیاس آکائیک	-۵/۵۱		
مقیاس شوارتز	-۵/۱۱		
مقیاس هنان کوئین	-۵/٤۲		
D.W	۱/۹		

* سطح معنی داری ۱ درصد، ** سطح معنی داری ۵ درصد

ماخذ: یافته‌های تحقیق

همان‌طورکه در جدول ۱ نشان داده شده متغیر Q یا حجم تولید نفت در سطح ۱درصد معنی‌دار و رابطه مثبت با هزینه‌های تولید دارد. به عبارتی با افزایش تولید هزینه‌های تولید نیز افزایش می‌یابد. متغیر R یا حجم ذخایر باقی‌مانده علی‌رغم ضریب منفی بی‌معنی بوده و حاکی از این می‌باشد که با کاهش حجم ذخیره باقی‌مانده تأثیر معنی‌داری در هزینه‌های تولید ایجاد نمی‌شود. متغیر N یا تعداد چاه‌های تولیدی نیز علی‌رغم برآورد ضریب منفی ولی در کلیه سناریوها تأثیر معنی‌داری بر هزینه تولید از میدان مورد مطالعه نداشته است.

حجم آب تزریق‌شده به میدان (W) و میزان گازهای همراه (F) دارای ضرایب مثبت بوده و در سطح ۱ درصد معنی‌دار می‌باشند. به عبارتی از آنجا که تزریق آب به میدان مورد مطالعه نیاز به حفر چاه و سایر تجهیزات مربوطه می‌باشد و همچنین سوزاندن گازهای همراه متحمل آثاری به محیط زیست می‌باشد تأثیر مثبت بر افزایش هزینه‌های تولید دارد. شایان ذکر است آماره دوربین واتسن (DW) در کلیه سناریوها عدم وجود خودهمبستگی در اجزاء اخلال را تأیید می‌کند.

در این مطالعه جهت پیش‌بینی قیمت نفت از پیش‌بینی سناریوی مرجع اداره آمار و اطلاعات انرژی آمریکا[1] که براساس قیمت نفت برنت و در سال ۲۰۲۱ انجام شده، استفاده شده است. در این سناریو فرض شده است که وضعیت سیاسی، رشد اقتصادی و تولید جهانی نفت بدون تغییر ادامه خواهد داشت. براساس بررسی سری زمانی قیمت نفت برنت و قیمت نفت سبک ایران طی سال‌های ۱۹۹۳ تا ۲۰۲۰، به طور متوسط در هر سال قیمت نفت سبک ایران به ازای هر بشکه، ۱/۸ دلار کمتر از قیمت نفت برنت بوده است. بنابراین کسر این عدد از ارقام پیش‌بینی شده مربوط به قیمت نفت برنت در بازه زمانی ۲۰۲۱ تا ۲۰۵۰ ما را به ارقام پیش‌بینی قیمت نفت سبک ایران می‌رساند.

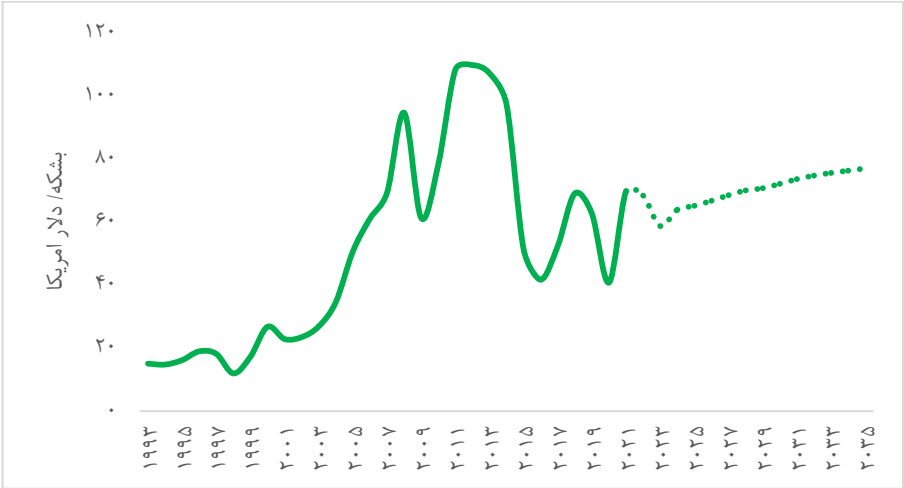
نمودار ۲ روند قیمت نفت سبک ایران را برای سال‌های ۱۹۹۳ تا ۲۰۳۵ نشان می‌دهد. همان‌طورکه ملاحظه می‌شود ارقام مربوط به بازه زمانی ۱۹۹۳ تا ۲۰۲۰ براساس داده‌های واقعی قیمت نفت سبک ایران، برگرفته از آمار و اطلاعات اوپک[2] و ارقام مربوط به بازه زمانی ۲۰۲۱ تا ۲۰۳۵ ارقام پیش‌بینی شده، برگرفته از اداره آمار و اطلاعات انرژی امریکا است که به صورت نقطه‌چین نمایش داده شده است.

---

1. U.S. Energy Information Administration) EIA)

2. OPEC

نمودار ۲. پیش‌بینی قیمت نفت



ماخذ: یافته‌های تحقیق

صورت کل مدل تولید نفت از میدان مورد مطالعه به شکل زیر می‌باشد

$$MAX \int_0^N e^{-\rho t}[P_t Q_t - C_t(Q_t, R_t, W_t, F_t)]\ dt \quad (۱)$$

Subjected to:

$$\frac{\partial R_t}{\partial t} = -Q_t \quad (۲)$$

$$\sum_{t=0}^{35} Q_t \leq 490 \quad (۳)$$

$$R_0 = 490 \quad (۴)$$

$$Q_{min} \leq Q_t \leq Q_{max} \quad (۵)$$

$$|Q_{t+1} - Q_t| \leq 1.8 \quad (۶)$$

$$F_{min} \leq F_t \leq F_{max} \quad (۷)$$

$$W_{min} \leq W_t \leq W_{max} \quad (۸)$$

$$Q_t, R_t, F_t, W_t \geq 0 \quad (۹)$$

$\rho_t = 5$ درصد, 10 درصد, 20 درصد

در روابط بالا رابطه شماره ۱ نشان‌دهنده تابع هدف مسئله است که حاکی از حداکثرسازی ارزش حال سود تولید از میدان در کل دوره عمر آن است. Q_t ، P_t و ρ_t به ترتیب تولید نفت، قیمت نفت و نرخ تنزیل در هر دوره است. البته فرض شده است تا پایین هر دوره

بررسی نرخ تنزیل ثابت می‌باشد. قسمت دوم تابع هدف تابع هزینه میدان مورد مطالعه است که اجزاء و ضرایب آن در بالا تشریح شد. رابطه ۲ معادله وضعیت است که نشان‌دهنده این موضوع می‌باشد که ذخیره باقیمانده هر دوره برابر با ذخیره دوره قبل منهای تولید دوره قبل می‌باشد. رابطه ۳ کل ذخیره میدان را نشان می‌هد و بیانگر این محدودیت می‌باشد که تولید در کل دوره در میدان مورد مطالعه نباید از ۴۹۰ میلیون بشکه یا ذخیره اولیه میدان بیشتر باشد. رابطه ۵ و ۶ بیان کننده حداکثر نرخ کارا در برداشت از میدان است. به عبارتی برداشت از میدان در طول یکسال نمی‌تواند به یکباره افزایش و یا به یکباره کاهش داشته باشد که هر دو مورد به میدان ضربه می‌زند و افت فشار را به دنبال دارد، برای رفع این محدودیت این دو رابطه تعریف شده است. به عبارتی تولید از میدان در طول سال بین یک دامنه نوسان می‌کند. این دامنه برگرفته از مطالعه قربانی، ۱۳۹۴ حداکثر برابر با ۱/۱۵(۱۵ درصد مثبت) تولید سال و حداقل برابر ۰/۸۵ (۱۵درصد منفی) تولید سال می‌باشد. همچنین برگرفته از بررسی داده‌های نرمال (حذف داده‌های پرت) تولید میدان مورد مطالعه قدر مطلق تفاضل تولید در دو سال متوالی نباید از ۱/۸ میلیون بشکه در سال بیشتر باشد.

به منظور مدیریت قوانین و مقررات کنوانسیون‌های بین‌المللی درخصوص انتشار گازهای همراه محدودیت شماره ۷ تعریف شده است، به‌طوری‌که در خوشبینانه‌ترین حالت سالیانه معادل ۶۰۰ میلیون فوت مکعب درصد انتشار گازهای همراه کاهش داشته، به‌طوری‌که در سال ۲۰۲۱ انتشار گازهای همراه میدان و درنتیجه هزینه‌های زیست‌محیطی ناشی از تولید از میدان به عدد صفر میل کند. بدین منظور برای میزان انتشار گازهای همراه نیز در بازه‌های زمانی مشخص دامنه‌ای هدفمند تعریف شده است. به منظور کاهش افت فشار میدان و لحاظ ابعاد فنی در مدل نیز محدودیت شماره ۸ به صورت تعریف بازه‌ای برای تزریق آب به میدان برای هر سال صورت گرفته است. در این محدودیت به منظور کاهش افت فشار و رسیدن به حداکثر میزان تزریق که برابر با ۴۵/۵ میلیون بشکه آب در سال بوده کران‌های پایین و بالای در هر سال معادل با ۱ میلیون بشکه رشد در نظر گرفته شده است.

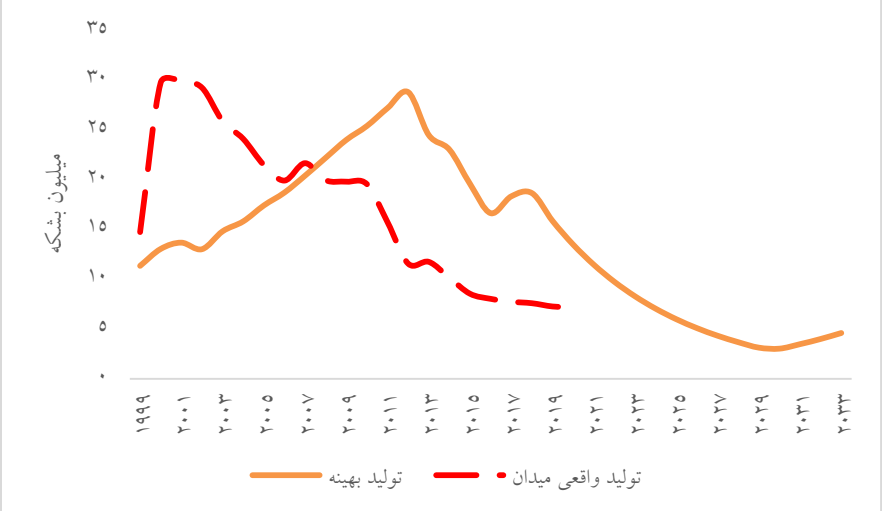
رابطه ۹ نشان‌دهنده این محدودیت می‌باشند که مقادیر متغیرهای مدل شامل تولید، ذخیره میدان، میزان تزریق آب و میزان گازهای فلرینگ در هر لحظه از زمان نمی‌تواند مقادیر منفی باشند و همواره بزرگتر مساوی صفر هستند.

شایان ذکر است این مدل بعد از تعیین قیمت نفت براساس پیش‌بینی اداره آمار و اطلاعات انرژی امریکا تحت سه سناریو با فرض نرخ تنزیل ۵ درصد، ۱۰ درصد و ۲۰

درصد و با ورود هزینه‌های زیست‌محیطی و هزینه‌های بازیافت ثانویه به مدل، برای دوره ۱۹۹۹ تا ۲۰۳۳ (بازه ۳۵ ساله) حل شده و نتایج به شرح زیر ارائه می‌شود. از فروض حل مدل عدم وجود تغییرات بزرگ تکنولوژیکی در سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۳۳ می‌باشد، زیرا تغییرات بزرگ تکنولوژیکی تابع هزینه میدان را تحت تأثیر قرار می‌دهد.

نتایج هر سه سناریو نتایج منحنی زنگی شکل در مطالعات اشاره شده در مبانی نظری را مورد تأیید قرار می‌دهد ولی نمود آن در نتایج مدل بهینه ۵ درصد مشهودتر بوده است. نمودار ۳، نتایج بهینه تولید در نرخ تنزیل ۵درصد را نشان می‌دهد. با توجه به پیش‌بینی قیمتی صورت گرفته، در این سناریو روند کلی تولید از میدان مورد مطالعه حاکی از تولید در حدود ۱۱ میلیون بشکه در سال اول (۱۹۹۹) و روند افزایشی تا سال ۲۰۱۲ و رسیدن به میزان ۲۸میلیون بشکه در این سال و سپس کاهش تا پایان دوره (به استثنای سال ۲۰۱۸ به دلیل افزایش قیمت نفت) و رسیدن به رقم حدود ۴ میلیون بشکه را نشان می‌دهد. همان‌طورکه ملاحظه می‌شود تا سال ۲۰۰۷ میزان واقعی تولید از میدان مورد مطالعه از مقادیر بهینه مدل بیشتر بوده به‌طوری‌که این تفاوت در سال اول در حدود ۳/۵ میلیون بشکه بوده که در سال دوم به ۱۷ میلیون بشکه افزایش پیدا کرده است. به عبارتی براساس مدل بهینه حداکثر برداشت از میدان تا سال ۲۰۰۷ در حدود ۱۳۸ میلیون بشکه بوده که آنچه در واقعیت اتفاق افتاده است در حدود ۲۱۶ میلیون بشکه ثبت شده است.

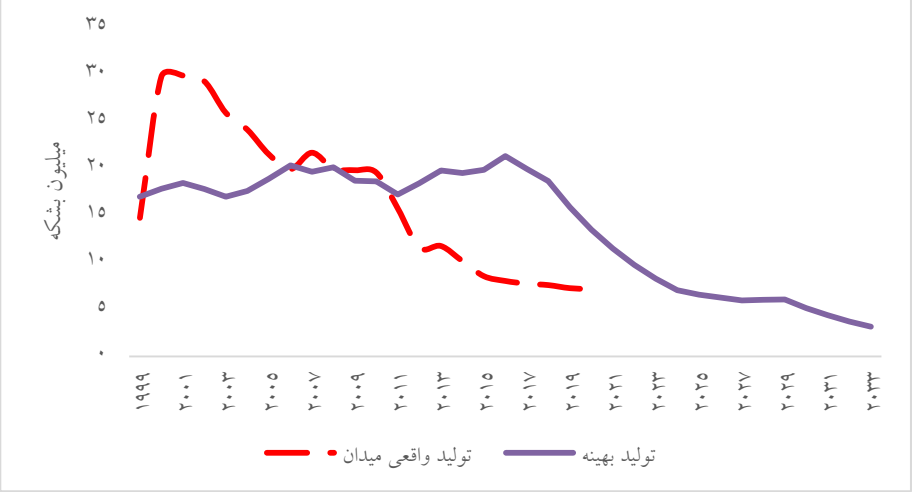
نمودار ۳. نتایج مسیر بهینه تولید در سناریو ۵ درصد



مأخذ: یافته‌های تحقیق

نتایج مربوط به بهینه تولید از میدان نفتی مورد مطالعه با فرض نرخ تنزیل ۱۰درصد در نمودار ۴ نشان داده شده است. همان‌طورکه ملاحظه می‌شود نتایج این سناریو نسبت به سناریو ۵درصد متفاوت بوده است. به عبارتی رقم تولید از سال ۱۹۹۹ با حدود ۱۷ میلیون بشکه آغاز و با شیب نسبتاً ملایم به ۲۱ میلیون بشکه در سال ۲۰۱۶ افزایش و سپس روند نزولی تا پایان دوره و در حدود ۳ میلیون بشکه را نشان داده است. مقایسه نتایج این سناریو با سناریو ۵ درصد، افزایش تولید در سال‌های ابتدایی و میانی و کاهش در سال‌های پایانی را گزارش می‌کند. مقایسه روند نتایج بهینه سناریو نرخ تنزیل ۱۰درصد و تولید واقعی میدان حاکی از بیشتر بودن میزان تولید واقعی میدان تا سال ۲۰۱۰ بوده است. به‌طوری‌که مجموع تولید بهینه تا سال ۲۰۱۰ در سناریو ۱۰درصد در حدود ۲۲۲ میلیون بشکه و در تولید واقعی در حدود ۲۷۶ میلیون بشکه ثبت شده است.

نمودار ٤. نتایج مسیر بهینه تولید در سناریو ۱۰ درصد

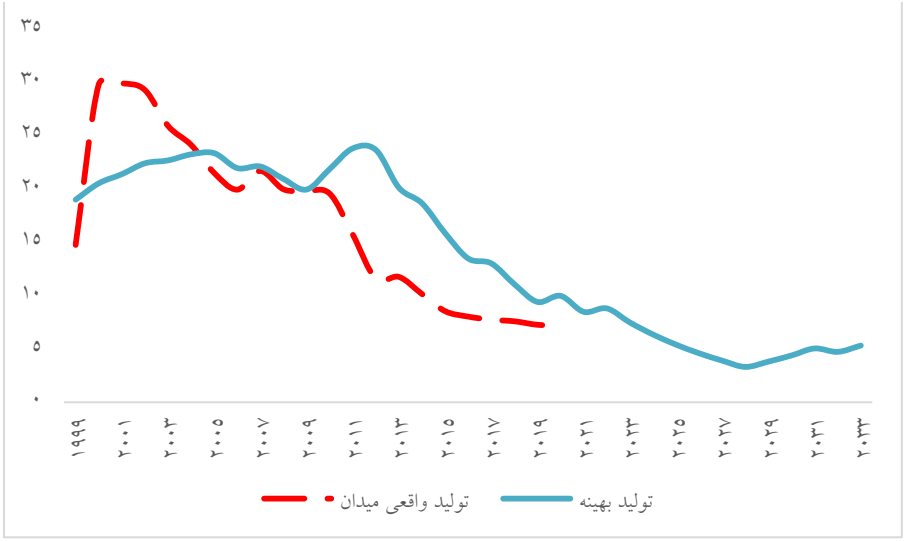


مأخذ: یافته‌های تحقیق

نتایج سناریو ۲۰درصدی در نمودار ۵ نشان داده شده است. همان‌طورکه ملاحظه می‌شود به دلیل افزایش نرخ تنزیل افزایش برداشت در اوایل دوره و کاهش برداشت در انتهای دوره قابل توضیح است. به عبارتی نرخ تنزیل عواید آینده را خنثی کرده و همان‌طورکه ملاحظه می‌شود برداشت در سال‌های ابتدایی نسبت به سناریو ۱۰درصد افزایش پیدا کرده است. به‌طوری‌که با رقم تقریباً ۱۹ میلیون بشکه در سال ۱۹۹۹ تولید بهینه‌شده که نسبت به سناریو ۱۰درصد (۱۷ میلیون بشکه) در حدود ۱۲درصد رشد داشته و

این افزایش در تولید تقریباً تا سال ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲ که افزایش در قیمت نفت مشاهده می‌شود، ادامه داشته و بعد از آن شروع به کاهش کرده تا به تولید تقریباً سه میلیون بشکه در سال ۲۰۲۹ رسیده است. مقایسه روند تولید بهینه در این سناریو و تولید واقعی باز هم حاکی از افزایش بیشتر تولید در تولید واقعی نسبت به سناریو ۲۰ درصدی بوده است. به عبارتی با وجود نرخ تنزیل ۲۰درصد و میل به تولید بیشتر در سال‌های ابتدایی، باز هم داده‌های تولید واقعی میدان نسبت به سناریو مذکور بیشتر بوده و از شکاف تقریباً ۴۵ درصدی میان تولید سال ۲۰۰۰ برخوردار است.

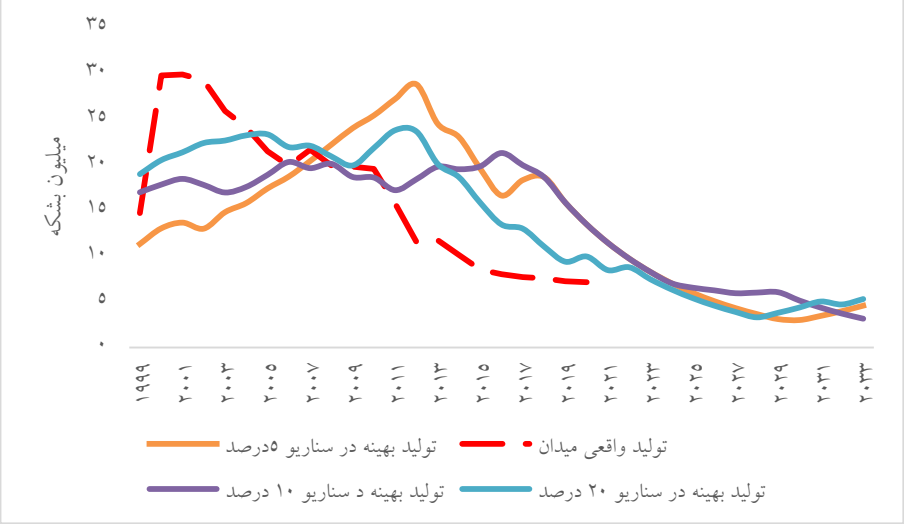
نمودار ۵. نتایج مسیر بهینه تولید در سناریو ۲۰درصد



مأخذ: یافته‌های تحقیق

نمودار ۶ نتایج بهینه تولید از میدان مورد مطالعه تحت سه سناریو نرخ تنزیل را در کنار مقادیر واقعی تولید نشان داده است. همان‌طورکه ملاحظه می‌شود در هر سه سناریو نرخ تنزیل توانسته بر میزان بهینه تولید تأثیرگذار باشد و با افزایش نرخ تنزیل از ۵ به ۱۰ و سپس به ۲۰درصد برداشت بیشتر از میدان و به ویژه در سال‌های ابتدایی صورت گرفته و درنتیجه تخلیه سریع‌تر میدان اتفاق می‌افتد. شایان ذکر است مقادیر بهینه تابع هدف و یا به عبارتی سود ناشی از برداشت بهینه از میدان مورد مطالعه در کل دوره ۳۵ ساله برداشت، در سناریوهای ۵، ۱۰ و ۲۰درصد به ترتیب برابر با ۲۷۹۷۵/۵، ۲۴۴۹۵ و ۲۲۸۴۲/۱ میلیون دلار به دست آمده است.

نمودار ٦: نتایج مسیر بهینه تولید در سناریوهای سه گانه



مأخذ: یافته‌های تحقیق

۵. بحث و نتیجه‌گیری

بهینه‌یابی تولید از میادین نفتی سال‌هاست که مورد توجه پژوهشگران حوزه‌های مختلف من جمله حوزه‌های مهندسی، اقتصاد، مدیریت و ... بوده است، در علم اقتصاد این موضوع اغلب با تکیه بر قانون هتلینگ صورت گرفته است. در صورتی که از حوزه‌های مهم در بهینه‌سازی مخازن، مسائل فنی و مسائل زیست محیطی می‌باشد. درواقع مدل‌های ارائه شده باید تصویر کاملی از واقعیت مخزن و میدان نفتی باشد، در صورتی که مدل‌های ارائه شده در مطالعات انجام شده یا ابعاد اقتصادی و یا ابعاد فنی را به صورت جداگانه مد نظر داشته و تنها از یک دید به موضوع پرداخته‌اند و درنتیجه انعکاس‌دهنده واقعیت میدان نیستند. این مطالعه با در نظر گرفتن ملاحظات فنی، زیست‌محیطی و اقتصادی در کنار هم در جهت تکمیل مدل‌های قبلی و نزدیک شدن مدل‌های بهینه به واقعیت میدان گام برداشته است.

برای این منظور در گام اول با جمع‌آوری داده‌های واقعی میدان نسبت به برآورد تابع هزینه تولید از میدان مورد مطالعه پرداخته شد. میدان مورد مطالعه از ژانویه ۱۹۹۹ مورد بهره‌برداری قرار گرفته و همزمان با بهره‌برداری به منظور جلوگیری از افت فشار میدان تزریق آب نیز از طریق چاه‌های تزریقی (از سال ۲۰۰۰) صورت گرفته است. یکی از ابعاد مهم مورد توجه در این مطالعه، درونی‌سازی هزینه‌های زیست‌محیطی میدان بوده است.

بنابراین برای دستیابی به الگوی بهینه استخراج و تولید باید هزینه درونی‌سازی آلودگی‌های زیست‌محیطی ناشی از استخراج و بهره‌برداری از مخزن را نیز در نظر بگیریم.

در این مطالعه از فرم نمایی به منظور برآورد تابع هزینه استفاده شده است. نتایج برآورد تابع هزینه نشان داد که متغیر حجم تولید نفت در سطح ۱درصد معنی‌دار و رابطه مثبت با هزینه‌های تولید دارد. متغیر حجم ذخایر باقی‌مانده علی‌رغم ضریب منفی بی‌معنی بوده و حاکی از این می‌باشد که با کاهش حجم ذخیره باقی‌مانده تأثیر معنی‌داری در هزینه‌های تولید ایجاد نمی‌شود. اما متغیر تعداد چاه‌های تولیدی، علی‌رغم برآورد ضریب منفی ولی تأثیر معنی‌داری بر هزینه تولید از میدان مورد مطالعه نداشته است. همچنین حجم آب تزریق شده به میدان و میزان گازهای همراه دارای ضرایب مثبت بوده و در سطح ۱ درصد معنی‌دار می‌باشند. به عبارتی از آنجا که تزریق آب به میدان مورد مطالعه نیاز به حفر چاه و سایر تجهیزات مربوطه می‌باشد و همچنین سوزاندن گازهای همراه متحمل آثاری به محیط‌زیست می‌باشد تأثیر مثبت بر افزایش هزینه‌های تولید دارد. مدل تولید نفت از میدان مورد مطالعه با تعریف تابع هدف حداکثرسازی ارزش حال سود تولید از میدان در کل دوره عمر و با نگارش محدودیت‌های مدل که به تفصیل توضیح داده شد، و با روش بهینه‌یابی پویا تحت سه سناریو با فرض نرخ تنزیل ۵ درصد ، ۱۰ درصد و ۲۰ درصد و با ورود هزینه‌های زیست‌محیطی و هزینه‌های بازیافت ثانویه به مدل، به روش عددی برای دوره ۱۹۹۹ تا ۲۰۳۳ (بازه ۳۵ ساله) حل شد.

نتایج هر سه سناریو نرخ تنزیل، نتایج منحنی زنگوله‌ای شکل در مطالعات مبانی نظری را مورد تأیید قرار داد ولی نمود آن در نتایج مدل بهینه با فرض نرخ تنزیل ۵ درصد مشهودتر بوده است. همچنین نتایج الگوی بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده، به‌طوری‌که در نرخ تنزیل ۵ درصد نتایج برداشت متوازن‌تری در کل طول عمر میدان را نشان داده به‌طوری‌که از حدود ۱۱ میلیون بشکه در ابتدای دوره (۱۹۹۹) شروع و به بیشترین میزان خود در سال ۲۰۱۲ (۲۸ میلیون بشکه) رسیده و سپس تا پایان دوره روند کاهشی داشته است. در این سناریو براساس مدل بهینه حداکثر برداشت از میدان تا سال ۲۰۰۷ در حدود ۱۳۸ میلیون بشکه بوده که آنچه درواقعیت اتفاق افتاده است در حدود ۲۱۶ میلیون بشکه ثبت شده است. نتایج دو سناریو ۱۰ و ۲۰درصد در نرخ تنزیل برداشت‌های حداکثری در سال‌های اول تولید و برداشت‌های حداقلی در سال‌های پایانی را نشان می‌دهد. ولی نکته قابل ذکر این است که، علی‌رغم همه این سناریوها و افزایش نرخ تنزیل برداشت‌های

شرکت پیمانکار در سال‌های ابتدایی دوره به واسطه نوع قرارداد بیع متقابل که اجازه برداشت ۶۰ درصد از تولید را تا ۷ سال به ازای جبران هزینه‌ها به او می‌دهد، بسیار بیشتر بوده است. به عبارتی برداشت واقعی در میدان مورد مطالعه در دومین سال تولید از مقادیر بهینه در سه سناریو، ۵درصد، ۱۰درصد و ۲۰درصد به ترتیب بیش از دو برابر، بیش از ۱/۶ برابر و بیش از ۱/۴ برابر بوده است. این اضافه برداشت در سال‌های ابتدایی دوره توسط شرکت پیمانکار می‌تواند به افت فشار میدان و درنتیجه کاهش نرخ تولید در سال‌های بعد منجر شود.

شایان ذکر میزان تزریق آب به میدان مورد مطالعه علی‌رغم شروع با دوره بهره‌برداری از میدان، ولی کاهش چشم‌گیری داشته به‌طوری‌که از ۲۸۸۰۰ هزار بشکه در سال ۲۰۰۰ به ۱۹۵۰۰ هزار بشکه در سال ۲۰۲۰ کاهش پیدا کرده است. کمترین میزان تزریق آب به میدان مورد مطالعه در دوره ۲۰۰۰ تا ۲۰۲۰، در حدود ۱۲۴۰۰ هزار بشکه در سال بوده که مربوط به سال ۲۰۱۶ می‌باشد. نکته قابل توجه همبستگی مثبت و برابر ۰/۹ بین داده‌های تزریق و داده‌های تولید در این میدان بوده و حاکی از این موضوع می‌باشد که روش‌های تولید ثانویه (تزریق آب) بر فرآیند افزایش نرخ تولید میدان تأثیر چشمگیری داشته و بایستی با رشد مطلوب‌تری نسبت به وضع موجود ادامه پیدا کند.

نکته دیگر اینکه نحوه انعقاد قراردادهای پیمانکاری در صنعت نفت و گاز می‌تواند تأثیر چشمگیری در میزان آلودگی و رعایت مواد کنوانسیون‌های زیست‌محیطی داشته باشد. به عبارتی اگر در مواد قرارداد بر لزوم رعایت و حتی کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی تأکید شود علاوه بر حفاظت از محیط زیست، پیمانکار را به منظور کاهش هزینه‌های خود بر استفاده از تکنولوژی پیشرفته‌تر و همچنین عدم فشار بر مخزن در اثر اضافه برداشت به منظور حداکثرسازی منفعت خود ترغیب خواهد کرد.

٦. تعارض منافع

تعارض منافع ندارم.

۷. سپاسگزاری

بدین‌وسیله از هیأت داوران و هیأت تحریریه محترم مجله پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران و کارشناس پژوهشی فصلنامه کمال تشکر و قدرانی را دارم.

ORCID

Samaneh Khaksar Astaneh https://orcid.org/0009-0006-6413-2265
Teymour Mohammadi https://orcid.org/0000-0001-9665-4778
Hamid Amadeh https://orcid.org/0000-0002-6904-2626

۸. منابع

ابراهیمی، نصراله و آقاسیدجعفر کشفی، مونا. (۱۳۹۵). شناسایی و ارزیابی پیامدهای زیست‌محیطی، اجتماعی، ایمنی، امنیتی و بهداشتی (ESHIA) پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز. *مطالعات حقوق تطبیقی*، دوره ۷، شماره ۱.

احمدیان، مجید و ورهرامی، ویدا. (۱۳۹۲). دستیابی به مسیر بهینه استخراج از مخزن ساحلی پارس جنوبی (با اعمال محدودیت‌های زیست محیطی) با تأکید بر اهمیت منابع مالی. *فصلنامه علمی پژوهشی مطالعات اقتصادی کاربردی در ایران*، سال دوم، شماره ۶، ۱۲۱-۱۰۵.

امامی میبدی، علی؛ ارباب، حمیدرضا وعلیخانی، فرخ. (۱۳۹۷). مدلسازی سناریوی بهینه فنی - اقتصادی تولید گاز در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از روش برنامه‌ریزی پویا. فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی، سال چهارم، شماره ۱۲، 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 - مطالعه موردی یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران. *فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی*، سال بیست و چهارم، شماره ۷۷، ۹۴-۶۳.

پورکاظمی، محمدحسین. (۱۳۹۳). *بهینه‌سازی پویا، کنترل بهینه و کاربردهای آن*. مرکز چاپ و انتشارات دانشگاه شهید بهشتی.

تکلیف، عاطفه. (۱۳۹۱). *صنعت نفت و گاز به زبان غیرفنی*، انتشارات کمیل، تهران.

حاجی میرزایی، سید محمدعلی؛ امامی میبدی، علی؛ ابراهیمی، محسن؛ سوری، علی و قربانی پاشاکلایی، وحید. (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*، شماره ۲۴، ۸۲-۴۱.

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

سبحانی، آمنه؛ دشتی، نادر؛ آیت‌اللهی، شهاب‌الدین و خراط، ریاض. (۲۰۱۷). بررسی اقتصادی تزریق آب با شوری کم در یک میدان نفتی. پنجمین کنفرانس بین‌المللی علوم، مهندسی و نوآوری در تکنولوژی.

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. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال ششم، شماره ۲۲، ۱۰۸-۷۵.

طاهری‌فرد، علی. (۱۳۹۳). بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع متقابل: مطالعه موردی میدان درود. رساله دکتری رشته علوم اقتصادی، دانشگاه فردوسی مشهد.

عمادی، محمدعلی و قبادی، عباس. (۱۳۹۲). *مبانی مدیریت یکپارچه مخازن نفت و گاز*، انتشارات روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران.

قربانی پاشاکلایی، وحید. (۱۳۹۴). الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی با تأکید بر افزایش بازیافت نفت و در چارچوب مدل کنترل بهینه – مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران. رساله دکتری رشته اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبایی.

محمدی، تیمور. معتمدی، منیره. (۱۳۸۸). بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی). *پژوهشنامه اقتصادی*، سال دهم، شماره ۳، ۲۶۵-۲۳۵.

References

Anderson, Soren T, Ryan Kellogg, and Stephen W. Salant. (2018). Hotelling under Pressure. *Journal of Political Economy*, 126(3): 984-1026.

Ayres, Robert U, and Leslie Ayres. (2002). A handbook of industrial ecology. Cheltenham,U.K.: Edward Elgar Pub.

Bieker H, Slupphaug O, Johansen T.A. (2006). *Real-Time Optimization of Oil and Gas Production Systems: A Technology Survey*, *SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands.

Cairns, Robert. (1998). The Microeconomics of Mineral Extraction under Capacity Constraints. *Nonrenewable Resources*, 7(3): 233-244. DOI: 10.1007/BF02767673.

Crabbé, Philippe J. (1982). The Effect of Capital Intensity on the Optimal Rate of Extraction of a Mineral Deposit. *Canadian Journal of Economics / Revue Canadienne d'Economique*, 15(3): 534-541.

DOI: 10.2307/134765

Eveje, Gabriel. (2006). Environmental Costs and Responsibilities resulting fromOil Exploitation in Developing Countries: The Case of Niger Delta of Nigeria, *Journal of Business Ethics*, Vol. 69, No. 1, pp. 27-56.

Gaudet, Gerard. (2007). Natural Resource Economics under the Rule of Hotelling. *Canadian Journal of Economics / Revue Canadienne d'Economique*, 40(4):1033-1059.
DOI: 10.1111/j.1365-2966.2007. 00441.x
Gaudet, Gerard. (1983). Optimal Investment and Adjustment Costs in the Economic Theory of the Mine. *Canadian Journal of Economics / Revue Canadienne d'Economique*, *16*(1): 39-51.
DOI: 10.2307/134974
Holland, Stephen P. (2008). Modeling Peak Oil. The Energy Journal, 29(2): 61-79. DOI : 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-No2-4
Hotelling, Harold. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. Journal of Political Economy, 39(2): 137-175.
DOI: 10.1016/S0092-8240(05)80050-3
Lasserre, Pierre. (1985a). *Exhaustible Resource Extraction with Capital. In Anthony Scott (ed.), Progress in Natural Resource Economics*. Oxford: Oxford University Press.
Levhari, David, and Nissan Liviatan. (1977). Notes on Hotelling's Economics of Exhaustible Resources. *Canadian Journal of Economics / Revue Canadienne d'Économique*, 10(2): 177-192.
Lewis, Tracy. (1985). A Note on Mining with Investment in Capital. *Canadian Journal of Economics / Revue Canadienne d'Economique*, 18(3):665-667. DOI: 10.2307/135028
Livernois. John. UhlerR. S. (1987). Extraction Costs and the Economics of Nonrenewable Resources.*Journal of Political Economy*.Vol. 95, No.1.
Livernois, John. (2009). On the Empirical Significance of the Hotelling Rule. *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(1): 22-41. DOI : 10.1093/reep/ren017
Lozada, Gabriel. (1993). The Conservationist's Dilemma. *International Economic Review*, 34: 647-662. DOI : 10.2307/2527186
Lyons, William C. (1996). Standard Handbook of Petroleum, Natural Gas . *Engendering*, Vol. 1, Houston, Texas: Gulf Publishing Company
Okullo, Samuel J, Frederic Reynes, and Marjan W. Hofkes. (2015). Modeling Peak Oil and the Geological Constraints on Oil Production. *Resource and Energy Economics*, 40: 36-56.
Slade, Margaret E. and Henry, Thille. (2009). Whither Hotelling: Tests of the Theory of Exhaustible Resources. *Annual Review of Resource Economics*, 1(1): 239-260.
Venables, Anthony J. (2014). Depletion and Development: Natural Resource Supply with Endogenous Field Opening. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 1(3): 313-336.
https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-oil.pdf

In Persian

Ahmadian, Majid and Varahrami, Vida. (2012). Extracting Optimal Path of Extraction from South Pars Offshore (With Environmental Restriction) and Emphasis on Financing. *Applied Economic Studies in Iran*, second year, number 6, 105-121. [In Persian]

Ebrahimi, Nasroleh and Agha Seyedjafarkashfi, Mona. (2015). Environmental, social, safety, security and health impacts assessment (ESHIA) for upstream oil and gas projects. *Comparative Law Studies*, Volume 7, Number 1. [In Persian]

Emami Meybodi, Ali, Arbab, Hamidreza and Alikhani, Farrokh. (2017). Optimal Path of Gas Extraction from South Pars Gas Field: A Dynamic Programming Approach. *Journal of Energy Planning and Policy Research*, fourth year, number 12, 76-47. [In Persian]

Emami Meybodi, Ali, Hosseini, Seyed Mahdi, Ebrahimi, Mohsen, Suri, Ali, and Haji Mirzaei, Seyed Mohammad Ali. (2015). nalysis of the optimal economic exploitation of oil reservoirs by the use of buyback contract - A Case Study of Iran's oil fields in the South West. *Economic Research and Policy*, 24th year, number 77, 63-94. [In Persian]

Shokri, Pouria, Faridzad, Ali, Taklif, Atefeh, and Dehghani, Toraj. (2016). Estimation of Optimum Crude Oil Production from South Azadegan Oil Field with Emphasizing on Maximum Efficient Rate of Production based on Metaheuristic Algorithm of Particle Swarm Optimization (PSO). *Iranian Energy Economics Research Journal*, 6th year, No. 22, 108-75. [In Persian]

Taheri Fard, Ali. (2013). Comparing optimal oil production path to the Oil Production Profile in Buy-Back Contracts with Using Stochastic Dynamic Programming (Case Study: Dorood Field). Doctoral thesis in the field of economic sciences, *Ferdowsi University of Mashhad*. [In Persian]

Zolnoor, Seyed Hossein and Mateen, Saeed. (2015). Optimal Oil Production in Iran: A Dynamic Programming Model. *Planning and Budgeting*, Year 20, Number 4, 107-136. [In Persian]

استناد به این مقاله: خاکسار آستانه، سمانه؛ محمدی، تیمور؛ آماده، حمید. (۱۴۰۲). ارائه مسیر بهینه تولید از میادین نفتی با در نظر گرفتن ابعاد اقتصادی، فنی و زیست‌محیطی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۴۸ (۱۲)، ۵۷-۸۴.

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