-- Iranian Energy Economics------
Summer 2023, 47 (12), 129-154
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2023.73086.1994

ATU PRESS

Original Research
Received: 19/Mar/2023
Accepted: 9/July/2023
ISSN: 2423-5954
eISSN: 2476-6437

Conservation Production in an Oil Reserve, a Quantitative Approach Using Genetic Algorithm Optimization

Fatemeh Gholami M.Sc. Student in Petroleum Engineering, Isfahan University of Technology, Isfahan, Iran

Fazel Moridi Farimani * Assistant Professor, Economics Department, Faculty of Economics and Political Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran.

Hamidreza Shahverdi Associate Professor, Petroleum Department, Faculty of Chemical Engineering, Isfahan University of Technology, Isfahan, Iran

Abstract

Despite the decrease in the share of oil in the world's energy basket, the absolute amount of oil consumption is still increasing. Oil is at the center of the economic and political developments and countries with the oil and gas deposits are trying to maximize their benefit from these reserves. In Iran, there have been many policies and legislations related to optimizing the value and volume of the oil and gas reserve. The term "conservation production" has been mentioned several times in several legislations and guidelines however, it is still ambiguous as to how to implement this framework. This research has sought to use the real data of an oil reservoir (with periods of natural depletion, primary production, secondary and tertiary recovery), different objective functions (reservoir net present value and final recovery factor), and the effect of changes in the optimization period to model the concept of conservation production. The results show that the changes in the objective function and the optimization periods would have a significant effect on the production path.

Keywords: Conservation Production, Optimization, Genetic Algorithm, Net Present Value, Reservoir Recovery Efficiency, Discount Rate, Oil Price

JEL Classification: C61 , Q41 , O13

* Corresponding Author: f_moridi@sbu.ac.ir
How to Cite: Gholami, F., Moridi Farimani, F., Shahverdi, H. (2023). Conservation Production in an Oil Reserve, a Quantitative Approach Using Genetic Algorithm Optimization. Iranian Energy Economics, 47 (12), 129-154.

-- پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ---------
دوره ۱۲، شماره ۴۷، تابستان ۱۴۰۲، ۱۲۹-۱۵۴
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2023.73086.19948

مقاله پژوهشی
تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۱۲/۲۸
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۴/۱۸
ISSN: ۲۴۲۳-۵۹۵۴
eISSN: ۲۴۷۶-۶۴۳۷

کمّی‌سازی مفهوم تولید صیانتی از مخازن نفت با استفاده از بهینه‌سازی الگوریتم ژنتیک[۱]

فاطمه غلامی | دانشجوی کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی، اصفهان، ایران
فاضل مریدی فریمانی * | استادیار گروه اقتصاد و علوم سیاسی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران
حمیدرضا شاهوردی | دانشیار گروه مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی، اصفهان، ایران

چکیده

علی‌رغم کاهش سهم نفت در سبد انرژی دنیا مقدار مطلق مصرف نفت رو به افزایش است و همچنان نفت در کانون تحولات اقتصادی و سیاسی است و کشورهای دارای ذخایر نفت و گاز تلاش می‌کنند حداکثر بهره‌برداری را از این ذخایر بنمایند. در کشور ما نیز سیاست‌گذاری‌ها و قانون‌گذاری‌ها متعددی در ارتباط با نفت و گاز صورت گرفته و تأکیدات فراوانی بر حداکثر سازی بهره‌برداری بهینه از این منابع شده است که به‌طور نمونه می‌توان به سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی و اصلاح قانون نفت ۱۳۹۰ اشاره کرد که به موضوع بهره‌برداری بهینه از منابع، تولید صیانتی و حداکثر سازی ارزش اقتصادی مخزن تأکید شده است. عبارت تولید صیانتی پیش‌ازاین نیز در ادبیات قانون‌گذاری و سیاست‌گذاری نفت و گاز کشور بیان‌شده بود، بااین‌حال هنوز الگوسازی کافی برای تبیین و بیان مقداری آن صورت نگرفته است. در این پژوهش تلاش شده است که با استفاده از داده‌های واقعی یک مخزن نفتی (دارای دوره‌های تخلیه طبیعی، بهبود بازیافت اولیه، ثانویه و ثالثیه)، توابع هدف متفاوت (ارزش اقتصادی مخزن و ضریب بازیافت نهایی) و اثر تغییر در دوره بهینه‌سازی (بین دوره‌ای یا تمام دوره‌ای) مدل‌سازی شود و مفهوم تولید صیانتی به‌صورت مقداری محاسبه شود. نتایج نشان داده است که تغییر در تابع هدف و دوره‌های بهینه‌سازی (که حاکی از نگاه بلندمدت یا کوتاه‌مدت به مخزن است) می‌تواند تأثیر قابل‌توجهی بر مسیر تولید بگذارد.

کلیدواژه‌ها: تولید صیانتی، بهینه‌سازی، الگوریتم ژنتیک، ارزش خالص فعلی، ضریب بازیافت از مخزن، نرخ تنزیل، قیمت نفت

طبقه‌بندی JEL: O13 , Q41 , C61

۱. مقاله حاضر برگرفته از پایان‌نامه کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت دانشگاه صنعتی اصفهان است.

* نویسنده مسئول: f_moridi@sbu.ac.ir

۱. مقدمه

صیانت از مخازن نفتی در جهت افزایش بهره‌وری و افزایش طول عمر یک میدان، به‌عنوان یکی از اصلی‌ترین دغدغه‌های کشورهای نفت‌خیز و دارای میدان‌ها نفتی ارزشمند است. دارندگان این ذخایر در تلاش هستند تا روش‌های مختلف و تدابیر مدیریتی مفید، با هزینه کم در کنار بهره‌وری بالا از منابع نفت و گاز را توسعه دهند. با توجه به اهمیت صیانت از مخازن و با مراجعه به سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی و با توجه به بند ۱۴ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی که بر ضرورت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی تأکید دارد: «افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز و تأکید بر حفظ و توسعه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز، به‌ویژه در میدان‌ها مشترک» و همچنین «تأکید بر برداشت صیانتی از منابع» از موضوعات کلیدی آن است. بنابراین، بر طبق بندهای ۱۴ و ۱۵، سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن نفتی بایستی بر محور ازدیاد برداشت و تولید صیانتی باشد. ازاین‌رو قراردادهای نفتی برای اکتشاف، توسعه و تولید به شرطی بهینه است که زمینه‌ساز تحقق سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع باشد و لذا ضروری است که دو شرط فوق‌الذکر را احراز کند.

تولید صیانتی در خلال عمر مخزن، روندی از تولید است که هماهنگ با حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن و رعایت منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده باشد. از آنجایی که حداکثر نرخ بازیافت از مخزن شاخص مناسبی برای تولید بهینه روزانه از هر چاه در هریک از مراحل تخلیه طبیعی، بازیافت ثانویه و ثالثیه است و لذا می‌توان آن را به‌عنوان یکی از شاخص‌های معتبر در تولید صیانتی در هر مقطع زمانی دانست اما نمی‌توان آن را مترادف برداشت بهینه از مخزن یا تولید صیانتی در خلال عمر مخزن دانست زیرا برداشت بهینه از مخزن مستلزم اجرای دقیق و به‌موقع برنامه‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه است (درخشان، ۱۳۹۳). در بند ۷ ماده ۱ قانون اصلاح قانون نفت ایران، مصوب سال ۱۳۹۰ تولید صیانت شده از منابع نفت را این چنین تعریف می‌کند: «کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت براساس سیاست‌های مصوب می‌گردد» (نور احمدی، ۱۳۹۰).

همچنین در روش‌های تولید بلندمدت و کوتاه‌مدت از میدان‌ها نفتی می‌توان گفت که در روش‌های برداشت به صورت آهسته و بلندمدت که بازدهی بالاتری نیز ایجاد می‌کند با موازین تولید صیانتی سازگار بوده و منافع ملی را بهتر تأمین می‌کند. به‌طورکلی شرط

بهینگی در قراردادهای نفتی رعایت موازین تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در بلندمدت، یعنی در خلال عمر مفید مخزن و نه کل عمر قرارداد است. از منظر تولید صیانتی، نمی‌توان مرحله تولید طبیعی را از بازیافت ثانویه به لحاظ زمانی دقیقاً جدا کرد. به عبارتی نمی‌توان منتظر شد که مرحله تولید با حداکثر تخلیه طبیعی به پایان برسد و سپس با ملاحظه افت تولید، برنامه‌های بازیافت ثانویه را آغاز نمود بلکه ضروری است به کمک اطلاعاتی که از رفتار تولیدی مخزن به دست می‌آید مرحله بازیافت ثانویه را با تزریق به میزان لازم و کافی و در زمان مناسب آغاز کرد (درخشان، ۱۳۹۳)، که یافتن این زمان مناسب و بهینه با توجه به توابع هدف مختلف در دوره‌های مختلف مخزن واقعی مورد نظر هدف این مطالعه است.

این پژوهش با در نظر گرفتن یک میدان واقعی در دوره‌های برداشت مختلف، تابع ارزش خالص فعلی مخزن[1] که معرف مقدار سود خالص پس از کسر هزینه‌ها از درآمدهای حاصل‌شده از مخزن است و همچنین مقدار ضریب بازیافت از مخزن[2]، به‌عنوان توابع هدف[3] با رویکرد صیانت از مخزن بهینه‌سازی می‌شود. ضریب بازیافت از مخزن تعاریف مختلفی دارد اما به‌طورکلی نسبت هیدروکربن‌های برداشت‌شده در هر بازهٔ زمانی از کل هیدروکربن‌های موجود در مخزن تعریف می‌شود. برای این منظور زمان‌های برداشت برای هر دوره[4] به‌عنوان متغیر تصمیم[5] مسئله در نظر گرفته می‌شوند. مسئلهٔ بهینه‌سازی توسط الگوریتم تکاملی ژنتیک[6] که یک الگوریتم برگرفته‌شده از قانون طبیعت برای بقای نسل‌های بهتر در یک جامعه است و جهت یافتن پاسخ بهینه مسئله به کار می‌رود، حل می‌شود. در پژوهش حاضر بیشینه کردن توابع هدف ذکرشده شامل ارزش خالص فعلی مخزن و همچنین تابع مقدار ضریب بازیافت از مخزن به‌عنوان توابع هدف مسئله بررسی می‌شود. پارامترهای اقتصادی نظیر هزینه‌های سرمایه‌ای[7] که هزینه‌های ابتدایی انجام‌شده برای اکتشاف و توسعه یک میدان است و هزینه‌های عملیاتی[8] یا همان هزینه‌هایی که در مراحل بهره‌برداری از دوره‌های برداشت انجام می‌شود، در نظر گرفته می‌شود. در انتها تحلیل حساسیت مدل نسبت به پارامترهای نرخ تنزیل[9] و قیمت نفت انجام شده است. مدل

1. Net present value (NPV)
2. Recovery factor
3. Objective function
4. Life time
5. Decision variable
6. Genetic algorithm
7. Capital expenditure (CAPEX)
8. Operating expenditure (OPEX)
9. Discount rate

در حالت خنثی[1] یا همان یکسان فرض کردن مالک میدان و پیمانکار در بهره‌برداری از میدان و بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های حاصل از یک قرارداد نفتی بررسی می‌شود. نتایج کار می‌تواند به مدیران و محققان در زمینه مدیریت دارایی و مدیریت میدان‌ها نفتی و بهره‌برداری بهینه از آن با رویکرد صیانتی و همچنین مالکان میدان‌های نفتی در جهت افزایش سود نهایی از هر میدان در کنار صیانت از میدان و ذخایر نفتی کمک کند. همچنین اهمیت بارز تولید بهینه، توابع هدف در نظر گرفته شده و انتخاب زمان مناسب برای هر دوره برداشت از مخزن را نیز آشکار می‌کند.

برای پوشش هدف پژوهش ابتدا در بخش دوم پیشینه پژوهش آورده شده و سپس به بررسی روش انجام تحقیق، بررسی مدل مورد نظر و مدلسازی آن، برآورد مدل با استفاده از الگوریتم ژنتیک به منظور روش کار برای بهینه‌سازی توابع هدف مسئله، ارائه یافته‌های پژوهش ارائه شده است. در ادامه به تحلیل حساسیت مدل نسبت به پارامترهای مختلف پرداخته شده است و در انتها، بحث و نتیجه‌گیری پیرامون مسئله بیان شده انجام شده است.

۲. پیشینه پژوهش

خلعتبری در مقاله‌ای تحت عنوان «بهره‌برداری بهینه از منابع نفتی در راستای توسعه پایدار» به این مسئله می‌پردازد که حد بهینه بهره‌برداری از منابع نفتی چه مقدار است و چگونه می‌توان در کنار منابع پایان‌پذیر به زندگی پایدار دست یافت. مالکان بهره مالکانه و توسعه‌دهندگان میدان‌ها نفتی معمولاً اهداف متقابل و ناسازگاری دارد[2]. این اهداف متقابل و ناسازگار ایجاب می‌کند که دولت در امر توسعه و بهره‌برداری صیانتی از میدان‌ها نفت و گاز دخالت و برای آن مقررات وضع کند، زیرا شرکت‌های نفتی به‌طورمعمول در پی توسعه سریع میدان هستند تا به اهداف اقتصادی خود هرچه سریع‌تر برسند و توجهی به الزامات تولید صیانتی ندارند. مهم‌ترین معیار در تولید صیانتی و صیانت عام از منابع نفتی بیشینه کردن تولید تجمعی از مخازن با در نظر گرفتن قیدهای اقتصادی است. به‌عبارت‌دیگر تولید صیانتی شامل تمامی اقدامات و عملیات است که به برداشت بهینه و حداکثری از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع منجر می‌شود و با بیشینه کردن ارزش اقتصادی تولید باعث جلوگیری اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت می‌شود. همچنین با توجه به اینکه برداشت غیرصیانتی از مخازن نفت

1. Neutral
2.Bretland,2003

موجب تسریع در تخلیه میدان‌ها نفتی می‌شود، و درنتیجه با توجه به نیاز کشور به منابع نفتی، موجب وابستگی به واردات از کشورهای بیگانه می‌شود و بنابراین هرگونه برداشت غیرصیانتی به‌حکم قاعده نفی سبیل جایز نیست (نور احمدی، ۱۳۹۷).

لی و آرونوفسکی در مقاله‌ای تحت عنوان «مدل برنامه‌ریزی خطی برای دستیابی به تولید نفت خام» برای اولین بار به بهینه‌سازی تولید از مخزن در خلال زمان، پرداخت که هدف آن‌ها به حداکثر رساندن سود در یک مخزن فرضی بیش از هشت سال بوده است.

علیخانی و امامی میبدی در پژوهشی تحت عنوان «مدلسازی سناریوی بهینه فنی-اقتصادی تولید گاز در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از روش برنامه ریزی پویا» بیان می‌کند که یکی از اولین پژوهش‌های انجام شده با موضوع بهینه یابی بین دوره‌ای در اقتصاد منابع و مدل‌سازی آن در بازار انرژی مربوط به هاتلینگ است[1]. این پژوهش رفتار مالک یک منبع پایان‌پذیر را مدل می‌کند. در این روش مالک منبع انرژی، برنامه تولیدی خود را در طی زمان طوری انتخاب می‌کند که ارزش فعلی خالص فروش آن در یک افق زمانی مشخص، بیشینه شود (علیخانی، ۲۰۱۸).

پاراسانچز، ۲۰۱۸[2] در مقاله‌ای تحت عنوان «بهینه سازی بلند مدت دوره‌های یک مخزن هیدروکربنی» به روش بهینه‌سازی تولید بلندمدت جهت بازیابی هیدروکربن از یک مدل مخزن واقعی باهدف بهینه‌سازی دوره‌های برداشت آن، موردبررسی قرارگرفته است. نتایج حاصل‌شده حاکی از بهتر بودن عملکرد بهینه‌سازی کل دوره‌های عمر مخزن به‌صورت هم‌زمان و با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی برای تمامی دوره‌های برداشت است[3].

حسکویی و ناظمان در مقاله‌ای تحت عنوان «الگوی بهره‌برداری بهینه از ذخایر هیدروکربوری ایران در قالب یک مدل پویا» جهت بررسی بهینه‌سازی درآمدهای نفتی در قالب یک مدل تعادل عمومی پویا، محدودیت‌های اقتصاد کلان همچون تأمین بودجه دولت از طریق استخراج و فروش منابع هیدروکربوری نیز در مسئله بهینه‌سازی به‌طور هم‌زمان در نظر گرفته شد و با استفاده از یک مدل تعادل عمومی محاسبه‌پذیر[4] الگوی برداشت بهینه از ذخایر هیدروکربوری ایران درنهایت معرفی می‌شود (حسکویی، ۱۳۸۹). نتایج حاصل‌شده نشان داده است که در این مدل دولت نقش مهمی در مسیر بهینه برداشت

1. Hotelling,1931
2. Parra Sanchez,2018
3. Hotelling,1931
4. Computable general equilibrium modelling (CGE)

از یک منبع را بر عهده دارد و با استفاده از سیاست‌های بهینه اقتصادی شرایط موجود و میزان نرخ برداشت از منبع و سرمایه‌گذاری موردنیاز در حوزه نفتی را تعیین می‌کند.

محمدی و معتمدی در مقاله‌ای تحت عنوان «بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران مطالعه موردی میدان نفتی هفت گل با تأکید بر تولید صیانتی» با هدف دستیابی به مسیر بهینه تولید نفت برای میدان‌ها نفتی که در اینجا مطالعه بر روی میزان تولید بهینه در خلال زمان از میدان هفتگل انجام‌شده است. نتایج بررسی‌ها حاکی از آن است که صرف‌نظر از تفاوت در سناریوها به لحاظ نرخ تنزیل یا دورهٔ برنامه‌ریزی، مسیر بهینه تولید نفت و تزریق گاز تفاوت قابل‌توجهی با مقادیر تابع هدف بدون توجه به بهینه‌سازی تولید دارد. این نتایج را می‌توان فقدان برنامه‌ریزی اقتصادی در تولید نفت از این میدان و عدم استفاده بهینه از منابع گازی در تولید صیانتی آن قلمداد کرد (تیمور محمدی، منیره معتمدی، ۱۳۸۸).

طاهری فرد در مقاله‌ای تحت عنوان «بهینه سازی پویای تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قرارداد بیع متقابل» به بررسی بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با میزان تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع متقابل[1] پرداخته است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد تولید انباشتی برنامه پیشنهادی شرکت الف بین ۱۰۷ تا ۳۶۰ میلیون بشکه کمتر از تولید بهینه است (طاهری فرد، ۱۳۹۳).

درخشان در مقاله‌ای تحت عنوان «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی» به بررسی قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت با رویکرد صیانتی پرداخته است نتایج نشان می‌دهد در انواع مختلف قراردادهای نفتی اعم از امتیازی، مشارکت در تولیدی و یا قراردادهای خدمت ویژگی‌های موردنظر در سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی در نظر گرفته نمی‌شود (درخشان، ۱۳۹۳)

علیخانی و امامی میبدی در پژوهشی تحت عنوان « مدلسازی سناریوی بهینه فنی – اقتصادی تولید گاز در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از روش برنامه ریزی پویا» به بررسی مدل‌سازی بهینه فنی و اقتصادی برای میزان تولید گاز در فازهای منتخب میدان پارس جنوبی با استفاده از روش برنامه‌ریزی پویا پرداخته‌اند. براین اساس ضروری است که به حداکثر رساندن بازدهی اقتصادی، یا همان تابع ارزش خالص

1. Buy back contracts

فعلی در طی عمر مخزن در توسعه میدان‌ها هیدروکربنی مد نظر قرار گرفته شود (امامی میبدی، ۱۳۹۷).

هانگ[1] در مقاله‌ای تحت عنوان «بررسی سریع نقطه بهینه در ازدیاد برداشت اولیه برای یافتن زمان تغییر فاز با استفاده از مدل تولید دو عاملی در مدل مونت کارلو» به مطالعه مجدد و بررسی مدل پیشنهادشده و درج پارامترهای عدم قطعیت که در کار قبل بررسی نشده بود و همچنین درج پارامترهای اقتصادی و اصلاح الگوریتم آن، به بررسی مجدد آن پرداخته شد و نتایج حاکی از تأثیر قابل‌توجه پارامترهای عدم قطعیت زمین‌شناسی درروند بهینه‌سازی تولید در خلال زمان از یک مدل مخزن بوده است.

نوراحمدی در مقاله‌ای تحت عنوان «بررسی وجوه فقهی الزامات فنی – اقتصادی تولید صیانتی از مخازن نفتی ایران» به بررسی وجوه فقهی در تولید صیانتی از مخازن نفتی ایران پرداخته است که در این مقاله تولید صیانتی به مفهوم حداکثر تولید تجمعی در طول عمر مفید میدان نفتی معرفی شده است به‌طوری‌که با رعایت موازین فنی مربوط صورت گیرد و الزامات اقتصادی به‌طور عمده مربوط به تجاری بودن تولید از میدان شناخته شده است (مهدی نوراحمدی، ۱۳۹۷)

چن و همکاران[2] در مقاله‌ای تحت عنوان «بهینه‌سازی تکمیل چاه و کنترل کربن دی‌اکسید برای ازدیاد برداشت ثانویه» به بررسی روش‌های مدیریت و بهره‌برداری بهینه درروند تولید از مخزن، برای بهینه‌سازی و ذخیره سازی گاز کربن‌دی‌اکسید و بازیابی نفت از یک مخزن در خلال زمان، پرداخته است. نتایج نشان داده است که بهینه‌سازی هم‌زمان با بازیافت نفت به همراه ذخیره‌سازی گاز کربن‌دی‌اکسید منجر به ارزش خالص فعلی بالاتر از مخزن مورد نظر می‌شود.

به دلیل عدم استفاده از مدل‌های واقعی مخزن در اکثر مطالعات پیشین و عدم توجه به مبحث بهینه‌سازی فنی با رویکرد صیانتی به صورت کمی و در نظر گرفتن توابع هدف ضریب بازیافت نفت و ارزش خالص فعلی به طور هم‌زمان در یک مدل واقعی از مخزن و همچنین عدم توجه به تحلیل حساسیت نسبت به پارامترهای اقتصادی نظیر قیمت نفت و نرخ تنزیل، در پژوهش حاضر سعی می‌شود یک مدل واقعی مخزن که بیان‌کننده دوره‌های

1. Hong,2018
2. Chen & Pawar,2020

برداشت متفاوت از یک مخزن است و بهره‌برداری از آن به پایان رسیده است، در نظر گرفته شود.

۳. روش تحقیق

مدل مورد نظر جهت بهینه‌سازی تولید از دوره‌های مختلف برداشت آن در خلال زمان، در پژوهش حاضر یک میدان نفتی واقعی واقع در ایالت وایومینگ[1]، که در حدود ۴۰ مایلی شمال غربی شهر راولینز[2] و در آمریکا واقع‌شده است، است. بعد از دوره تولید اولیه به‌صورت طبیعی به فاز بعدی برداشت رفته که تزریق اولیه آب با الگوی پریفریال[3] و از سال ۱۹۶۴ آغاز می‌شود. روند تولید از مخزن در سال ۱۹۷۷، با استفاده از الگوی تزریق آب[4] و حفاری چاه‌های اضافی[5] ادامه پیدا می‌کند. روند برداشت از مخزن بعد از مرحله تزریق آب و تولید ثانویه، فاز تولید ثالثیه است که در این مرحله با استفاده از تزریق گاز کربن‌دی‌اکسید تولید از سال ۱۹۸۷ آغاز و به مدت هشت سال ادامه پیدا می‌کند. مجموع تولید نهایی از این میدان تا انتهای سال ۱۹۹۵، برابر با ۱۲۰ میلیون بشکه نفت بوده است، که برابر با ۵۰ درصد از کل نفت درجای مخزن است که این امر به دلایل خواص خاص این مخزن و همچنین مقدار تخلخل و تراوایی بسیار بالای آن بوده است. شایان‌ذکر است که رسیدن به چنین ضریب بازیافتی در مخازن آهکی و ماسه‌سنگی ایران با تخلخل و تراوایی کمتر و همچنین مخازن شکافدار در سازندهای ایران حتی پس از حفر چاه‌های اضافی و یا استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت اولیه و ثانویه بسیار نادر است. خواص فیزیکی مخزن موردنظر در جدول ۱ آورده شده است که براساس اطلاعات موجود از این مخزن و نمودارهای چاه پیمایی آن مشخص‌شده است که ۸۰ فوت از این میدان با لایه دولومیت ماسه‌ای بسیار محکم و متراکم احاطه‌شده است و بعضی حفرات تخلخلی بالغبر ۱۸ درصد، و تراوایی برابر با ۵۰۰ میلی‌دارسی دارند. شکل ۱ نمودار مقدار نفت تولیدی تخمین زده‌شده در هرسال از کل نفت درجای میدان را نشان می‌دهد.

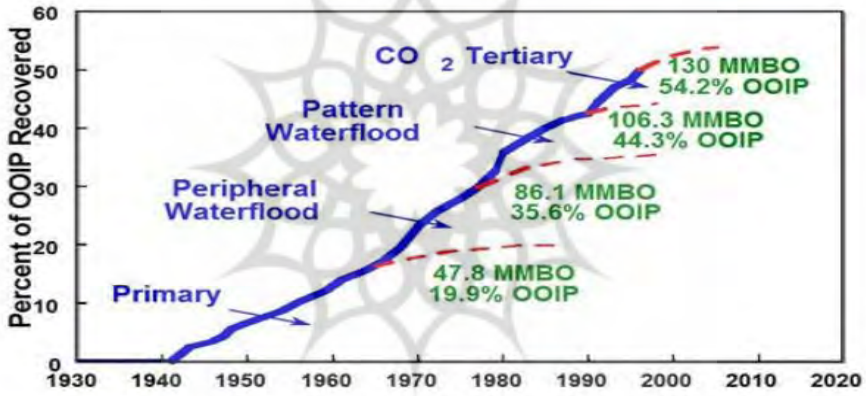
1. Wyoming
2. Rawlins
3. Peripherial
4. Pattern waterflood
5. Infill drilling

جدول ۱. مقادیر پارامترهای مدل فنی مخزن موردنظر

نام پارامتر	واحد	مقدار
Crude Gravity	$^{\circ}API$	۳۵
Reservoir Temperature	$^{\circ}F$	۱۵۸
Original Pressure	*psig*	۲۵۲۰
Current Reservoir Pressure	*psig*	۲۸۰۰
Bubble Point Pressure	*psig*	۸۷۵
Crude Viscosity	*cp*	۱/۳۸
Original Oil Formation	*resbbl / stb*	۱/۱۲

منبع: Parra sanches,2018

شکل ۱. نمودار ضریب بازیافت از مخزن در خلال زمان تولید



منبع: Parra sanches, 2018

بررسی منحنی‌های کاهش دبی یا افت تولید، بررسی روند کاهش شاخص‌های تولیدی مخزن است. در ابتدا مدل‌سازی برای مدل فنی انجام می‌شود که انطباق خوبی با تاریخچه تولید از مخزن را نیز داشته باشد. برای این امر یک مدل منحنی کاهش دبی نمائی جهت مدل‌سازی دوره‌های برداشت مخزن تعریف می‌شود، که این مدل رابطهٔ معینی برای محاسبهٔ مقدار ضریب بازیافت نفت در خلال زمان برای مخزن موردنظر در هر دوره از برداشت را تعیین می‌کند. لیک، برای ضریب بازیافت با استفاده از مدل منحنی‌های کاهش دبی نمائی، رابطه زیر را ارائه داده است[1].

1. Lake,2011

$$E_R(t) = E_R{}^0 + (E_R{}^{fin} - E_R{}^0)(1-e^{-t/\gamma}) \quad (۱)$$

در معادله ۱، E_R^0 ضریب بازیافت در زمان صفر است که این فرض در مدل‌سازی و شبیه‌سازی مخازن نفتی در خلال زمان با توجه به عدم تولید در زمان صفر فرضی رایج و صحیح است، E_R^{fin} ضریب بازیافت نهایی از هر دوره برداشت و γ زمان ثابت تولید برای هر دوره برداشت است. پارامترهای زمان ثابت تولید و ضریب بازیافت نهایی برای هر دوره برداشت به‌شدت به خصوصیات و چگونگی رفتار مخزن در زمان تولید وابسته است. تولید از مخزن موردنظر نیز طی سه دورهٔ برداشت اولیه، ثانویه و ثالثیه صورت گرفته است، در ادامه به مدل‌سازی هرکدام از این فازها برای مخزن موردنظر پرداخته می‌شود.

الف) دوره اول تولید

معادله ۱ برای دوره برداشت اولیه به‌صورت معادله (۲) به دست می‌آید و در ادامه برای دوره‌های بعدی نیز به‌این‌ترتیب حاصل می‌شود.

$$E_{R1}(t) = E_{R1}{}^0 + (E_{R1}{}^{fin} - E_{R1}{}^0)(1-e^{-t/\gamma_1}) \quad (۲)$$

در معادله(۲)، E_{R1}^0 همان‌طور که در معادله ۱ بیان شد فرض می‌شود که ضریب بازیافت برای دوره اولیه در زمان صفر است و این فرض در نمودار میزان تولید از مخزن در خلال زمان و همچنین مقدار تغییرات تولید در بازه زمانی نسبت به زمان قبل قابل‌اندازه‌گیری است. E_R^{fin} به‌عنوان ضریب بازیافت نهایی برای دوره برداشت اولیه و $\gamma 1$ مدت‌زمان ثابت برای تولید در دوره برداشت اولیه است.

$$E_{R1}(t) = E_{R1}{}^{fin}(1-e^{-t/\gamma_1}) \quad (۳)$$

ب) دوره دوم تولید

$$E_{R2}(t) = E_{R1}(t_{prim}) + [E_{R2}{}^{fin'} - E_{R1}(t_{prim})](1-e^{-(t-t_{prim})/\gamma_2}) \quad (۴)$$
$$for\ t \geq t_{prim}$$

در معادله (۴)، $E_{R1}(t_{prim})$ ضریب بازیافت حاصل‌شده در انتهای دوره برداشت اولیه است. t_{prim} کل سال‌های برداشت در انتهای دوره اولیه است. $E_{R2}^{fin'}$ ضریب بازیافت نهایی برای

دوره برداشت ثانویه است. در این معادله همچنین $\gamma 2$ مدت‌زمان ثابت برای تولید در دوره برداشت ثانویه است.

$$E_{R2}{}^{fin'} = E_{R1}(t_{prim}) + \Delta E_{R2}{}^{fin} \qquad (۵)$$

که معادله (۵) با استفاده از معادله (۳) جایگذاری می‌شود و درنهایت معادله (۶) **Error! Reference source not found.** برای محاسبه $E_{R2}^{fin'}$ به دست می‌آید.

$$E_{R2}{}^{fin'} = E_{R1}{}^{fin}(1-e^{-t_{prim}/\gamma_1}) + (E_{R2}{}^{fin} - E_{R1}{}^{fin}) \qquad (۶)$$

ج) دوره سوم تولید

$$E_{R3}(t) = E_{R2}(t_{\sec}) + [E_{R3}{}^{fin'} - E_{R2}(t_{\sec})](1-e^{-(t-t_{prim}-t_{\sec})/\gamma_3}) \qquad (۷)$$
$$for\ t \geq t_{\sec}$$

در معادله (۷)، $E_{R2}(t_{sec})$ ضریب بازیافت حاصل‌شده در انتهای دوره برداشت ثانویه است. t_{sec} مدت‌زمان برداشت در بازهٔ دوره تولید ثانویه است. $E_{R3}^{fin'}$ ضریب بازیافت نهایی برای دوره برداشت ثالثیه است. در این معادله $\gamma 3$ مدت‌زمان ثابت برای تولید در دوره برداشت ثالثیه است.

$$E_{R3}{}^{fin'} = E_{R2}(t_{\sec}) + \Delta E_{R3}{}^{fin} \qquad (۸)$$

که معادله (۸) با استفاده از معادله (۳) و (۴) جایگذاری می‌شود. درنهایت معادله (۹) برای محاسبه $E_{R3}^{fin'}$ به دست می‌آید.

$$E_{R3}{}^{fin'} = E_{R1}(t_{prim}) + [E_{R2}{}^{fin'} - E_{R1}(t_{prim})](1-e^{-(t_{\sec})/\gamma_2}) + (E_{R3}{}^{fin} - E_{R2}{}^{fin}) \qquad (۹)$$

• مدل‌سازی ارزش خالص فعلی پروژه

ارزش خالص فعلی پروژه برابر است با مجموع جریان‌های نقدی خالص در هر پروژه که در یک نرخ خاص محاسبه می‌شود. براساس این تعریف معادله (۱۰) برای محاسبه ارزش خالص فعلی پروژه به دست می‌آید.

$$NPV_i = \sum_{t_{phase(i-1)}}^{t_{phasei}} PV_t = \sum_{t_{phase(i-1)}}^{t_{phasei}} \frac{CF_{it}}{(1+R)^t} \qquad (۱۰)$$

در معادله (۱۰)، NPV_i ارزش خالص فعلی پروژه برای دوره برداشت iام، PV_t ارزش فعلی در زمان t، t_{phasei} مدت‌زمان دوره برداشت iام، CF_{it} برابر است با جریان نقدی خالص[1] برای دوره برداشت iام در زمان t و R نرخ تنزیل واقعی پروژه است که به‌طورکلی برابر با ۱۰ ٪ در نظر گرفته می‌شود. ارزش خالص فعلی پروژه در معادله ۱۱ تعریف‌شده است.

$$CF_{it} = Inflow_{it} - Outflow_{it} \quad (۱۱)$$

$$Inflow_{it} = N\$_{oil}[E_{Ri}(t) - E_{Ri}(t-1)] \quad (۱۲)$$

در معادله (۱۲)، پارامتر N مقدار کل نفت درجای مخزن در حجم استاندارد است، $\$_{oil}$ قیمت نفت به ازای واحد دلار است، و $E_{Ri}(t)$ مقدار ضریب بازیافت از مخزن برای دوره برداشت i ام و در زمان t است. $E_{Ri}(t-1)$ مقدار ضریب بازیافت از مخزن برای دوره برداشت i ام و در زمان $t-1$ است.

$$Outflow_{it} = \$_{Capex(i)} + \$_{Opex(i)} \quad (۱۳)$$

محاسبه هزینه‌های عملیاتی

محاسبه هزینه‌های عملیاتی به‌صورت سالیانه و براساس میزان تولید در هرسال در طی زمان عمر پروژه است. در ابتدا مقدار تولید در هرسال طبق معادله (۱۴) محاسبه می‌شود.

$$\text{Production(t)} = N[E_{Ri}(t) - E_{Ri}(t-1)] \quad (۱۴)$$

در معادله (۱۴)، Production (t) میزان تولید سالیانه به ازای هر بشکه (bbl /year) است، N مقدار نفت درجای محاسبه‌شده در مخزن برحسب واحد بشکه است. $E_{Ri}(t)$ مقدار ضریب بازیافت در دوره برداشت i ام در زمان t^t است. $E_{Ri}(t-1)$ مقدار ضریب بازیافت در همان دوره برداشت در بازهٔ زمانی قبلی است. در مرحله بعد مقدار پارامتر CF_{it} برای هر دوره برداشت با استفاده از معادله (۱۴) به دست می‌آید.

$$CF_{it} = N\$_{oil}[E_{Ri}(t) - E_{Ri}(t-1)] - (\$_{Capexi} + (\$_{Opexi} N[E_{Ri}(t) - E_{Ri}(t-1)])) \quad (۱۵)$$

● محاسبه هزینه‌های سرمایه‌ای

در پژوهش حاضر فرض بر تأمین مالی هزینه‌های سرمایه‌ای در طول مدتی که هزینه‌ها انجام‌شده است، است. در این روش با استفاده از میزان کل نفت درجای مخزن و مقدار

1.Net cash flow

نهایی نفت بازیافت شده در انتهای پروژه و میزان هزینه سرمایه‌ای سالیانه به ازای هر بشکه، مقدار کل هزینه‌های سرمایه‌ای تخمین زده می‌شود و در محاسبات تابع هدف اعمال می‌شود. در این روش هزینه‌های سرمایه‌ای به‌صورت cost of capital در پروژه دیده می‌شود و پارامتری تحت عنوان نرخ بهره[1] به‌طور سالیانه و تا پایان دوره بازپرداخت کامل هزینه‌ها به آن اضافه می‌شود. به‌طورکلی محاسبه هزینه‌های سرمایه‌ای به‌صورت هزینه ثابت سالیانه از معادله (۱۶) به دست می‌آید.

$$Capex(yearly) = N(E_{Rfinal}Capex)\frac{(1+IR)}{RY} \qquad (۱۶)$$

در معادله (۱۶)، پارامتر *Capex* میزان هزینه‌های سرمایه‌ای است که به‌صورت سالیانه ($/year) است، N مقدار نفت درجای محاسبه‌شده در مخزن به ازای بشکه است. پارامتر IR میزان نرخ بهره جهت بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای در طول دوره بازگشت سرمایه است و RY سال‌های بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای[2] برحسب واحد سال است.

- **برآورد مدل**

در این مدل قیمت نفت ثابت و برابر ۵۵ دلار در نظر گرفته می‌شود و هزینه‌های عملیاتی تخمین زده‌شده برای این مدل در هر دوره برداشت در جدول آورده شده است.

جدول ۲. هزینه‌های عملیاتی تخمین زده‌شده برای هر دوره برداشت

دوره برداشت	هزینه عملیاتی (دلار به ازای هر بشکه)
برداشت اولیه	۳
برداشت ثانویه	۷
تزریق آب با الگو مشخص	۸
برداشت ثالثیه	۱۲

منبع: یافته‌های تحقیق

همچنین برای محاسبه هزینه‌های سرمایه‌ای مقدار نرخ بهره برابر با ۷ درصد سال‌های بازپرداخت وام تأمین مالی هزینه‌های سرمایه‌ای برابر با ۲۰ سال در نظر گرفته می‌شود و مقدار هزینه‌های سرمایه‌ای برابر ۱۲ دلار به ازای هر بشکه فرض می‌شود. لازم به ذکر است

1. Interest rate (IR)
2. Recovered year

که پارامتر ریسک تولید در این مقاله در نظر گرفته نشده است. به‌طورکلی ریسک تولید از مخزن در خلال زمان بسته به پارامترهای مختلفی ازجمله شرایط مخزن (سنگ و سیال)، شرایط تولید و عدم قطعیت‌های اقتصادی و سیاسی و ... در هریک از مراحل تولید و برداشت از مخزن متفاوت است. بااین‌حال می‌توان گفت که به‌طورکلی این پارامتر در زمان تولید ثانویه بیشتر از تولید اولیه و در دوره تولید ثالثیه بیشتر از زمان تولید ثانویه است و هر چه به سمت تولید از مخزن با روش‌هایی غیر از تولید طبیعی و تخلیه اولیه و خودبه‌خودی از مخزن جلو برویم ریسک تولید افزایش می‌یابد.

• استفاده از الگوریتم ژنتیک جهت بهینه‌سازی

ابزار بهینه‌سازی مورد استفاده در پژوهش حاضر الگوریتم تکاملی و فرا ابتکاری ژنتیک است. برای این منظور دستور این الگوریتم در هر مرحله در زبان برنامه‌نویسی متلب نوشته‌شده است و تمامی نتایج با آن بررسی و مقایسه می‌شود. در این قسمت به توضیح روند دستور نوشته‌شده و نحوه بهینه‌سازی با استفاده از این الگوریتم پرداخته می‌شود. همان‌طور که در فصل قبل ذکر شد، اولین گام در الگوریتم ژنتیک انتخاب پارامترها و تعیین تابع هدف است. در این مسئله چهار متغیر تصمیم نام‌برده شده، که زمان‌های بهینه رفتن از هر دوره برداشت به دوره برداشت بعدی با در نظر گرفتن رویکرد صیانتی به مدل یا همان t_{prim}، $t_{sec\ per}$، $t_{sec\ pat}$ و t_{ter} که برحسب سال می‌باشند، در نظر گرفته‌شده است. روش انتخاب اعضای بهتر با استفاده از چرخه رولت‌ویل[1]، که در پژوهش حاضر از این روش استفاده شده است.

• روند اجرا

به‌طورکلی برای مدل موردنظر دو هدف اصلی دنبال می‌شود، اولین هدف بررسی و مقایسهٔ رویکردهای متفاوت نسبت به مخزن و بررسی توابع مختلف به‌عنوان توابع هدف مسئلهٔ بهینه‌سازی جهت بیشینه کردن آن‌ها پرداخته می‌شود، که در این مسئله از ارزش خالص فعلی مخزن و ضریب بازیافت به‌عنوان توابع هدف استفاده شده است. در این قسمت، هدف نشان دادن تفاوت دیدگاه فنی و دیدگاه اقتصادی به همراه رویکرد صیانتی نسبت به مدل مخزن مورد نظر است. در ادامه مدل مبنا نسبت به پارامترهای اقتصادی شامل قیمت

1. Roulette wheel selection

نفت و نرخ تنزیل تحلیل حساسیت می‌شود و تأثیر این پارامترها بر روند بهینه‌سازی و مقادیر توابع هدف بررسی می‌شود.

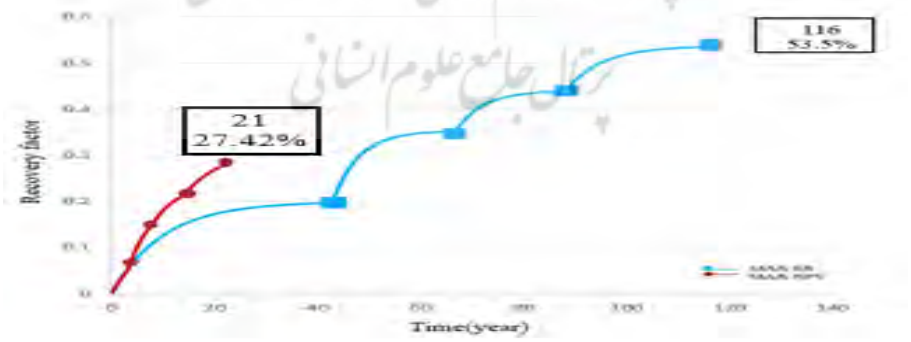
٤. یافته‌ها

بهینه‌سازی توابع هدف مسئله با در نظر گرفتن رویکرد صیانتی نسبت به مخزن (دید بلندمدت) با توجه به تعاریف بیان‌شده در خصوص رویکرد صیانتی و در نظر گرفتن دیدگاه بلندمدت نسبت به مخزن در این بخش ابتدا دو تابع هدف مسئله یعنی همان ارزش خالص فعلی مخزن و مقدار ضریب بازیافت آن با استفاده از رویکرد صیانتی بیشینه شده است. این رویکرد همان نگاه بلندمدت به مخزن و در نظر گرفتن تأثیر تمامی دوره‌های برداشت از مخزن به‌طور هم‌زمان درروند بهینه‌سازی از تولید مخزن و در طول کل عمر مخزن در خلال زمان است.

شکل ۲ مقدار ضریب بازیافت بهینه تولید از مخزن در خلال زمان با استفاده از رویکرد صیانتی برای توابع هدف متفاوت ارزش خالص فعلی مخزن و ضریب بازیافت از مخزن، به‌عنوان توابع هدف اصلی مسئله را نشان می‌دهد.

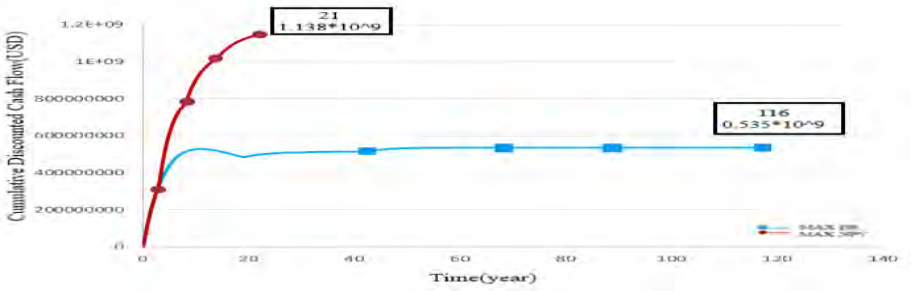
در ادامه شکل ۳ مقادیر جریان‌های نقدی پروژه بر در خلال زمان با استفاده از رویکرد صیانتی برای توابع ارزش خالص فعلی در تولید از مخزن و مقدار ضریب بازیافت مخزن به‌عنوان توابع هدف اصلی مسئله را نشان می‌دهد.

شکل ۲. مقدار ضریب بازیافت بهینه تولید از مخزن برای توابع هدف مختلف با رویکرد صیانتی نسبت به مخزن



منبع: یافته‌های پژوهش

شکل ۳. مقدار بهینه جریان‌های نقدی پروژه برای توابع هدف مختلف با رویکرد صیانتی نسبت به مخزن



منبع: یافته‌های پژوهش

نتایج نشان می‌دهد که اگر دوره‌های برداشت یک مخزن را بادید بلندمدت و با در نظر گرفتن بیشینه کردن مقدار ضریب بازیافت از مخزن بهینه‌سازی کنیم علی‌رغم سود حاصل‌شده کمتر به میزان بازیافت بیشتری در طول عمر مخزن دست خواهیم یافت و مدت‌زمان بیشتری می‌توان از مخزن تولید داشت که این نتیجه دید صیانتی به مخزن و تولید آهسته در مدت‌زمان بیشتری است. نتایج نشان می‌دهد اگر تنها بیشینه کردن جریان نقدی پروژه را تابع هدف استحصال از یک مخزن در نظر بگیریم شاید در کوتاه‌مدت سود کمتری ایجاد شود اما به دلیل تولید سریع مخزن در بلندمدت آسیب‌دیده و هیدروکربن کمتری می‌توان از آن استحصال کرد و درنتیجه مقدار کل عمر بهینه مخزن کوتاه‌تر و مقدار ضریب بازیافت نهایی از مخزن کمتر خواهد بود که این امر به صورت کیفی در کارهای پیشین نیز بیان شده بود (درخشان، ۱۳۹۳) و در این پژوهش برای یک مدل واقعی به صورت کمّی نیز اثبات شده است. در جدول ۳ ادامه نتایج این دو رویکرد بهینه‌سازی برای توابع هدف مختلف را نشان می‌دهد.

جدول ۳. بررسی نتایج رویکرد صیانتی جهت بهینه‌سازی برای توابع هدف مختلف

مقادیر پارامترها	تابع هدف NPV	تابع هدف E_R
$NPV\ (\$)\ (*10^{\wedge}9)$	۱/۱۳۸	۰/۵۳۵
$E_{Rfinal}\ (\%)$	۲۱/۴۲	۵۰/۵۳
$t_{prim}\ (years)$	۳	۴۳
$t_{sec\ per}\ (years)$	۵	۲۴
$t_{sec\ pat}\ (years)$	۶	۲۱
$t_{ter}\ (years)$	۷	۲۸
$Total\ time\ (years)$	۲۱	۱۱۶

منبع: یافته‌های پژوهش

۱-٤. تحلیل حساسیت مدل نسبت به پارامترهای اقتصادی:

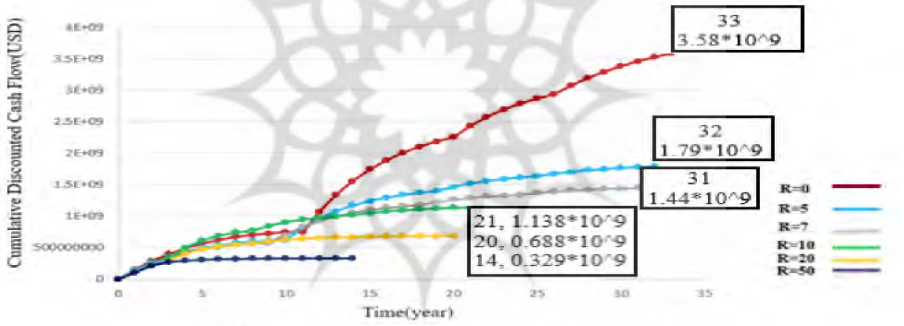
تحلیل حساسیت مدل نسبت به نرخ تنزیل

مدل مورد نظر برای نرخ تنزیل‌های ۰، ۵، ۷، ۱۰، ۲۰، ۵۰ درصد برای هر دو تابع هدف مسئله یعنی بیشینه کردن ارزش خالص فعلی مخزن و همچنین بیشینه کردن مقدار ضریب بازیافت در حین تولید از مخزن بررسی می‌شود.

الف) تحلیل حساسیت تابع ارزش خالص فعلی مخزن نسبت به نرخ تنزیل

شکل ۴ مقادیر جریان‌های نقدی حاصل از تولید از مخزن در خلال زمان برای زمانی که تابع هدف، مقدار نهایی ارزش خالص فعلی مخزن است و بهینه‌سازی با در نظر گرفتن رویکرد صیانتی (تمام دوره‌ها) انجام‌شده است را نشان می‌دهد.

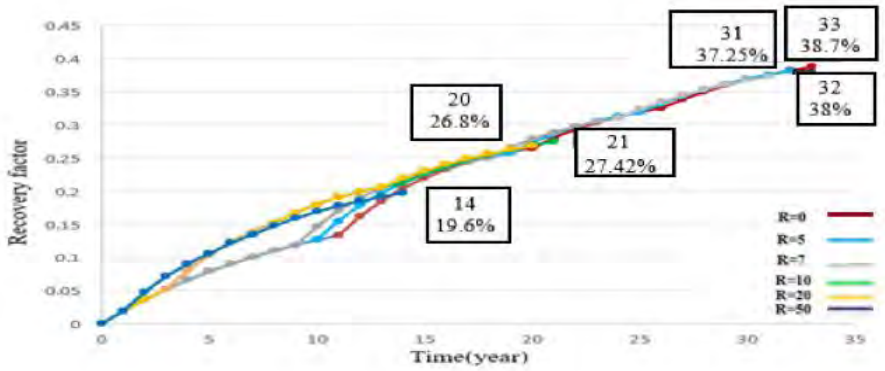
شکل ٤. مقایسه تغییرات نرخ تنزیل بر روی بهینه‌سازی مقدار تابع ارزش خالص فعلی مخزن با رویکرد صیانتی نسبت به آن



منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طور که نتایج آشکار می‌کند با افزایش مقدار نرخ تنزیل مقدار نهایی تابع هدف کاهش پیدا می‌کند. همچنین مجموع زمان دوره تولید نیز کمتر خواهد شد. به طوری که در نرخ تنزیل صفر، بیشترین مقدار سود حاصل‌شده ایجاد شده است و بیشترین مقدار برداشت از مخزن نیز اتفاق افتاده است، که این امر طبیعی بوده و با افزایش نرخ تنزیل و وجود تأثیر زمان در آن و همچنین کاهش ارزش پول، تمایل برای تسریع در تولید و انتقال تولیدات آینده به زمان حال افزایش می‌یابد. ازاین‌رو مقادیر بیشتری از تولید در سال‌های ابتدایی محقق می‌شود و تولید به‌سرعت متوقف می‌گردد که این همان نتایج عدم رویکرد صیانتی نسبت به مخزن است.

شکل ۵. مقایسه تغییرات نرخ تنزیل بر روی مقدار ضریب بازیافت با رویکرد صیانتی نسبت به مخزن



منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طورکه نتایج نشان می‌دهد با افزایش پارامتر نرخ تنزیل مقدار دوره تولید کاهش می‌یابد و درنتیجه مقدار برداشت از مخزن و همچنین ضریب بازیافت مخزن نیز کاهش می‌یابد. این امر به دلیل کاهش ارزش سرمایه‌گذاری در یک پروژه برای سرمایه‌گذاران زمانی که نرخ تنزیل یک پروژه بالا است، است. در انتها نتایج بهینه‌سازی تابع ارزش خالص فعلی با رویکرد صیانتی یا همان دید بلندمدت نسبت به مخزن و تحلیل حساسیت نسبت به پارامتر نرخ تنزیل در جدول ۴، آورده شده است.

جدول ٤. بهینه‌سازی تابع هدف ارزش خالص فعلی با استفاده از رویکرد صیانتی نسبت به مخزن برای نرخ تنزیل‌های متفاوت

R (%)	NPV ($) (*10^9)	E_{Rfind}	Rate (bbl/year) (*10^6)	t_{Life1} (years)	$t_{Life2per}$ (years)	$t_{Life2pat}$ (years)
۰	۳/۵۸۹۲	۳۸/۷۲	۱/۳٤٤	۱۱	۹	٦
۵	۱/۷۹۳٤	۳۸/۰۰	۱/۳٤۳	۱۰	۹	٦
۷	۱/٤٤۰۰	۳۷/۲۵	۱/۳٤۳	۹	۹	٦
۱۰	۱/۱۳۸۳	۲۷/٤۲	۱/۳٤۲	۳	۵	٦
۲۰	۰/٦۸۸۰	۲٦/۸۰	۱/۳٤٤	۳	۵	۵
۵۰	۰/۳۲۹۰	۱۹/٦۰	۱/۳٤٤	۱	٤	۲

منبع: یافته‌های پژوهش

در رویکرد کوتاه‌مدت، تابع ارزش خالص فعلی تنها با افزایش مقدار نرخ تنزیل کاهش می‌یابد و به دلیل عدم در نظر گرفتن محدودیت زمانی و تأثیرات هر دوره

برداشت بر دوره قبل و بعد از خود تغییر این پارامتر بر نتایج بهینه‌سازی تابع تأثیری ندارد. همچنین تابع ضریب بازیافت از مخزن به دلیل صرفاً فنی بودن، نرخ تنزیل در نتایج بهینه‌سازی آن تأثیری ندارد.

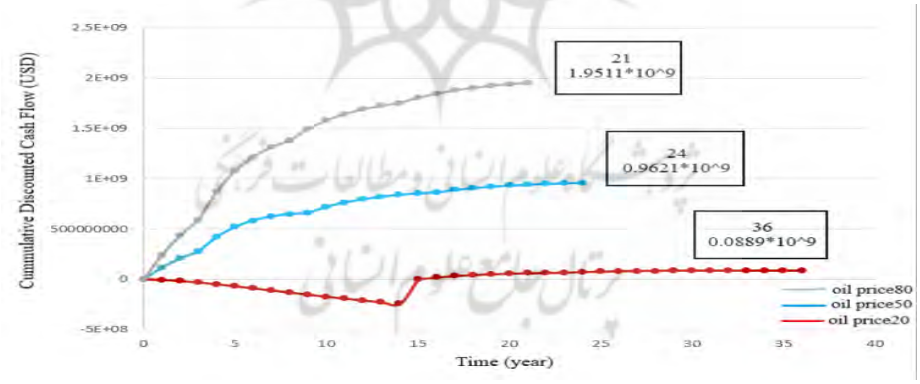
تحلیل حساسیت مدل نسبت به قیمت نفت

روش تحلیل قیمت نفت در این پژوهش، استفاده از قیمت نفت با فرض داشتن توزیع مثلثی[1] است که سه حالت قیمت نفت خوش‌بینانه، واقع‌بینانه و بدبینانه در نظر گرفته می‌شود و تأثیر آن بر روی نتایج بهینه‌سازی بررسی می‌شود. بنابراین از سه سناریوی قیمت نفت خوش‌بینانه، بدبینانه و واقع‌بینانه (۲۰، ۵۰ و ۸۰) دلار به ازای هر بشکه جهت بررسی‌ها استفاده می‌شود که در ادامه نتایج آن بر بهینه‌سازی‌های انجام‌شده آورده شده است.

الف) تحلیل حساسیت تابع ارزش خالص فعلی مخزن نسبت به قیمت نفت

در ابتدا تابع هدف بیشینه کردن ارزش خالص فعلی مخزن را با استفاده از رویکرد صیانتی یا بلندمدت (تمام دوره‌ها) با استفاده از سه قیمت نفت ذکرشده بررسی می‌شود.

شکل ٦. تأثیر قیمت نفت بر روی بهینه‌سازی مقدار ارزش خالص فعلی مخزن با رویکرد صیانتی نسبت به آن



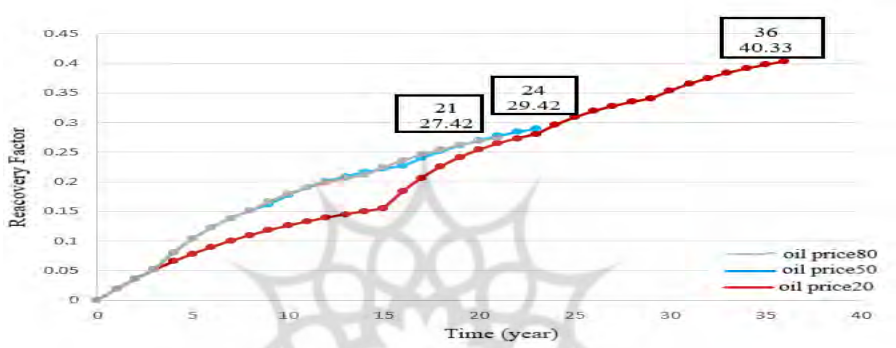
منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش قیمت نفت مقدار نهایی تابع ارزش خالص فعلی مخزن افزایش می‌یابد، همچنین بیشترین زمان برداشت به دوره‌های نهایی موکول

1. Triangle dostribution

می‌شود، تسریع در تولید و انتقال تولیدات آینده به زمان حال افزایش می‌یابد ازاین‌رو مقادیر بیشتری از تولید در سال‌های ابتدایی محقق می‌شود و تولید به‌سرعت متوقف می‌گردد که این همان عدم توجه به رویکرد صیانتی و تنها توجه به افزایش سود در زمان فعلی است. در ادامه به بررسی مقادیر ضریب بازیافت مخزن برای این حالت پرداخته می‌شود.

شکل ۷. تأثیر قیمت نفت بر روی مقدار ضریب بازیافت در رویکرد صیانتی نسبت به مخزن



منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طورکه مشخص است در قیمت نفت ۲۰ دلار به ازای هر بشکه، مقدار بسیار زیادی از منابع زیرزمینی از این مخزن برداشت‌شده و مجموع زمان پروژه بسیار طولانی‌تر از حالت‌های دیگر بوده است و پروژه ۳۶ سال به طول انجامیده است، این امر به این دلیل است که تابع هدف، بیشینه کردن ارزش خالص فعلی مخزن است و برای دستیابی به آن باید پروژه مدت‌زمان زیادی ادامه داشته باشد تا مقدار قابل قبولی از سود نهایی ایجاد شود که این نیز به‌خودی‌خود منجر به در نظر گرفتن رویکرد صیانتی نسبت به منبع می‌شود. در ابتدا مقدار این تابع منفی است بدین معنا که هزینه‌های پروژه بیشتر از مقدار درآمد آن است و در ادامه در دوره‌های برداشت بعدی سودآوری پروژه آغاز می‌شود. در کنار این حالت برای قیمت نفت ۵۰ و ۸۰ دلار به ازای هر بشکه مقدار کمتری از منبع زیرزمینی برداشت‌شده و همچنین کل سال‌های پروژه در مقایسه با قیمت نفت ۲۰ دلار به ازای هر بشکه بسیار کمتر بوده و مجموع زمان پروژه برابر ۲۱ و ۲۴ سال است. همچنین در قیمت نفت‌های بالا تمایل به تسریع برداشت از مخزن و توقف سریع‌تر پروژه بیشتر خواهد بود که در تناقض با رویکرد صیانتی است.

جدول ۵. بهینه‌سازی تابع هدف ارزش خالص فعلی با استفاده از رویکرد صیانتی در قیمت نفت‌های متفاوت

قیمت نفت	NPV ($) (*10^9)	E_{Rfind} (%)	Rate (bbl/year) (*10^6)	t_{Life1} (years)	$t_{Life2per}$ (years)	$t_{Life2pat}$ (years)	t_{Life3} (years)
۲۰	۰/۰۸۸۹۰	٤۰/۳۳	۱/٤۳٤	۵۱	۸	٦	۷
۵۰	۰/٦۲۱۹	۲۹/۲٤	۱/۱٦۳	۳	٦	۷	۸
۸۰	۰/۹۵۱۱	۲۷/٤۲	۱/۳٤۲	۳	۵	٦	۷

منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد، در قیمت نفت بسیار پایین در ابتدا مقدار ارزش خالص فعلی منفی است، بدین معنا که درآمد حاصل از آن دوره کمتر از هزینه‌های جاری بوده است و علاوه بر استحصال بسیار زیاد از مخزن و طولانی‌تر بودن زمان برداشت از آن، مقدار ارزش خالص فعلی پروژه به دلیل پایین بودن قیمت نفت همچنان منفی است. در ادامه در انتهای دوره برداشت اولیه، درآمدها و هزینه‌ها برابر می‌شود و مقدار پارامتر ارزش خالص فعلی برابر با صفر می‌شود و دوره‌های برداشت بعدی سیر صعودی پیدا می‌کند. با افزایش قیمت نفت مقدار ارزش خالص فعلی مخزن نیز افزایش می‌یابد، که امری مشهود است. با افزایش درآمد حاصل‌شده به دلیل افزایش قیمت نفت، درصورتی‌که هزینه‌ها ثابت باشند، مقدار سود حاصل از پروژه بیشتر خواهد شد. در ادامه نتایج این تابع هدف با استفاده از رویکرد غیرصیانتی یا کوتاه‌مدت نسبت به هر دوره (بین دوره‌ای) در جدول ۵ آورده شده است. همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد با افزایش قیمت نفت به دلیل بهینه‌سازی با استفاده از رویکرد بین دوره‌ای و دیدگاه کوتاه‌مدت به‌کل میدان نسبت به رویکرد صیانتی، مقدار نهایی ارزش خالص فعلی مخزن و همچنین سود حاصل‌شده در هر قیمت نفت متناظر کمتر است. در اینجا اهمیت و تفاوت بارز و کارایی روش بهینه‌سازی با رویکرد صیانتی (تمام دوره‌ها) و دیدگاه کلی به میدان به‌خوبی مجدداً قابل مشاهده است.

همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد، در قیمت نفت بسیار پایین در ابتدا مقدار ارزش خالص فعلی منفی است، بدین معنا که درآمد حاصل از آن دوره کمتر از هزینه‌های جاری بوده است و علاوه بر استحصال بسیار زیاد از مخزن و طولانی‌تر بودن زمان برداشت از آن، مقدار ارزش خالص فعلی پروژه به دلیل پایین بودن قیمت نفت همچنان منفی است. در ادامه در انتهای دوره برداشت اولیه، درآمدها و هزینه‌ها برابر می‌شود و مقدار پارامتر ارزش

خالص فعلی برابر با صفر می‌شود و دوره‌های برداشت بعدی سیر صعودی پیدا می‌کند. با افزایش قیمت نفت مقدار ارزش خالص فعلی مخزن نیز افزایش می‌یابد، که امری مشهود است. با افزایش درآمد حاصل‌شده به دلیل افزایش قیمت نفت، درصورتی‌که هزینه‌ها ثابت باشند، مقدار سود حاصل از پروژه بیشتر خواهد شد. در ادامه نتایج این تابع هدف با استفاده از رویکرد غیرصیانتی یا کوتاه‌مدت نسبت به هر دوره (بین دوره‌ای) در جدول ۵ آورده شده است. همان‌طور که نتایج نشان می‌دهد با افزایش قیمت نفت به دلیل بهینه‌سازی با استفاده از رویکرد بین دوره‌ای و دیدگاه کوتاه‌مدت به‌کل میدان نسبت به رویکرد صیانتی، مقدار نهایی ارزش خالص فعلی مخزن و همچنین سود حاصل‌شده در هر قیمت نفت متناظر کمتر است. در اینجا اهمیت و تفاوت بارز و کارایی روش بهینه‌سازی با رویکرد صیانتی (تمام دوره‌ها) و دیدگاه کلی به میدان به‌خوبی مجدداً قابل مشاهده است.

جدول ٦. بهینه‌سازی تابع هدف ارزش خالص فعلی با رویکرد غیرصیانتی (بین دوره‌ای) در قیمت نفت‌های متفاوت

قیمت نفت	NPV ($) (*10^9)	E_{Rfind} (%)	Rate (bbl/year) (*10^6)	t_{Life1} (years)	$t_{Life2per}$ (years)	$t_{Life2pat}$ (years)	t_{Life3} (years)
۲۰	۰/۰۷۹۸۵	۱۲/۹٦	۲/۰٦٤	۱	۲	۱	٤
۵۰	۰/۹۲۲۷	۳۸/۰۲	۱/۳٤٤	۱۰	۹	٦	۷
۸۰	۱/٦۱۷۵	٤۰/٤۳	۱/۳٤٤	۱٤	۹	٦	۷

منبع: یافته‌های پژوهش

۵. بحث و نتیجه‌گیری

در این پژوهش به یکی از مباحث مهم درزمینه بهینه‌سازی میدان‌ها نفتی که در عصر حاضر اهمیت فراوانی یافته است، یعنی بهینه‌سازی فنی و اقتصادی میدان‌ها با رویکرد صیانتی به‌طور هم‌زمان پرداخته شد. علاوه بر بحث بهینه‌سازی توابع فنی و اقتصادی، آنالیز حساسیت نسبت به تغییرات پارامترهای مهم اقتصادی که در بهینه‌سازی و سرمایه‌گذاری جایگاه ویژه‌ای دارند نیز پرداخته‌شده است. پژوهش حاضر اهداف مختلفی را دنبال کرده است که از مهم‌ترین اهداف تعیین‌شده عبارت‌اند از:

- معرفی و اهمیت تولید بهینه و صیانتی از میدان‌ها نفتی که در عصر حاضر موردتوجه ویژهٔ دنیا قرارگرفته است.

- معرفی و بررسی روش بهینه‌سازی با رویکرد صیانتی یا بلندمدت (تمام دوره‌ها) به‌طور هم‌زمان و رفتار میدان در مقابل این رویکرد بهینه‌سازی و مقایسهٔ آن با روش بهینه‌سازی بین دوره‌ای و رویکرد کوتاه‌مدت به پروژه.
- توجه به این نکته که مسیر بهینه برای تولید از یک مخزن مسیری بین دو حالت فنی و مباحث اقتصادی است، نه بیشینه کردن سود کوتاه‌مدت و نه‌فقط حداکثر تولید فنی ما را به مسیر بهینه تولید از یک مخزن با اهداف صیانتی می‌رساند.

با توجه به گستره وسیع مباحث بهینه‌سازی و همچنین عوامل بسیار زیاد تأثیرگذار و توابع هدف متعدد و متغیرهای تصمیم متفاوت در این حوزه، لذا تدوین یک مدل جامع که بتواند کلیه این گستره و عوامل را پوشش دهد، ناممکن است. همان‌طور که در کارهای پیشین تعداد محدودی متغیرتصمیم یا تابع هدف موردبررسی قرارگرفته است. همچنین اگر فرض شود تدوین چنین مدلی ممکن باشد، مطمئناً مدل مذکور بسیار پیچیده خواهد بود و دیگر قابل‌حل و تحلیل نخواهد بود. ازاین‌رو لازم است تا برای طرح‌های سرمایه‌گذاری و بهینه‌سازی فنی و اقتصادی مختلف و همچنین شرایط مختلف موجود در هر میدان ازلحاظ فنی و اقتصادی و همچنین با لحاظ عوامل اجتماعی و در نظر گرفتن مسائل مربوط به توسعه پایدار با رویکرد صیانتی و اهمیت محیط زیست و صیانت از آن برای آیندگان مدل‌های متناسب تنظیم گردد و سپس مورد تحلیل و بررسی قرار گیرد. لذا با توجه به این موارد می‌توان برای پژوهش حاضر با در نظر گرفتن عوامل تأثیرگذار و تأثیرپذیر مختلف، توسعه‌های متعددی در برای دیگر عوامل نظیر فشار و تعداد چاه و همچنین محدودیت‌های اقتصادی در قراردادهای نفتی با استفاده از دیگر الگوریتم‌های بهینه‌سازی را پیشنهاد داد.

٦. تعارض منافع

تعارض منافع ندارد.

۷. سپاسگزاری

بدین‌وسیله از زحمات و همکاری‌های اساتید محترم و هیئت تحریریه و داوران نشریه پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران که نویسندگان این مقاله را در تهیه و جمع‌آوری آمار و اطلاعات لازم یاری نموده‌اند قدردانی می‌گردد.

ORCID

Fateme Gholami https://orcid.org/0009-0005-7594-7113
Fazel Moridi Farimani https://orcid.org/0000-0002-5695-0190
Hamidreza Shahverdi https://orcid.org/0000-0001-6531-0040

۸. منابع

امامی میبدی، ارباب، ح. علیخانی. (۱۳۹۷). مدل‌سازی سناریوی بهینه فنی - اقتصادی تولید گاز در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از روش‌های برنامه‌ریزی پویا، نشریه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه ریزی انرژی، ۱۳۹۷، دوره ۴، شماره ۱۲، صفحات ۷۶-۴۷

خلعتبری. (۱۳۷۹). بهره‌برداری بهینه از منابع نفتی در راستای توسعه پایدار

درخشان، مسعود. (۱۳۹۳). قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی، *مطالعات اقتصاد اسلامی*، ص ۵۲-۷.

طاهری فرد، ع. (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.

قانون اصلاح قانون نفت. (۱۳۹۰). شماره ۲۵۲۱۸ ۲۱/۰۴/۱۳۹۰

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 (۳۸)، ۲۶۵-۲۳۵.

ناظمان، حسکویی، م. (۱۳۸۸). الگوی بهره‌برداری بهینه از ذخایر هیدروکربوری ایران در قالب یک مدل پویا، اقتصاد مقداری (بررسی‌های اقتصادی)، سال ۱۳۸۸، دوره ۶، شماره ۴، صفحات: ۲۸-۱.

نور احمدی، مهدی. (۱۳۹۷). بررسی وجوه فقهی الزامات فنی - اقتصادی تولید صیانتی از مخازن نفتی ایران. *جستارهای اقتصادی ایران*، سال پانزدهم، ص ۲۸-۹.

References

Bickel, J. E., Lake, L. W., & Lehman, J. (2011). Discretization, Simulation, and Swanson's (Inaccurate) Mean. *SPEEconomics & Management*, 3 (03), 128-140. https://doi.org/10.2118/148542-PA

Chen, B., & Pawar, R. (2020). Joint Optimization of Well Completions and Controls for CO2 Enhanced Oil Recovery and Storage. Day 2 Tue, September 01, 2020, D021S027R003. https://doi.org/10.2118/200316-MS

Hong, A., Bratvold, R. B., & Lake, L. W. (2018). Fast Analysis of Optimal IOR Switch Time Using a Two-Factor Production Model and Least-Squares Monte Carlo Algorithm. Day 1 Wed, April 18, 2018, D011S010R001. https://doi.org/10.2118/191327-MS

Lee, A. S., & Aronofsky, J. S. (1958). A Linear Programming Model for Scheduling Crude Oil Production. *Journal of Petroleum Technology*, 10 (07), 51-54. https://doi.org/10.2118/862-G

Parra Sanchez, C. (December2018a). *A life cycle optimization approach to hydrocarbon recovery* [Mater Of Science in Engineering]. Texas at Austin. http://hdl.handle.net/2152/ETD-UT-2010-12-2620

Derakhshan, M. 2014. Oil contracts from the point of view of production and increase: a review of resistance economics, *Islamic economic studies*. Page 7-52. https://sid.ir/paper/220768/fa . [In Persian]

Norahmadi, M. 2018. Reviewing the jurisprudential aspects of the technical-economic requirements for the production of protection from Iran's oil reservoirs, *Iran's economic surveys*. Page 9-28. 10.30471/IEE.2018. 1552[In Persian]

Oil Law Amendment Law. (1390). No. 25218, 04/21/1390[In Persian]

Khalatbari, F. Optimum exploitation of oil resources in line with sustainable development. 2000. [In Persian]

Emami, Arbab, Alikhani. 2017. Modeling the optimal techno-economic scenario of gas production in selected phases of South Pars gas field using dynamic planning method. *Energy Planning and Policy Studies*, 4 (12), 47-76. SID. https://sid.ir/paper/371158/fa[In Persian]

Nazman, H, and Beki Haskoui, M. (2009). Optimal allocation of oil revenues in the form of a dynamic general equilibrium model. *Quantitative Economics (Economic Reviews)*, 6 (4 (23)), 1-28. SID. https://sid.ir/paper/110684/fa[In Persian]

Taheri Fard, A. (2013). Dynamic optimization of crude oil production in a stochastic model and its comparison with oil production in the framework of mutual sale contract [doctoral thesis]. Mashhad Ferdowsi University. 10.22054/JIEE.2022.65446.1881[In Persian]

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

استناد به این مقاله: غلامی، فاطمه؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ شاهوردی، حمیدرضا. (۱۴۰۲). کمّی‌سازی مفهوم تولید صیانتی از مخازن نفت با استفاده از بهینه‌سازی الگوریتم ژنتیک، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۴۷ (۱۲)، ۱۲۹-۱۵۴.

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