––Name of Journal–––––––––
Vol(issue), PP.
.atu.ac.ir
DOI:

ATU PRESS

Original Research / Review / ...
Received:
Accepted:
ISSN:
eISSN:

Optimizing Sustainable Oil Production in the Ahvaz Oilfield via Natural Gas Injection from South Pars Phase 13: A Particle Swarm Optimization Approach

Mojtaba khani — Ph.D. Candidate, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran.

aliasgar esmailnia gatabi * — Corresponding Author, Associate Professor, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran

Ghodratollah Emamverdi — Assistant Professor, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran.

hooshang momeni vesaliyan — Assistant Professor, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran.

Abstract

Production optimization serves as a critical bridge in resource economics, transforming empirical data into actionable management strategies. This study estimates the optimal crude oil production trajectory for the Ahvaz oilfield by integrating natural gas injection from South Pars Phase 13, explicitly accounting for the opportunity cost of injected gas within the objective function. Employing the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm—a meta-heuristic optimization technique—we model a twenty-year production horizon that

∗ Corresponding Author: aektabi@gmail.com
How to Cite: khani, mojtaba. esmailnia gatabi, ali Asghar, Emamverdi, Ghodratollah, momeni vesaliyan, hooshang**,** Optimizing Sustainable Oil Production in the Ahvaz Oilfield via Natural Gas Injection from South Pars Phase 13: A Particle Swarm Optimization Approach

incorporates the technical and physical characteristics of the Asmari and Bangestan reservoirs through the Maximum Efficient Rate (MER) framework. To capture market uncertainties, we evaluate three price scenarios (low, reference, and high) and two discount rates (5% and 10%). The PSO parameters are calibrated as follows: inertia weight $w = 0/7$, cognitive and social coefficients $c_1 = 1/5$and $c_2 = 1/5$, with stochastic components $p_1$and $p_2$uniformly distributed between zero and one.

Our results demonstrate that concurrent implementation of Enhanced Oil Recovery (EOR) through gas injection and Improved Oil Recovery (IOR) via well optimization and reservoir pressure management yields substantial gains. The integrated approach adds over 7/5 billion barrels to recoverable reserves while enabling recovery of 3/5 billion cubic feet of injected gas. Cumulative field production increases from 12/8 to over 15/3 billion barrels—a 19/5% improvement. At a 5% discount rate, the Net Present Value (NPV) reaches approximately $27 billion. Based on cumulative production and economic profitability metrics, this study identifies the optimal production scenario for sustainable development of the Ahvaz oilfield.

Introduction

Global energy consumption patterns reveal unprecedented growth in natural gas utilization. Multiple factors drive this transformation: economic advantages over crude oil, lower environmental impacts, and energy security imperatives. Both developed and developing countries are substituting natural gas for oil in their energy portfolios. Producer nations must balance current revenues with intergenerational equity while maximizing hydrocarbon recovery. This study addresses the optimal allocation of natural gas from South Pars Phase 13 to enhance oil recovery from the Ahvaz oilfield.

Methods and Materials

We maximize the present value of total profits from gas production and crude oil recovery using an integrated revenue-cost framework. Oil

producers operate as price-takers; prices are estimated under three global crude oil price scenarios. The cost function incorporates production rate, gas injection rate, and remaining recoverable reserves. The objective function is maximized subject to technical and economic constraints, including the Maximum Efficient Rate (MER). The model is formulated as a dynamic optimization problem solved via the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm

Results and Discussion

Optimal production pathways for the Ahvaz oilfield are estimated over the period from 2015 to 2035, following the Revised Master Development Plan. Without timely gas injection, annual production decline rates of two to five percent lead to cumulative unrecovered oil ranging from 44/7 to 111/8 million barrels, which at an average oil price of fifty dollars per barrel represents lost revenue between 2/23 and 5/59 billion dollars. In contrast, the concurrent implementation of Enhanced Oil Recovery through gas injection and Improved Oil Recovery through well optimization and reservoir pressure management adds more than 7/5 billion barrels to recoverable reserves while enabling the recovery of 3/5 billion cubic feet of injected gas. Consequently, cumulative field production increases from 12/8 to over 15/3 billion barrels, representing a 19/5 percent improvement. Based on a discounted cost-benefit analysis at a five percent discount rate, the Net Present Value of the gas injection project reaches approximately 27 billion dollars, identifying this scenario as the optimal production strategy for sustainable development of the Ahvaz oilfield.

Conclusion

Rising gas consumption and delayed South Pars development have created a critical imbalance between supply and demand. Optimal allocation of natural gas to injection into the Ahvaz oilfield is a matter of national security and economic significance. Neglecting proper prioritization risks damaging Iran’s reputation in global markets and harming domestic oil reservoirs. This study demonstrates that gas injection for EOR yields substantial economic gains while ensuring prudent reservoir management. Iran will face gas supply constraints unless optimal allocation strategies are implemented immediately.

Keywords: Dynamic production optimization, Particle Swarm Optimization (PSO), Enhanced Oil Recovery (EOR), Ahvaz oilfield, Opportunity cost of natural gas

JEL Classification: Q47, C61 Q41,

--پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران---------
دوره ؟، شماره ؟، نام فصل، سال، ص ص
.atu.ac.ir
DOI:

مقاله پژوهشی/مروری/سخن سردبیر
تاریخ دریافت: ۰۰/۰۰/۰۰؛ تاریخ پذیرش: ۰۰/۰۰/۰۰
eISSN: ISSN:

برآورد مسیر بهینه، یکپارچه و صیانتی تولید پایدار میدان نفتی اهواز با تأکید بر تزریق گاز طبیعی فاز ۱۳ پارس جنوبی بر اساس الگوریتم بهینه‌یابی ازدحام ذرات

مجتبی خانی — دانشجوی دکتری، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

علی اصغر اسماعیل نیا کتابی * — استادیار، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

قدرت الله امام وردی — استادیار، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

هوشنگ مؤمنی وصالیان — استادیار، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

چکیده

پژوهش حاضر با تأکید بر نقش مساله بهینه‌یابی تولید به عنوان یک ضرورت مهم و کاربردی در مطالعات اقتصاد منابع که می‌تواند اطلاعات اندازه‌گیری و جمع‌آوری شده را به تصمیمات مدیریتی بهینه تبدیل نماید تدوین و ارائه گردیده است. در این مطالعه، با لحاظ کردن هزینه فرصت گاز تزریقی (به عنوان یک نهاده با ارزش ذاتی) در تابع هدف، مسیر بهینه تولید نفت خام میدان نفتی اهواز حاصل از تزریق گاز طبیعی فاز ۱۳ پارس جنوبی با استفاده از یک روش بهینه فراابتکاری به نام الگوریتم ازدحام ذرات (PSO) در یک دوره بیست ساله برآورده شده است. همچنین به منظور شبیه‌سازی حداکثری شرایط فنی و فیزیکی مخازن آسماری و بنگستان میدان نفتی اهواز و فاز ۱۳ پارس جنوبی، از مفهوم حداکثر نرخ تخلیه کارا (MER) و به منظور اعمال پویایی‌های اقتصادی بازار جهانی نفت و گاز، از سه سناریوی قیمتی (پایین، مرجع، بالا) و دو سناریوی نرخ تنزیل (۵٪ و ۱۰٪) استفاده شده است. پارامترهای الگوریتم (PSO) نیز با مقادیر $w = ۰/۷$ ، $c_1 = ۱/۵$ ، $c_2 = ۱/۵$ و p_1, p_2 اعداد تصادفی بین صفر و یک مقداردهی شده‌اند. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که در

* نویسنده مسئول: aektabi@gmail.com

صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت (EOR) شامل تزریق گاز و بهبود بازیافت (IOR) شامل بهینه‌سازی چاه‌ها و مدیریت فشار مخزن همزمان نتایج مطالعه نشان می‌دهد که در صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت (EOR) شامل تزریق گاز و بهبود بازیافت (IOR) شامل بهینه‌سازی چاه‌ها و مدیریت فشار مخزن همزمان با تولید از میدان نفتی، در طول دوره مدل‌سازی و شبیه‌سازی بیش از ۵/۷ میلیارد بشکه نفت اضافی به حجم قابل استحصال و مقدار ۳/۵ میلیارد فوت مکعب گاز تزریق شده دوباره استحصال شده و تولید تجمعی میدان نفتی نیز از ۱۲/۸ میلیارد بشکه بر اساس تولید برنامه‌ریزی شده کنونی در طرح بازبینی شده توسعه میدان، به بیش از ۱۵/۳ میلیارد بشکه بر اساس مسیر تولید بهینه این مطالعه می‌رسد. بر اساس تحلیل هزینه-فایده تنزیل شده با نرخ ٪۵، ارزش خالص فعلی (NPV) پروژه تزریق گاز فاز ۱۳ پارس جنوبی به میدان نفتی اهواز حدود ۲۷ میلیارد دلار برآورد شده است. در این مطالعه، بهینه‌یابی تولید میدان نفتی اهواز با در نظر گرفتن تزریق گاز طبیعی فاز ۱۳ پارس جنوبی صورت پذیرفت و با توجه به میزان تولید تجمعی نفت و سود حاصل از پروژه، بهترین سناریوی تولیدی برای میدان اهواز انتخاب شد.

کلیدواژه‌ها: مسیر بهینه‌یابی پویا، الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، بهبود بازیافت نفت، میدان نفتی اهواز، هزینه فرصت گاز

طبقه‌بندی JEL: Q47, C61, Q41

۱- مقدمه

مطالعه ی سیر مصرف انرژی در جهان، بخصوص بررسی استفاده بهینه منابع گازی، نشان می دهد صنایع مرتبط با گاز، با شتاب قابل توجهی در حال پیشرفت هستند. بنا بر دلایلی همچون ارزانی و سهولت مصرف گاز نسبت به نفت، کاهش مخاطرات محیط زیست، گستردگی فناوری های مربوط به صنایع گازی، میزان سرمایه گذاری در کشورهای دارنده ی گاز، مهار رشد مصرف نفت در کشورهای دارنده ی ذخایر توأمان گازی و نفتی، و با توجه به اهمیت تأمین امنیت انرژی، کشورهای مختلف دنیا اعم از توسعه یافته و در حال توسعه، برای تأمین انرژی های مورد نیاز خود، اقدام به جایگزینی گاز بجای نفت می نمایند؛ در نتیجه شاهد رشد روزافزون حجم تقاضای گاز در جهان هستیم. واضح است که هرکدام از کشورهای تولید کننده و مصرف کننده، منافع ملی خود را در این مسئله مدّ نظر قرار داده و بر اساس آن عمل می کنند. یعنی در حالیکه مصرف کنندگان برای تأمین انرژی مورد نیاز خود در جستجوی راهی با حداقل هزینه و حداکثر امنیت هستند، در سوی دیگر، صادرکنندگان می باید برای تأمین حداکثری منافع ملی خود و نسلهای آینده شان، تولید صیانتی از میادین را به حداکثر رسانده و نیز سود بدست آمده از میادین نفتی و گازی خود را هرچه بیشتر افزایش دهند.

از جمله بزرگترین تولیدکنندگان و صادرکنندگان نفت و گاز در جهان جمهوری اسلامی ایران است که هم با معضل وابستگی اقتصاد به درآمدهای نفتی و گازی روبرو بوده و زیرساختهای اقتصادی اش مستلزم کسب درآمد و سود حداکثری است، و هم برای تأمین منافع نسلهای حال و آینده، می باید تولید صیانتی و بهره برداری بهینه از میادین نفت و گاز را بصورت جدی در دستور کار خود داشته باشد. بنابراین لازم است تولید از میادین نفتی و گازی در مسیر بهینه و متعاقباً حداکثرسازی منافع بین نسلی به عنوان یک اولویت مهم سیاستی، در صدر اولویت های راهبردی و برنامه ریزی سیاستگذاران قرار گیرد. در این میان گاز طبیعی به عنوان مهمترین منبع تولید انرژی از جایگاه ویژه ای برخوردار است. لذا ضروری است ایران به عنوان یکی از بزرگترین دارندگان ذخایر گازی طبیعی رویه ای مناسب برای اولویت بندی و تخصیص بهینه این منبع مهم اتخاذ نماید. علاوه بر هزینه‌های عملیاتی تزریق گاز، ناترازی شدید گاز در ایران به ویژه در فصول سرد سال (بخش خانگی و تجاری) سبب می‌شود هزینه فرصت گاز تزریقی به طور قابل توجهی افزایش یابد. بر اساس

آخرین آمار، کمبود گاز در ماه‌های سرد سال به بیش از ۲۰۰ میلیون مترمکعب در روز می‌رسد که تخصیص گاز به تزریق را با چالش جدی روبرو می‌کند.

این مطالعه با در نظر گرفتن قیمت سایه‌ای گاز (۱۳-۱۹ سنت بر مترمکعب) و تحلیل حساسیت نسبت به نوسانات فصلی تقاضا، این چالش را در مدل لحاظ کرده است. با توجه به موارد مذکور در این مطالعه تلاش شده با در نظرگرفتن مجموع شرایط فنی، ساختاری و اقتصادی (مطابق امکانات و محدودیت های موجود)، مسیر بهینه تولید از میدان نفتی اهواز را با تأکید بر تولید صیانتی، همچنین مسیر بهینه تولید از میدان گازی پارس جنوبی به عنوان بزرگترین میدان گازی مشترک در سطح جهانی را به دلیل مشترک بودن میدان و عدم تولید صیانتی برآورده نموده و بدین پرسش پاسخ دهد که آیا انتقال گاز از میدان پارس جنوبی جهت تزریق به میدان نفتی مورد نظر توجیه اقتصادی دارد؟ و در صورت توجیه اقتصادی آن، فرضیه بهینه بودن مسیر تولیدی برنامه ریزی شده کنونی میدان نفتی اهواز، بر اساس تولید صیانتی مطرح می شود؛ و در صورت رد فرضیه، اختلاف میزان تولید بر مبنای برنامه ریزی فعلی با میزان تولید بهینه، سنجیده میشود و اقدامات ضروری جهت بهره برداری بهینه میدان، مورد آزمون قرار خواهد گرفت. برای رسیدن به جواب این پرسش، و بمنظور دستیابی به اهداف یادشده، این مطالعه در هفت بخش تنظیم شده است. در بخش دوم پیشینه نظری و تجربی پژوهش بیان شده و در بخش سوم مبانی نظری مدل بکار گرفته شده آمده است. ارائه اطلاعات و مشخصات میدان نفتی اهواز و برآورد توابع و پارامترهای مدل بر اساس داده های میدان، موضوع بخش چهارم است. بخش پنجم شامل شرح روش حل مدل بر اساس الگوریتم ازدحام ذرات، حل مدل بر اساس سناریوهای مختلف قیمتی و اقتصادی، و تجزیه و تحلیل نتایج است. جمع بندی، نتیجه گیری و ارائه پیشنهادات، در بخش ششم خواهد آمد. و در آخرین بخش، منابع مورد استفاده، فهرست می گردد.

۲- پیشینه پژوهش

در مطالعات اقتصاد منابع، سیاست بهینه یا مسیر بهینه تولید (استخراج) به معنی نحوه تصمیم گیری در مورد تعیین مقدار استخراج (تخلیه منبع) در طول عمر منبع است بطوری که مجموع ارزش حال منافع اقتصادی حاصل از آن با توجه به شرایط فنی و زمین شناسی منبع، حداکثر شود. منابع هیدروکربوری همانند نفت و گاز از جمله منابع تمام شدنی هستند که به دلیل اهمیت بالای استراتژیک در تأمین محتوای انرژی مورد نیاز جهان از یک سو و سرعت

تجدید و جایگرینی بسیار کند از سوی دیگر، سیاست و روش های استخراج و بهره برداری از آنها، همواره مورد توجه بوده است.

اولین مطالعات در زمینه اقتصاد منابع طبیعی تجدیدناپذیر در دهۀ ۳۰ قرن نوزده میلادی و توسط هارلد هتلینگ (1931) انجام شد و به معرفی یکی از مشهورترین و پرمناقشه ترین نظریات اقتصادی انجامید. طبق این نظریه که به «قاعده هتلینگ» معروف شد، قیمت منابع طبیعی در یک مسیر بهینه استخراج، باید با نرخ سود بانکی رشد کند. (آلوز و فاریا،۲۰۲۴) این مدل با آنکه در زمان خود از دقت و کیفیت بالایی در مدل سازی مسائل فنی و اقتصادی برخوردار بوده و سرآغاز نظریه پردازی نوین جهت حداکثرسازی حاصل از بهره برداری از منابع تمام شدنی به حساب می آید، در ادامه به دلیل استفاده از فروض بسیاری که بعدها به چالش کشیده شده و کنار گذاشته شدند، مورد انتقادات فراوانی قرار گرفت و به مرور زمان توسط افراد مختلف بسط داده، اصلاح شده و مدل‌های واقع بینانه تری جایگزین آن گردید.

بخشی از مطالعات حوزه نفت، انرژی و اقتصاد به مدل سازی و بهینه یابی تولید اختصاص دارد. پیشینه مطالعاتی و نظری در موضوع بهینه یابی تولید نفت و منابع هیدروکربوری که در داخل و خارج از کشور انجام شده اند، بطور کلی در ۵ دسته اصلی دسته بندی می شوند:

۱. بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، بسط تئوری هتلینگ؛ ۲. بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، همراه با لحاظ نمودن قیود و محدودیتهای فنی؛ ۳. بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، با استفاده ازالگوریتم‌های تکاملی؛ ۴. بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، با استفاده از تلفیق بهینه داده های اقتصادی و مدل سازی انرژی؛ ۵. بهینه یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، با استفاده از رویکرد اقتصاد مقاومتی می باشند.

در ادامه سوابق پژوهشی این موضوعات در قالب بخش های جداگانه ارائه می گردد. از آنجا که پژوهش های انجام شده در سالهای گذشته در این موضوع، گسترده است، فقط به جدّی ترین دستاوردهای هر بخش به اجمال اشاره خواهد شد.

بهینه یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، بسط تئوری هتلینگ

مقاله هتلینگ[1](۱۹۳۱) را می توان مهم ترین مقاله ای دانست که مبانی نظری اولیه این مبحث را بطور منسجم مطرح کرده است. طبق این نظریه افزایش میزان بهره برداری از منابع پایان پذیر در زمان حال منجر به کاهش ذخایر در آینده می شود. کرونبرگ[2] (۲۰۰۸) با اشاره به اینکه قاعده هتلینگ در عمل تحقق نمی یابد، به بررسی عوامل شکست بازار پرداخته و چنین نتیجه گرفته است که اگر این عوامل در هزینه بهره برداری و استخراج یا پیشرفت تکنولوژی خلاصه شود، بهینه اجتماعی همچنان قابل دستیابی است. لین[3] (۲۰۰۴) مسیرهای بهینه حاصل را در چارچوب دو فرض بازار رقابت و انحصاری، و نیز دو تصریح متفاوت از تابع تقاضا (تابع تقاضای خطی و تقاضای با حساسیت ثابت) شبیه سازی و تحلیل می کند. احمدیان(۱۹۹۷) با استناد به اصلاحیه قانون نحوه اعطای مجوز اکتشاف و استخراج منابع نفت و گاز در فلات قاره اوتر توسط دولت فدرال آمریکا و با هدف بررسی اثرات دو ابزار مالی بهره مالکانه و مالیات بر سود خالص بر رفتار یک بنگاه شرکت کننده در مزایده واگذاری مجوز فوق الذکر، یک مدل پویای بهره برداری از منابع تجدید ناپذیر برای بنگاه مذکور را توسعه داده است. اسپلیمبرگو[4](۱۹۹۵)فرض رفتار رقابتی اعضای اوپک در مقابل رفتار تبانی در کارتل با توافق سهم بازار را مورد آزمون قرار می دهد. احمدیان(۱۳۸۴) در کتاب «نظریه بازار و کاربرد آن برای منابع پایان پذیر» ساختارهای مختلف بازار منابع انرژی پایان پذیر را بررسی نموده است. ورهرامی(۲۰۱۳) با استفاده از مدل های نظری ارائه شده توسط محمدی و معتمدی(۱۳۸۹) و بر اساس داده های مربوط به میدان گازی پارس جنوبی، به مدل سازی مسیر بهینه تولید گاز طبیعی از این میدان بین سال های ۲۰۱۱ تا ۲۰۲۱ به روش بهینه سازی پویا، پرداخته است.

در سال‌های اخیر، پژوهش‌های جدیدی در این حوزه انجام شده است.آلوز و فاریا [5](۲۰۲۴) در مطالعه خود «ذخایر، حفاری چاه و تولید: ارزیابی مسیر بهینه استخراج نفت برای برزیل» با کالیبره کردن مدل هتلینگ برای شرایط برزیل، نشان دادند که تولید بهینه در خشکی[6]

---

[1] Hotelling
[2] Kronenberg
[3] Lin
[4] Spilimbergo
[5] Alves, & Faria
[6] Onshore

روند نزولی و تولید در فراساحل[1] به نقطه اوج خود نزدیک شده است. فریرا و میسمر[2] (۲۰۲۱) در پژوهش «قانون هتلینگ در اقتصاد منابع تجدیدناپذیر: یک ارزیابی مجدد» با استناد به اسناد آرشیوی منتشر نشده هتلینگ، نشان دادند که قاعده هتلینگ از ابتدا برای منابع معدنی معتبر نبوده و هتلینگ در نظر داشت محدودیت‌های زمین‌شناسی را نیز در مدل لحاظ کند.

بهینه‌یابی اقتصاد تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز) همراه با لحاظ نمودن قیود و محدودیتهای فنی

گائو و همکاران[3](۲۰۰۹)در تخمین مدل بهینه یابی پویای نفت به میدان نفتی قوار در عربستان که یکی از میادین بزرگ نفتی آن کشور است، اشاره دارد. در مطالعه مذکور از یک مدل بین زمانی بهینه سازی پویای اقتصادی استفاده شده و بهینه یابی تولید با توجه به عوامل اقتصادی مثل تقاضا، مقدار حفاری مورد نیاز، هزینه های تولید، نرخ تنزیل و ... و آثار ملاحظات مربوط به مهندسی نفت از مخزن بطور همزمان مدّ نظر قرار گرفته است. هارتلی و سیکلز[4] (۲۰۰۱) تصمیمات تولید پویای بهینه اقتصادی یک حوزه بزرگ فرضی در عربستان سعودی را مدل سازی کرده اند. بلک و لافرانس[5](۱۳۹۸) با معرفی دو دسته مدل، مهندسی بیشترین بازیافت کارا (MER) و همچنین مدل اقتصادی مبتنی بر قاعده هتلینگ اعتبار هر یک را با شواهد تجربی و آزمون های مرتبط آزمایش می کنند. صابری و همکاران (۱۳۹۶) در مطالعه ای تأثیر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه ای بر مسیر بهینه تولید نفت و عایدی طرفین قرارداد مشارکت در تولید را بررسی نموده اند. قربانی(۱۳۹۳) در مطالعهٔ خود با عنوان «الگوی بهره برداری از میادین نفتی با تأکید بر افزایش بازیافت نفت در چارچوب مدل کنترل بهینه – مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران» شوک های قیمتی نفت را در دهه ۷۰ میلادی، از عوامل مهم در افزایش اهمیت بهره برداری بهینه از منابع نفتی بر می شمرد. لیثی و لین[6][۱۸] مسیر بهینه تولید نفت در ۷ میدان نفتی در شمال آلاسکا را با هدف

[1] Offshore
[2] Ferreira, & Missemer
[3] Gao, W., Hartley, P., & Sickles, R
[4] Hartley, P., & Sickles, R. C
[5] Black, G., & LaFrance, J. T
[6] Leighty, W., & Lin, C.-Y. C

بررسی تأثیر سیاست های مالیاتی دولت بررسی نموده اند. علیخانی(۱۳۹۸) در رسالۀ دکتری خود با عنوان «ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای بهینه سازی توسعه و تولید در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی» الگوی بهینه توسعه و تولید گاز را بر اساس تلفیق پارامترهای فنی و اقتصادی مشخص نموده است. محقر و همکاران(۱۳۸۸) با هدف دستیابی به مسیر بهینه تولید نفت در حوزه نفتی مورد نظر، از یک مدل حداکثرسازی منافع با قیود فنی و ملاحظات تولید استفاده می نماید.

در سال‌های اخیر، پژوهش‌های جدید زیر نیز در این حوزه انجام شده است: ایلوزوبی و همکاران[1] (۲۰۲۳) در «مدل‌سازی تزریق گاز: یک گزینه مناسب برای بهینه‌سازی تولید نفت» با استفاده از نرم‌افزار IPM به طراحی مدل تزریق گاز برای یک چاه نفت در دلتای نیجر پرداخته و نرخ بهینه تزریق گاز را تعیین کرده‌اند. آدراش کومار[2] (۲۰۲۲) در «مروری انتقادی بر پارامترها و تکنیک‌های بهینه‌سازی برای سودآوری عملیات خط لوله گاز» شش تکنیک بهینه‌سازی خط لوله (ACO, GA, DE, PSO, SA, WO) را تشریح کرده است. فی شن و همکاران[3] (۲۰۲۱) در «رویکردی مبتنی بر دوقلوی دیجیتال برای بهینه‌سازی و پیش‌بینی تولید نفت و گاز» نشان داده‌اند که کارایی سیستم مدل تولید نفت و گاز مبتنی بر دوقلوی دیجیتال ۳٪ بهبود یافته است. کاوالیاسکین و همکاران[4] (۲۰۲۱) در «تخصیص بهینه منابع گاز به بخش‌های مختلف مصرف با استفاده از برنامه‌ریزی آرمانی چندهدفه» یک مدل برنامه‌ریزی آرمانی چندهدفه برای تخصیص گاز به بخش‌های مختلف در ایران تا افق ۲۰۲۵ توسعه داده‌اند

بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، با استفاده از الگوریتم های تکاملی

صدیق حسن و همکاران[5] (۲۰۲۵) در مقاله خود «پیش‌بینی مصرف انرژی در چهار بخش با استفاده از رگرسیون بردار پشتیبان بهینه شده با الگوریتم ژنتیک» از یک مدل رگرسیون بردار پشتیبان (SVR) بهینه شده با الگوریتم ژنتیک (GA) برای پیش‌بینی تولید برق، مصرف

[1] Iluzobi et al.
[2] Adarsh Kumar
[3] Fei Shen et al.
[4] Kavaliaskien et al.
[5] Sadiq Hassan et al.

انرژی در چهار بخش اصلی (مسکونی، صنعتی، تجاری و کشاورزی) و تخمین انتشار کربن استفاده کرده‌اند. بوگدان و همکاران[1] (۲۰۲۴) در مقاله خود «تعادل انرژی: بهینه‌سازی منابع انرژی تجدیدپذیر و تجدیدناپذیر از طریق بهینه‌سازی ازدحام ذرات» از الگوریتم PSO برای تعیین ترکیب انرژی بهینه برای رومانی استفاده کرده‌اند. لو ژانگ و همکاران[2] (۲۰۲۲) در «مطالعه بهینه‌سازی پارامتر مخزن هیدرات گازی توسعه بر اساس یک مدل جایگزین با کمک الگوریتم ازدحام ذرات» یک الگوریتم PSO بهبود یافته را برای بهینه‌سازی پارامترهای کلیدی عملکرد مخزن هیدرات گازی ارائه داده‌اند. امره یاکوت و ازل اوزکان[3] (۲۰۲۰) در «مدل‌سازی پیش‌بینی مصرف انرژی با شاخص‌های اقتصادی با استفاده از PSO و GA: نمونه موردی ترکیه» نشان داده‌اند که مدل‌های PSO با ضریب تعیین ٪۹۴.۰۶ موفق‌تر از مدل‌های GA عمل کرده‌اند. «محقر و همکاران»(۱۳۸۹) در پژوهش خود «بکارگیری تکنیک های تصمیم گیری در اولویت بندی مصرف و تخصیص بهینه گاز طبیعی با رویکرد فازی» شاخص های مطرح برای اولویت بندی بخش های مختلف مصرف با رویکرد فازی را مشخص، و با استفاده از پرسش نامه اهمیت و ارزش کمّی شاخص های مهم اولویت بندی بخش-های مختلف را تعیین نموده است. پس از آن با تکنیک تصمیم گیری چند شاخصه ای بخش های مختلف مصرف را اولویت بندی کرده و در نهایت با تکنیک تصمیم گیری چندهدفه و اطلاعات موجود، سهم بخش ها را از منابع محدود در دسترس مشخص نموده است.

بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، با استفاده از تلفیق بهینه داده‌های اقتصادی و مدل سازی انرژی

استفاده از مدلهای پویا در انرژی اولین بار توسط نیل در سال ۱۹۷۳ صورت گرفت و سپس در سال ۱۹۸۱ در رساله دکتری استرمن با بیان رابطه اقتصاد و انرژی توسعه یافته و در سال ۱۹۹۲ این مدل در سیستم انرژی کشور نیوزلند توسط باجر و می مورد بررسی قرارگرفت. در سال ۲۰۰۹ نیز مدلی دینامیکی برای صنعت گاز کشور انگلیس توسعه یافت. افگان و همکاران[4](۲۰۰۶) با مدل های تصمیم گیری چند معیاره به ارزیابی تخصیص بهینه منابع گاز

[1] Bogdan et al.
[2] Luo Zhang et al
[3] Emre Yakut, & Ezal Ozkan.
[4] Afgan, N. H., et al.

طبیعی برای تولید برق در اروپا پرداخته اند. شکری(۱۳۹۶) در مطالعه خود مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تأکید بر تولید صیانتی بر اساس یک روش بهینه یابی فراابتکاری به نام الگوریتم تکاملی بهینه سازی ازدحام ذرات (PSO) در یک بازه زمانی ۳۰ ساله را برآورد کرده است. هاله بختیار(۱۳۹٤) در رساله خود با عنوان «استراتژی‌های بهره‌برداری از منابع گازی ایران با هدف بهینه نمودن منافع اقتصادی با تکیه بر روش تصمیم‌گیری چند معیار» به رشد تقاضای گاز طبیعی در بازارهای جهانی و پتانسیل افزایش تولید گاز طبیعی در ایران پرداخته است.

در سال‌های اخیر، پژوهش‌های جدید زیر در این حوزه انجام شده است: ژیا لو و همکاران[1] (۲۰۲۴) در «افزایش پایداری و کارایی در مهندسی نفت و گاز فراساحلی از طریق ادغام جستجوی محلی آشوبناک و بهینه‌سازی ازدحام ذرات» یک الگوریتم ترکیبی CLPSO برای بهینه‌سازی سیستم‌های میکروانرژی توسعه داده‌اند. ژائو کارلوس و همکاران[2] (۲۰۲۳) در «بررسی مدل‌های پروکسی برای یک سیستم تولید در شبیه‌سازی‌های یکپارچه با مخزن نفت» مدل‌های پروکسی مبتنی بر RSM و ANN را برای کاهش زمان محاسبات شبیه‌سازی ارائه داده‌اند. وانگ و همکاران[3] (۲۰۲۳) در «مدل‌های بهینه‌سازی تولید از مخازن متعارف و غیرمتعارف» مروری انتقادی بر الگوریتم‌های بهینه‌سازی هوشمند و مدل‌های جایگزین در بهینه‌سازی تولید مخزن انجام داده‌اند.

بهینه‌یابی اقتصادی تولید منابع هیدروکربوری (نفت و گاز)، با استفاده از رویکرد اقتصاد مقاومتی

صدیقه سادات سید علی روته(۱۳۹۸) در رساله دکتری خود «تخصیص بهینه گاز به زیربخش های مختلف مصرف با رویکرد اقتصاد مقاومتی» جهت بررسی وزن شاخص ها از روش آنتروپی با تکنیک تصمیم گیری چندشاخصه ای از نرم افزار TOPSIS استفاده و در نهایت جهت تحلیل تخصیص بهینه از نرم افزار LINGO استفاده کرده است. وی در پژوهش خود به این نتیجه رسیده که شاخص های اقتصادی مورد نظر سیاست های اقتصاد مقاومتی با

[1] Jia Lu et al.
[2] Zhao Carlos et al.
[3] Wang et al.

شاخص های اقتصاد متعارف هماهنگ هستند و از نظر اولویت بندی تخصیص بهینه گاز، بخش صنعت از بخش خانگی-تجاری مهمتر است.

درخشان(۱۳۹۳)در مقاله ای شروط بهینه بودن قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت را برشمرده است. نویسنده بر اساس اصول مطرح شده در سیاست های کلی اقتصاد مقاومتی، جوانب مختلف بکارگیری شرط تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در انواع قراردادهای نفتی از دیدگاه منافع ملی ایران را بطور مفصل مورد بررسی قرار داده است.

در سال‌های اخیر، پژوهش‌های جدید زیر در این حوزه انجام شده است: گادسپاور اوکه اوموکارو و همکاران[1](۲۰۲۵) در مطالعه «تحریم‌های انرژی در اقتصاد جهانی: اختلالات ژئوپلیتیکی، تکه‌تکه شدن بازار، نوآوری و گذار سبز» به بررسی تأثیر تحریم‌ها بر تولیدکنندگان عمده انرژی (روسیه، ایران و ونزوئلا) پرداخته و نشان داده‌اند که تحریم‌ها می‌توانند به عنوان محرکی برای تقویت اصول اقتصاد مقاومتی (تنوع‌بخشی اقتصادی، نوآوری داخلی، خودکفایی) عمل کنند.

مهدوی ثابت و همکاران (۲۰۲۱) در پژوهش «تحریم‌ها و صنعت نفت ایران» تأثیر بازگشت تحریم‌ها بر مدل عملکرد صادراتی محصولات نفتی ایران را واکاوی کرده و مهم‌ترین راهبرد برای غلبه بر موانع صادراتی را تدوین یک برنامه استراتژیک جامع دانسته‌اند.

صالحی و گورکان[2] (۲۰۱۷) در مقاله «تخصیص بهینه منابع نفت و گاز ایران با استفاده از برنامه‌ریزی خطی چند هدفه و بهینه‌سازی ازدحام ذرات در شرایط اقتصاد مقاومتی» یک مدل برنامه‌ریزی چندهدفه خطی تصادفی برای تخصیص بهینه منابع نفت و گاز ایران در شرایط تحریم ارائه داده‌اند.

چنانچه که از ۵ دسته مطالعه مذکور در پیشینه مطالعه نظری برمی آید، در سالهای اخیر مطالعات داخلی و خارجی در حوزه بهینه‌یابی تولید نفت و گاز رشد چشمگیری داشته است. در میان مطالعات داخلی، پژوهش‌های ارزشمندی توسط حاجی میرزایی (۱۳۹۵) در زمینه بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای بیع متقابل، علیخانی (۱۳۹۸) در زمینه ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی توسعه و تولید در فازهای پارس جنوبی، طاهری‌فرد (۱۳۹۵) در زمینه بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت خام در میدان درود، الهی (۱۳۹۷) در زمینه الگوی اولویت‌های راهبردی تخصیص گاز طبیعی،

[1] Godspower Oke Omokaro et al.
[2] Salehi, & Gurkan.

قربانی و همکاران (۱۳۹۳) و محمدی و معتمدی (۱۳۸۹) در زمینه الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی، عسکری و همکاران (۱۳۹۵) در زمینه مقایسه مسیر تولید بهینه میادین فروزان و درود، محقر و همکاران (۱۳۸۸) در زمینه بکارگیری تکنیک‌های تصمیم‌گیری در اولویت‌بندی مصرف گاز، شکری (۱۳۹۶) در زمینه برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با الگوریتم PSO ، و اسماعیل نیا(۱۳۸۹) در زمینه تعیین قیمت گاز صادراتی ایران بر اساس قیمت سایه، از جمله مهم‌ترین این پژوهش‌ها محسوب می‌شوند. در این زمینه مطالعات ارزشمند مرحوم دکتر علی‌محمد سعیدی(۱۳۸۵) در خصوص ضرورت تزریق گاز برای فشارافزایی میادین نفتی و دکتر مسعود درخشان (۱۳۹۳و۱۳۸۹) در تحلیل اقتصادی تولید صیانتی و قراردادهای نفتی، از پیشگامان این حوزه در ایران محسوب می‌شوند.

این آمار نشان دهنده ی اهمیت بالای توجه توأمان به تلفیق بهینه داده های اقتصادی و مدل سازی انرژی و نیز محدودیت های فنی و اقتصادی است. همچنین نشانگر فضای مناسب برای استفاده بیشتر از تطبیق الگوریتم های تکاملی با مدلهای انرژی در این نوع مطالعات است.

نوآوری مطالعه حاضر نسبت به پیشینه موجود در سه جنبه: (۱) لحاظ کردن هزینه فرصت گاز تزریقی در تابع هدف (که در مطالعات قبلی کمتر مورد توجه قرار گرفته است)؛ (۲) استفاده از تلفیق سه روش (بهینه‌سازی اقتصادی با محدودیت‌های فنی، الگوریتم‌های تکاملی، و مدل‌سازی انرژی) در یک چارچوب یکپارچه؛ (۳) بکارگیری داده‌های واقعی و به‌روز میدان نفتی اهواز و فاز ۱۳ پارس جنوبی در شبیه‌سازی خلاصه می‌شود.

بنابراین در پژوهش حاضر تلفیقی از سه روش است: روش بهینه سازی اقتصادی تولید نفت با محدودیت های فنی، بهینه سازی اقتصادی تولید نفت با استفاده از الگوریتم های تکاملی، و نیز تلفیق بهینه داده های اقتصادی و ساخت یک مدل انرژی از منابع هیدروکربوری. یعنی قیود فنی و اقتصادی بر مدل اعمال خواهد شد؛ روش حل مدل با استفاده از یک الگوریتم تکاملی خواهد بود؛ در نهایت از تلفیق آنها یک مدل بهینه انرژی بدست خواهد آمد.

۳- روش

هدف این پژوهش، حداکثر سازی ارزش حال مجموع سود حاصل از برداشت گاز از فاز ۱۳ میدان گازی پارس جنوبی، همچنین افزایش برداشت نفت خام حاصل از تزریق گاز میدان نفتی اهواز است. مطابق مبانی نظری اقتصاد خرد، برای برآورد تابع سود یک بنگاه اقتصادی همچون شرکت ملی نفت ایران، مجموعه ای از توابع درآمد و هزینه بکار گرفته می شود. تابع در آمد شرکت ملی نفت ایران متشکل از قیمت و میزان تولید هیدروکربور اقتصادی است. از آنجا که بخاطر شرایط بازار جهانی نفت خام و خاص بودن این محصول، بنگاه-های تولید نفت خام قیمت پذیر هستند، قیمت بر اساس سناریوهای قیمتی انواع نفت خام در ابعاد جهانی برآورد شده و تابع تولید بنگاه نیز طبق محدودیت های فنی برداشت از مخازن هیدروکربوری، تصریح خواهد شد. تابع هزینه بر اساس عوامل مختلف همچون میزان تولید، میزان تزریق گاز و حجم ذخیره باقی مانده برآورد می شود. سپس تابع سود بدست می آید؛ آنگاه با اعمال عامل تنزیل در هر دوره، ارزش حال مجموع سود حاصل از فعالیت بنگاه در بازه زمانی بیست ساله (۱۴۱۸-۱۳۹۸) مورد نظر بدست آمده و تابع هدف نهایی مدل را تشکیل می-دهد. تابع هدف باید با اعمال قیود فنی و اقتصادی متناسب با شرایط بنگاه، بصورت مقید، بیشینه شود. کلیات مدل به شرح زیر می باشد:

$$\pi = \max \sum_{t=0}^{T} \beta^t \left[P_t Q_t - C(Q_t, g_t, PR_t) - OC_t g_t \right] \quad (۱)$$

$$\boldsymbol{\Pi = \mathrm{Max} Q_t} \quad (۲)$$

Subjected to:

$$\boldsymbol{PR_{t+1} = PR_t - Q_t + \partial g_t} \quad (۳)$$

$$\boldsymbol{PR(0) = pr} \quad (۴)$$

$$\boldsymbol{\sum_{t=0}^{T} Q_t \leq pr} \quad (۵)$$

$$\boldsymbol{Q_t \leq Q_{max}} \quad (۶)$$

$$PR_t \geq 0 \qquad (۷)$$

$$Q_t \geq 0 \qquad (۸)$$

$$g_t \geq 0 \qquad (۹)$$

$$P_t \geq 0 \qquad (۱۰)$$

در معادلات فوق π تابع هدفی است که ارزش حال مجموع سودهای حاصل از فروش نفت میدان طی یک دوره بیست ساله (۱۳۹۸ تا ۱۴۱۸) را نشان می دهد. متغیرهای Pt، Qt، PRt، gt به ترتیب قیمت نفت ، تولید سالیانه نفت میدان (میلیون بشکه نفت خام)، حجم ذخایر (قابل استحصال) اثبات شده، و میزان تزریق گاز در هر دوره t (معادل میلیون بشکه نفت خام) و OCt هزینه فرصت گاز تزریقی (قیمت سایه‌ای گاز در بهترین کاربرد جایگزین) را نشان می دهد. پارامتر β فاکتور تنزیل است که در این پژوهش با مقادیر ۵ درصد (سناریوی مرجع) و ۱۰ درصد (سناریوی بالا) در نظر گرفته شده و تابع C(Qt,gt,PRt) هزینه تولید نفت با در نظر گرفتن هزینه تزریق گاز را نشان می‌دهد. انتخاب نرخ‌های تنزیل ۵ و ۱۰ درصد بر مبنای نرخ بازده واقعی بلندمدت در پروژه‌های نفتی ایران و نیز با توجه به ریسک‌های سیاسی و شرایط تحریمی صورت گرفته است. بر اساس نتایج تحلیل هزینه-فایده ، مقدار OCt بین ۱۳ تا ۱۹ سنت بر مترمکعب (بر اساس قیمت صادراتی گاز و جایگزینی با فرآورده‌های نفتی) در نظر گرفته شده است.

معادله (۲) معادله وضعیت (قاعده حرکت مدل) است و حجم ذخایر اثبات شده (قابل استحصال) هر دوره را نشان می دهد. این مقدار از کسر تولید نفت دوره قبل از حجم ذخایر اثبات شده دوره قبل و اضافه کردن مقدار ذخایر اضافه شده بر اثر تزریق گاز (با پارامتر φ که نسبت حجم اضافه شده قابل استحصال به حجم گاز تزریقی است) بدست می آید. اگرچه مقادیر دقیق φ برای هر مخزن متفاوت است، اما بر اساس داده‌های RMDP و بازبینی شرکت شل، میانگین وزنی این پارامتر برای کل میدان ۲۴.۷ برآورد شده است.

رابطه (۳) نشان دهنده حجم ذخیره اثبات شده میدان در آغاز مدل سازی است که برابر است با مجموع ذخایر اولیه و ثانویه میدان.

معادله (۴) نشان می دهد مجموع تولید میدان، بیش از این حجم نمی تواند باشد.

معادله (۵) نشان دهنده نرخ حداکثر تخلیه کارا (MER) است و با استفاده از روابط فنی مهندسی بدست آمده و حداکثر نرخ تولید در هر دوره زمانی را نشان می-دهد که بر اساس ویژگی‌های سنگ و سیال میدان با توجه به پارامترهای نسبت گاز به نفت و نسبت آب تولیدی به کل هیدروکربن تولیدی چاه (Water Cut) محاسبه می‌شود. بر اساس اطلاعات موجود در بازنگری طرح جامع توسعه میدان(RMDP) و طرح پژوهشی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، این پارامتر برای میدان نفتی اهواز بطور متوسط ۰/۱۷۵ برآورده می‌شودو از لحاظ فنی به میدان آسیب نمی رساند. درواقع استخراج بیشتر از این مقدار، باعث اختلال در تولید صیانتی میدان می شود. تولید صیانتی از مخازن، لزوماً بمعنی حداکثرسازی استخراج نفت در هر بازه زمانی نبوده و بلکه روشی صیانتی است. این روشی است که بتواند با توجه به محدودیت هایی که ریشه در خصوصیات طبیعی و وضعیت فعلی مخزن دارد، و نیز ملاحظات اقتصادی همچون قیمت نفت خام و هزینه های افزایش بازیافت، مجموع کل تولید مخزن در طول عمر مفید آن را به حداکثر برساند؛ بنابراین تولید صیانتی یعنی بهینه سازی تولید.

معادلات (۶) تا (۹) نشانگر بقیه محدودیت های مدل است. بر اساس این محدودیت ها متغیرهای حجم ذخایر قابل استحصال، میزان تولید نفت، میزان تزریق گاز و قیمت نفت، در همه دوره ها، مقادیر غیرمنفی دارند. در ادامه مشخصات میدان شرح داده شده و پس از آن، توابع هزینه و سایر روابط فوق بر اساس اطلاعات میدان ارائه می گردند.

روش پژوهش: برآورد توابع بر اساس اطلاعات میدان نفتی اهواز:

جنوب غربی ایران، استان خوزستان، محدودهٔ شهر اهواز، جایی است که در سال ۱۳۳۵ با حفر چاه شمارهٔ ۶ کریت بزرگترین میدان نفتی ایران یعنی میدان نفتی اهواز، به طول ۶۷ کیلومتر و عرض حدود ۶ کیلومتر کشف شد. این میدان از شمال با میدان رامین، از جنوب با میدان شادگان و میدان منصوری، از شرق با میدان مارون و از غرب با میدان آبتیمور و میدان سوسنگرد همجوار است. میانگین ظرفیت تولید نفت خام این میدان معادل ۸۰۰ هزار بشکه در روز است. میزان تولید گاز (گاز همراه نفت) در این میدان، بیشتر از ۱۳ میلیون مترمکعب در روز، و حجم نفت درجای اولیه این میدان افزون بر ۶۵ میلیارد بشکه، و از این میزان، بطور میانگین حدود ۳۷ میلیارد بشکه قابل برداشت برآورد شده است. این میدان دارای دو مخزن نفتی بنام‌های آسماری و بنگستان، همچنین یک مخزن گازی به نام خامی است. مخزن آسماری بعنوان یکی از قدیمی ترین و بزرگترین مخازن نفتی ایران، با ۲۹۱

حلقه چاه های تولیدی، تزریقی و مشاهده ای است؛ و تولید روزانه این مخزن ۶۱۰ هزار بشکه در روز است. همچنین مخزن بنگستان با ۲۰۸ حلقه چاه های تولیدی، تزریقی و مشاهده‌ای، روزانه حدود ۱۹۰ هزار بشکه تولید دارد؛ برای صیانت از تولید و حفظ سقف تولید لازم است برنامه ریزی های دقیق انجام شود و پروژه های تعیین شده بموقع و با دقت اجرا گردد. در صورت اجرای برنامه های ازدیاد برداشت و فشارافزایی کامل بوسیله تزریق گاز می توان شاهد افزایش تولید نفت درجای این میدان بود.

گفتنی است در این پژوهش داده ها و مفروضات مربوط به سناریوهای ازدیاد برداشت و تزریق گاز، حاصل از داده های موجود در RMDP میدان، و نیز داده های تولید میدان و محاسبه این پارامتر، بر اساس اطلاعات محرمانه میدان و بازبینی طرح جامع توسعه توسط شرکت شل محاسبه شده و طی دوره ۲۰ ساله ۱۳۹۸ تا ۱۴۱۸ شبیه‌سازی و مدل‌سازی می گردند. در ادامه به فراخور نیاز و در جریان تصریح توابع، به مفروضات این طرح ها اشاره خواهد شد. موقعیت میدان نفتی اهواز در شکل ۳-۳ نشان داده شده است.

شکل ۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی اهواز(منبع:اطلاعات و داده های میدان نفتی)

در میدان نفتی اهواز، بسته به نوع مخزن اهواز – آسماری؛ اهواز – بنگستان، مقدار نفت قابل استخراج اولیه از میدان، بطور میانگین حدود ۲۵ تا ۳۵ درصد نفت درجای اولیه است. یعنی با تولید طبیعی از مخزن، چیزی در حدود ۷۵ درصد نفت همچنان در مخزن باقی خواهد ماند؛ این یعنی ۳ برابر میزان نفت قابل استحصال اولیه!

مخزن آسماری بدلیل خواص خوب مخزنی و کیفیت مناسب نفت خام آن، در صورت مدیریت صحیح و اقدام به موقع، امکان افزایش تولید تا ضرایب بازیافتی بالاتر از ۶۰ درصد را دارد که در نوع خود منحصر بفرد بوده و از بالاترین ضرایب بازیافت ممکن در تمام میادین نفتی در دنیاست. طبق آمار رسمی منتشره از سوی وزارت نفت و گزارشات رسمی بین المللی مقدار نفت درجای اولیه، از مخازن هیدروکربوری میدان نفتی اهواز معادل ۶۹ میلیارد بشکه (آسماری، بنگستان، خامی) است. در صورت تزریق برنامه ریزی شده گاز و تأمین حجم لازم از آن راندمان حداقل بازیافت برای مخزن اهواز-آسماری ۲۰درصد و برای مخزن اهواز-بنگستان ۱۰درصد افزایش می یابد.

جدول(۱) میزان نفت درجای اولیه؛ ذخیره باقیمانده نفت؛ ضریب بازیافت از مخازن میدان نفتی اهواز (منبع: یافته های پژوهش)

مخزن	آسماری	ایلام	سروک	بنگستان	خامی	کل میدان
درجه نفت خام[1]	۳۲/٦	۲۹	۲٦	۲۵/۵	۲۷/۵	–
میزان سولفور[2]	٪۱/۵	NR	٪۱/۳	٪۳/۵	NR	–
میزان نفت درجای اولیه(میلیارد بشکه)[3]	۲۷/۷	۱۲/٦	۲٤/۹	۳۷/٤	۰/٤۹	٦۵/۸
ذخیره نهایی قابل بازیافت(میلیارد بشکه)[5]	۱۷/۹	NR[4]	NR	۷/۷	۰/۰۹	۲۵/۷
تولید تجمعی (میلیارد بشکه)	۱۰	NC	NC	۲/۵۸	۰/۰۰	۱۲/۸
تولید تجمعی / نفت درجای اولیه(%)	٪۳۵/٦	NC	NC	٪۷/۵	٪۰/۰	٪۱۹/٤
تولید تجمعی / ذخیره نهایی قابل بازیافت (%)	٪٤۵/۵	NC[6]	NC	٪۳۷/۲	٪۰/۰	٪٤۹/۸
ضریب بازیافت	٪٦٤/٦	٪۱۰	٪۱۲/۵	٪۲۰/٦	٪۱۸/٤	٪۳۹/۹

قیمت نفت خام در سال‌های ابتدایی توسعه میدان در سال ۱۳۳۸ تا دوره ۲۰ساله تزریق در سال ۱۳۵۸ و نیز تولید هم‌اکنون میدان نفتی اهواز در سال ۱۴۰۱ نوسانات قابل ملاحظه‌ای داشته که بصورت کامل آمده است. با این همه حداقل قیمت نفت خام در سال ۱۳۳۸ (شروع

[1] Gravity API
[2] Hydrogen Sulfide
[3] Oil-Initially-in-Place (IOIP)
[4] Not Reported, (NR)
[5] Estimated Ultimate Recoverable Reserves (EURR)
[6] Not calculated, (NC)

توسعه میدان) ۰/۷۷ دلار، در سال۱۳۵۸ همزمان با شروع تزریق گاز ۳۴ دلار در بشکه بوده است.

بعد از دوره‌ی ۲۰ساله تزریق، در سال‌های ۱۳۵۸ تا ۱۴۰۱ قیمت میانگین ۵۱ دلار در هر بشکه ثبت شده است. برای سال‌های آینده تا سال ۱۴۱۸ می‌توان میانگین بیش از ۵۰ دلار برای هر بشکه را پیش‌بینی کرد. هر چند با توجه به نیاز روز افزون کشورهای صنعتی و کشورهای در حال توسعه به این ماده حیاتی، انتظار رقم‌های بالاتر برای هر بشکه، در سال‌های آتی منطقی بوده و دور از ذهن نیست. در این مطالعه، سه سناریوی قیمتی (پایین، مرجع، بالا) با قیمت‌های ۲۰ تا ۱۵۰ دلار در نظر گرفته شده و عدد ۵۰ دلار مربوط به سناریوی مرجع می‌باشد. محاسبه میزان درآمد از دست رفته به علت اولویت بندی نکردن امکانات و مدیریت نادرست مخازن میدان اهواز و استفاده نکردن از دستاوردهای علمی، در ادامه آمده است.

مخازن نفتی میدان نفتی اهواز شامل مخزن آسماری و مخزن بنگستان با ذخیره نفت باقیمانده بیش از ۶/۷ میلیارد بشکه و مخزن خامی با ذخیره بیش از ۵۵ میلیون بشکه متعارف می‌باشد که در جدول ۲ آمده است.

جدول(۲) مخزن آسماری، مخزن بنگستان و مخزن خامی با ذخیره نفت باقیمانده و حجم نفت درجای اولیه میدان اهواز(منبع: یافته های پژوهش)

ردیف	نام مخزن	ذخیره باقیمانده (میلیارد بشکه متعارفی)	حجم نفت درجای اولیه (میلیارد بشکه متعارفی)	ضریب بازیافت
۱	اهواز-آسماری	٤/۱۹۳	۲٦/۷۹۳	62
۲	اهواز-بنگستان	۲/۵۹٦	۳۹/۵۷۰	15
۳	اهواز-خامی	۰/۵۵	۳/٦٦۰	۱۸/٤

تابع هزینه تولید نفت

در این تحقیق از تابع نمایی جهت برآورد تابع هزینه تولید نفت، به شکل زیر استفاده می شود:

$$C_t = AQ_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta} \qquad (۱۰)$$

با استفاده از این فرم تابعی، می‌توان افزون بر حسن رفتاری ریاضی، پویایی‌های تولید نفت، همچنین پویایی‌های بازار جهانی نفت را در تابع هزینه لحاظ نمود. متغیرهای Q_t، PR_t، g_t

به ترتیب نشان دهنده‌ی تولید سالانه نفت از میدان (میلیون بشکه نفت خام)، حجم ذخیره اثبات شده (قابل استحصال) (میلیون بشکه نفت خام) و میزان تزریق گاز (میلیون بشکه نفت خام) در هر دوره t هستند؛ ضریب ثابت A نشان دهنده اثر سایر عوامل برون‌زا در هزینه‌های تولید نفت است.

بدیهی است بجز متغیرهای فوق، عوامل برون‌زای مختلفی بر هزینه‌های تولید نفت اثر دارند. همه‌ی عوامل بنیادی و غیربنیادی در بازار جهانی نفت، بر قیمت نفت اثر می‌گذارند. تأثیر مجموع این عوامل بر هزینه‌های تولید نفت را، با تقریب مناسب، می‌توان بطور غیرمستقیم، از طریق برآورد اثر تغییرات قیمت نفت بر تغییرات هزینه‌های تولید، بدست آورد.

از آنجا که مدل‌سازی مورد استفاده در این پژوهش از سال ۲۰۱۹ آغاز شده است، تابع هزینه (هزینه‌های تزریق گاز و...) براساس سال ۲۰۱۹ است. محاسبه همبستگی[1] میان قیمت نفت و میانگین هزینه‌های تولید به میزان ۰/۷۳، بر اساس تحلیل همبستگی داده‌های سری زمانی قیمت برنت و میانگین هزینه‌های عملیاتی شرکت ملی نفت ایران در دوره ۱۳۸۵- ۱۴۰۰می باشد، ضریب ثابت A بصورت زیر انجام می‌شود؛ بدین ترتیب ضمن بروزرسانی توابع هزینه، تأثیر سایر عوامل برون‌زا بر هزینه‌های تولید نفت هم بطور غیرمستقیم، از طریق تأثیر تغییرات قیمت نفت بر هزینه‌های تولید، بر تابع هزینه اعمال می‌شود.

$$A = 0.73\ \frac{Pt-P2019}{Pt} \qquad (۱۱)$$

لذا در نهایت تابع هزینه بصورت زیر تعریف می‌گردد:

$$C_t = 0.73\ \frac{Pt-P2019}{Pt} Q_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta} \qquad (۱۲)$$

برآورد پارامتر α

پارامترα رابطه میزان تولید نفت با هزینه‌های تولید آن را نشان می‌دهد که طبیعتاً رابطه‌ای مثبت است. یعنی افزایش میزان تولید نفت، افزایش هزینه‌های تولید را در پی دارد. پس مشتق اول تابع هزینه نسبت به میزان تولید، مثبت است. از طرفی، هزینه افزایش تولید در بازیافت

[1] Correlation

ثانویه، در میدانهایی که در مرحله بازیافت ثانویه[1] هستند، از هزینه تولید در بازیافت اولیه[2] بالاتر می‌شود. یعنی هزینه تولید هر بشکه نفت اضافی در بازیافت ثانویه بیش از هزینه متوسط تولید خواهد شد؛ بنابراین خواهیم داشت:

$$\alpha = \frac{MCQ}{ACQ} \geq 1 \qquad (۱۳)$$

هزینه متوسط تولید هر بشکه از این میدان، طبق اطلاعات میدان اهواز، در حدود ۷ دلار است.[3] محاسبات بازبینی طرح جامع توسعه میدان[4] توسط شرکت شل[5]، نشان داده است که با اجرای برنامه‌ی ازدیاد برداشت با صورت تزریق گاز و بدنبال فشارافزایی کامل میدان، هزینهٔ تولید هر بشکه نفت اضافی ۶۳ سنت می‌شود. شایان ذکر است که این عدد (۰/۶۳ دلار) تنها هزینه عملیاتی تزریق است و هزینه فرصت گاز تزریقی (۱۳-۱۹ سنت بر مترمکعب) به طور جداگانه در تابع هدف (معادله ۱) لحاظ شده است. حجم گاز مورد نیاز برای فشارافزایی کامل میدان به ۳/۹ میلیارد فوت مکعب در روز برآورد می‌شود پس داریم:

$$\alpha = \frac{MCQ}{ACQ} = \frac{7+0.63}{7} = 1.09 \qquad (۱۴)$$

---

[1] Secondary Recovery
[2] Primary Recovery
[3] بر اساس قانون نفت ایران، افشای اطلاعات سازندها و مخازن هیدروکربوری، ممنوع می باشد؛ لذا اطلاعات محرمانه بوده و نزد نگارنده محفوظ است.
[4] RMDP
[5] Shell

برآورد پارامتر γ

رابطه میزان ذخایر باقی‌مانده قابل استحصال در هر دوره با هزینه تولید نفت، با پارامتر γ نشان داده می‌شود. بطور معمول، کاهش ذخایر قابل استحصال منجر به کاهش فشار مخزن می‌شود؛ رفع این مسئله مستلزم فشارافزایی یا حفر چاه‌های بیشتر است. در نتیجه افزایش هزینه‌های تولید در ازای کاهش حجم ذخایر قابل استحصال، قطعی است. یعنی پارامتر γ حتماً منفی خواهد بود. در این مطالعه داده‌های مورد نیاز برای تخمین این پارامتر در دسترس نبود؛ لذا از پارامتر محاسبه شده در مطالعه لیتلی و لین(۲۰۱۲)[1] استفاده شد. این مقدار برای ۷ میدان در آمریکا، معادل ۰/۵۴- محاسبه شده است.

برآورد پارامتر θ

بر اساس تابع هزینه، پارامتر θ رابطه میزان تزریق گاز و هزینه تولید را نشان می‌دهد. برای تزریق گاز تجهیزات خاص مانند کمپرسور، حفر چاه‌های تزریقی و خطوط لوله انتقال مورد نیاز است. میان تزریق گاز و هزینه‌های تولید، رابطه مثبت قابل تصور است؛ و انتظار می‌رود θ مثبت باشد. محاسبه θ به روش زیر است:

$$\frac{\delta C}{\delta g} = \theta A Q_t^{\alpha} P R_t^{\gamma} g_t^{\theta-1} = \theta \frac{C}{g} \Longrightarrow \theta = MCg \ \frac{g}{c} \qquad (۱۵)$$

[1] Lengthy, Wayne and Lin, C.-Y.Cynthia(2012)

پارامتر θ در معادله بالا حاصل تقسیم کل هزینه تزریق گاز (حاصلضرب هزینه نهایی تزریق گاز در حجم تزریق گاز) بر کل هزینه تولید نفت است و مطابق با داده‌های میدان اهواز، معادل ۰/۴۳۲ محاسبه شده است.

جدول(۴) داده‌های محاسبه پارامتر θ و φ میدان اهواز(منبع:یافته های پژوهش)

پارامتر	مقدار	واحد	مأخذ / روش محاسبه
حجم کل گاز تزریقی انباشتی	۳/۹	میلیون فوت مکعب	RMDPمیدان / بازبینی شرکت شل
هزینه نهایی تزریق گاز (MCg)	۰/۶۳	بشکه	محاسبات شرکت شل
کل هزینه تزریق گاز	–	میلیون دلار	حاصلضرب حجم تزریق ×MCg
کل هزینه تولید نفت	–	میلیون دلار	بر اساس تابع هزینه استخراج
نسبت حجم افزایشی قابل استحصال به گاز تزریقی - (ϕ) آسماری	۲۸/۴	–	داده‌هایRMDP
نسبت حجم افزایشی قابل استحصال به گاز تزریقی - (ϕ) بنگستان	۲۱/۲	–	داده‌هایRMDP
میانگین وزنیϕ (کل میدان)	۲۴/۷	–	محاسبه شده بر اساس وزن ذخایر

حداکثر نرخ تولید کارا

گفته شد که برای پیشگیری از آسیب فنی میدان و محافظت از تولید صیانتی آن، حداکثر نرخ تولید کارا (MER)، بصورت سهمی از میزان حجم ذخیره باقی‌مانده در هر دوره تعیین می‌گردد:

$$Qmax = \omega PR_t \qquad (۱۶)$$

در معادله فوق، ω نشانگر حداکثر نرخ تخلیه کارا می‌باشد که بر اساس ویژگی‌های سنگ و سیال میدان، با توجه به پارامترهای GOR (نسبت گاز به نفت) و Water Cut محاسبه می‌شود. آنگونه که در طرح جامع توسعه میدان (RMDP) و در بازبینی طرح جامع توسعه میدان توسط شرکت شل موجود است، این پارامتر برای میدان نفتی اهواز بطور متوسط ۰/۱۷۵ برآورده می شود.[۱]

برآورد معادله حرکت (پارامتر φ)

معادله (۲) قاعده حرکت مدل است که با کم نمودن تولید هر دوره از حجم ذخیره باقی‌مانده همان دوره و افزودن حجم اضافه قابل استحصال در اثر تزریق گاز به مقدار بالا، می‌تواند حجم ذخیره باقی‌مانده قابل استحصال دوره بعد را محاسبه نماید. پارامتر φ نشان دهنده رابطه تزریق گاز با حجم ذخیره قابل استحصال است و به شکل زیر بدست می‌آید:

$$\frac{\delta PR_{t+1}}{\delta g_t} = \varphi \cong \frac{\Delta PR}{\Delta g} \qquad (۱۷)$$

[۱] محاسبه این پارامتر، بر اساس اطلاعات مکتسبه و نیز داده‌های در بازبینی طرح جامع توسعه میدان توسط شرکت شل انجام شده و اطلاعات آن نزد نگارنده محفوظ خواهد بود.

در نتیجه جهت بدست آوردن پارامتر، لازم است نسبت کل حجم اضافه شده قابل استحصال بدلیل ازدیاد برداشت، به کل حجم انباشتی گاز تزریقی به میدان محاسبه شود. اگرچه مقادیر دقیق φ برای هر مخزن متفاوت است (جدول ۳)، اما این نسبت برای میدان نفتی اهواز ۲۴/۷ برای مخازن بنگستان و آسماری بدست آمده است.[۱]

برآورد و پیش بینی قیمت نفت

در پژوهش حاضر برای برآورد قیمت نفت خام، از مدل قیمتی برون‌زای معین استفاده شده است. در این برآورد، داده‌های چشم‌انداز جهانی انرژی ۲۲۰۱۹ ، اعلام شده بوسیله اداره اطلاعات انرژی آمریکا در نظر گرفته شده است. برآورد و پیش‌بینی داده‌ها مذکور در قالب ۳ سناریو (قیمت بالا، قیمت مرجع و قیمت پایین نفت) انجام شده‌اند. قیمت‌های نفت در این سناریوها در محدوده ۲۰ تا ۱۵۰ دلار بر بشکه متغیر است. از آنجا که در طول ۲۰ سال قیمت نفت ایران بطور میانگین ۳/۲ دلار در هر بشکه، کمتر از قیمت نفت شاخص برنت بوده، بنابراین با کسر این مقدار از میزان پیش‌بینی شده برای قیمت برنت، قیمت نفت ایران با تقریب مناسب بدست می‌آید.

۴- حل مدل؛ تجزیه و تحلیل نتایج بر مبنای سناریوهای سه‌گانه

در این قسمت برای نخستین بار با استفاده از یک تکنیک فرا ابتکاری[۳] برای حل چنین مدلهایی، به سناریوسازی پرداخته خواهد شد.

روش حل مدل:

---

[۱] محاسبه این پارامتر، بر اساس اطلاعات مکتسبه و نیز داده‌های در بازبینی طرح جامع توسعه میدان توسط شرکت شل انجام شده و اطلاعات آن نزد نگارنده محفوظ خواهد بود.

[2] EIA Annual Energy Outlook 2019

[3] Metaheuristic

روش حل این پژوهش، الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات[1] است که از سری الگوریتم‌های تکاملی، برخلاف الگوریتم‌های جستجوی رایج، روی یک مجموعه از جواب‌ها در محیط جستجو عمل نموده و با استفاده از همکاری و رقابت ایجاد شده بین جوابها، قادرند به سرعت پاسخ بهینه را برای مسائل پیچیده‌ی بهینه‌سازی بیابند. پارامترهای الگوریتم PSO به صورت زیر مقداردهی شده‌اند: ضریب اینرسی $w = 0.7$، ضرایب شتاب شناختی و اجتماعی به ترتیب $c_1 = 1.5$ و $c_2 = 1.5$، ضرایب تصادفی r_1 و r_2 با توزیع یکنواخت در بازه $[0, 1]$، اندازه جمعیت (تعداد ذرات) $N = 50$، حداکثر تعداد تکرار ۱۰۰۰، و شرط توقف الگوریتم دستیابی مقدار تابع شایستگی (Fitness) کمتر از 10^{-6} در نظر گرفته شده است.

این تکنیک‌ها غالباً الهام گرفته از فرایندهای تکاملی در طبیعت هستند. از آن جمله می‌توان به الگوریتم ژنتیک، راهبردهای تکاملی، برنامه‌نویسی تکاملی و برنامه‌نویسی ژنتیک اشاره نمود. افزون بر اینها، ابداع تکنیک‌های محاسباتی جدید نظیر اجتماع مورچگان و ازدحام ذرات (براساس رفتار اجتماعی پرندگان) هم موجودند که در آنها رفتار اجتماعی موجودات زنده شبیه‌سازی شده است. دلیل عمده‌ای که برای رفتار اجتماعی موجودات زنده عنوان شده، بهینگی رفتار آنهاست. لذا منطقی است که از شبیه‌سازی این رفتارهای اجتماعی در حل مسائل بهینه‌سازی بهره گرفته شود.

در اجرای الگوریتم ازدحام ذرات، مقدار شایستگی[2] تمام پاسخ‌ها از روی تابع شایستگی تعریف شده برای مسئله محاسبه شده‌اند. هدف، یافتن محلی است که بهترین مقدار شایستگی در فضای مسئله را داشته باشد. الگوریتم ازدحام ذرات با تعدادی پاسخ تصادفی اولیه (ذرات) آغاز شده، میزان شایستگی پاسخ‌ها را محاسبه نموده، سپس با حرکت پاسخ‌ها در جریان تکرارهای متوالی، جواب بهینه‌ی مسئله را می‌یابد. در هر تکرار دو مقدار PBest[3] و GBest

[1] Particle Swarm Optimization(PSO)

[2] Fitness Value

[3] PBest، مکان بهترین میزان شایستگی که هر ذره در طول حرکت خود، بدان میرسد. (Personal Best)

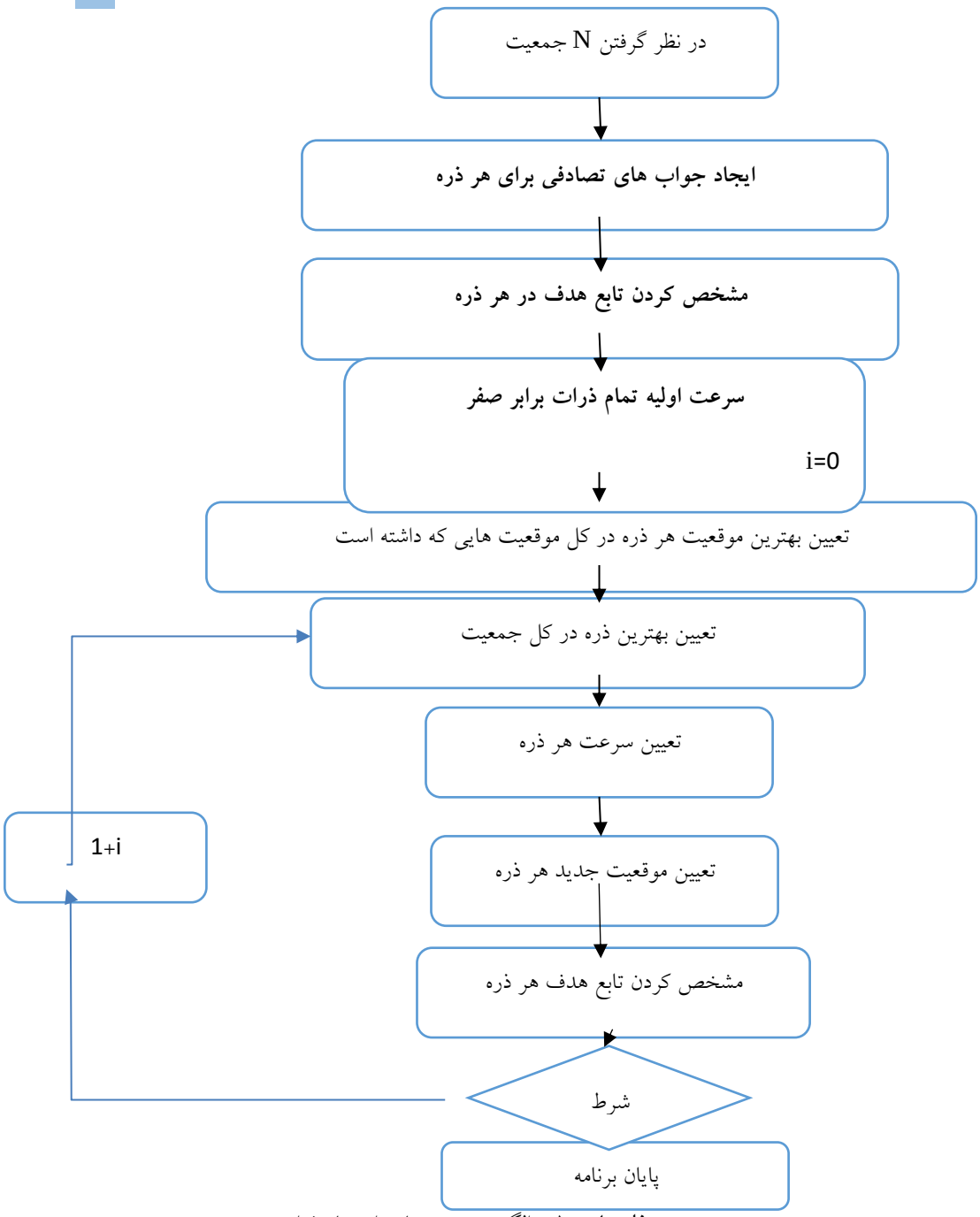
[1] مشخص شده است. بعد از یافتن مقادیر، سرعت حرکت ذرات و نیز مکان بعدی هر ذره با استفاده از روابط زیر بدست می‌آید:

$$V_i^{t+1} = wV_i^t + p_1\ c_1\ \left(PBest_i\ - x_i^t\right) + p_2\ c_2\ \left(GBest_i\ - x_i^t\right) \quad (۱۸)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + V_i^{t+1} \quad (۱۹)$$

مطابق روابط (۱۸) و (۱۹) سرعت حرکت هر ذره در تکرار بعدی V_i^{t+1} به صورت وزنی از عوامل مختلف همچون سرعت پیشین ذره V_i^t، اختلاف ارزش (Fitness) ذره x_i^t با PBest و اختلاف ارزش ذره x_i^t با GBest محاسبه، پس از آن، از حاصل جمع سرعت جدید و مکان قبلی ذره، مکان بعدی ذره x_i^{t+1} محاسبه می‌شود؛ این تکرارها ادامه پیدا میکند تا بهترین نتیجه بدست آید. (ضرایب ثابت مدل، ضرایب w ،c_1، c_2 می‌باشند که بر مبنای شرایط برنامه‌نویسی تنظیم می‌گردند؛ p1 و p2 ضرایب تصادفی هستند). در نمودار زیر گامهای الگوریتم PSO آمده‌اند.

[1] GBest، مکان بهترین ذره در جمعیت کنونی (Global Best)



فلوچارت۱- الگوریتم بهینه یابی ازدحام ذرات

۵- یافته‌ها

اکنون برمبنای توابع هزینه و برآورد قیمت نفت خام در سه سناریوی قیمتی، می توان مسیر بهینه تولید نفت از میدان نفتی اهواز بر اساس سناریوهای مختلف را برآورد نمود. در این سناریوها، در بررسی ابعاد فنی میدان، مدلسازی موجود در بازبینی طرح جامع توسعه میدان، تنظیم شده بوسیله شرکت شل، مبنای کار است. این طرح در طی ۲۰ سال ۱۳۹۴-۱۴۱۴مدلسازی شده است. از آنجا که در این میدان، مانند برخی میادین همچون آزادگان جنوبی، سروش و نوروز، فشار اشباع نسبت به فشار اولیه، پایین است، پیشنهاد می شود طرح تزریق گاز در طاقدیس آسماری و بنگستان نیز همزمان با تولید، انجام پذیرد. محاسبات انجام شده بررسی عملکرد تولید مخازن آسماری و بنگستان میدان نفتی اهواز (بدون تزریق گاز و با تزریق گاز) را در مطالعات فوق نشان می دهد.

بررسی عملکرد تولید مخازن آسماری و بنگستان میدان نفتی اهواز(بدون تزریق گاز و سناریوی با تزریق گاز)

دو مخزن آسماری و بنگستان از مخازن میدان نفتی اهواز برای تزریق انتخاب شده اند. بررسی تاریخچه تولید مخازن آسماری و بنگستان میدان نفتی اهواز از زمان شروع توسعه میدان (سال۱۳۳۸ برای مخزن آسماری و سال ۱۳۵۱ برای مخزن بنگستان) تا ۱۴۰۱، در مجموع ۵۲۵ چاه حفاری شده، نشان می دهد افت طبیعی تولید نفت (به دلیل کاهش فشار مخزن و بدون در نظر گرفتن تزریق گاز) مخزن آسماری تقریباً ۳/۱ درصد و افت مخزن بنگستان حدوداً ۵/۳ درصد بوده است. بنابراین میانگین افت تولید نفت در ۲۰ سال آینده، به صورتهای «خوش بینانه»، «بهینه ترین» «واقع بینانه» و «بدبینانه» بدون در نظر گرفتن تزریق گاز یا حفر چاه های جدید یا تعمیر، با ۴ پیش فرض افت تولید سالانه (۲درصد، ۳درصد، ۴درصد و ۵درصد) براساس گزارشات شرکت ملی نفت و گزارشات بین المللی Wood Mackenzie محاسبه شده است. شایان ذکر است که در عمل، روند افت تولید به صورت نمایی (نه خطی ساده) منعکس شده است. در این بخش به عنوان نمونه، نتایج سناریوی افت ۲٪ ارائه می گردد.

جدول(٤) تعداد چاه های فعال و غیر فعال حفاری شده مخازن آسماری، بنگستان و خامی میدان اهواز از سال ۱۳۳۸ تا ۱٤۰۱(منبع:یافته های پژوهش)

ردیف	نام مخزن	تعداد چاه (حلقه)	چاههای تولیدی فعال(حلقه) (چاه نفتی در حال تولید، بسته قابلیت تولید و در حال حفاری یا تعمیر)	چاههای غیر فعال (حلقه) (شامل چاه های متروکه، تکمیل دو گانه، مشاهده ای(آب-گاز-نفت)، تزریقی(آب،گاز)،معلق)
۱	آسماری	۳۱۹	۲۸۱	۳۸
۲	بنگستان	۲۰۳	۲۰۰	۳
۳	خامی	۳	۰	۳
٤	مجموع	٥۲٥	٤۸۱	٤٤

درجدول(۵) میزان تولید نفت با توجه به عدم تزریق گازاز سال ۱۳۸۱-۱۴۰۱ و در جدول(۵) پیش بینی میزان تولید نفت در صورت عدم تزریق گاز از تولید از سال ۱۴۰۱ تا سال ۱۴۱۸ آورده شده است.

جدول(۵) میزان تولید نفت با توجه به عدم تزریق گازاز سال ۱۳۸۱-۱٤۰۱(منبع:یافته های پژوهش)

سال	**تولید سالیانه در صورت تزریق نکردن گاز (ضریب افت ۲ درصد) میلیون بشکه استاندارد**	افت تولید (با ضریب ۲ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ۳ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ٤ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید (با ضریب ٥ درصد) میلیون بشکه استاندارد
۱۳۸۱	۱٦/٥۲٤	۰/۰٤۸	۰/۰۷۲	۰/۰۹٦	۰/۱۲
۱۳۸۲	16/472	0/052	0/078	0/104	0/13
۱۳۸۳	16/412	0/06	0/09	0/12	0/15
۱۳۸٤	16/09	0/322	0/483	0/644	0/805
۱۳۸٥	15/76	0/33	0/495	0/66	0/825

۱۳۸٦	15/426	0/334	0/501	0/668	0/835
۱۳۸۷	15/096	0/33	0/495	0/66	0/825
۱۳۸۸	14/768	0/328	0/492	0/656	0/82
۱۳۸۹	14/442	0/326	0/489	0/652	0/815
۱۳۹۰	13/952	0/49	0/735	0/98	1/225
۱۳۹۱	10/4	3/552	5/328	7/104	8/88
۱۳۹۲	8/218	2/182	3/273	4/364	5/455
۱۳۹۳	6/786	1/432	2/148	2/864	3/58
۱۳۹٤	5/722	1/064	1/596	2/128	2/66
۱۳۹٥	8/096	-2/374	-3.561	-4.748	-5.935
۱۳۹٦	11/264	-3/168	-4/752	-6/336	-7/92
۱۳۹۷	10/896	0/368	0/552	0/736	0/92
۱۳۹۸	10/546	0/35	0/525	0/7	0/875
۱۳۹۹	10/13	0/416	0/624	0.832	1/04
۱٤۰۰	9/744	0/386	0/579	0/772	0/965
۱٤۰۱	9/39	0/354	0/531	0/708	0/885

جدول(٦) پیش بینی میزان تولید نفت در صورت عدم تزریق گاز از تولید۱٤۰۱–۱٤۱۸ (منبع:یافته های پژوهش)

سال	تولید سالیانه در صورت عدم تزریق گاز (ضریب افت ۲ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید(با ضریب ۲ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید(با ضریب ۳ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید(با ضریب ٤ درصد) میلیون بشکه استاندارد	افت تولید(با ضریب ٥ درصد) میلیون بشکه استاندارد
۱٤۰۱	9/39	0/354	0/531	0/708	0/885

۱٤۰۲	9/062	0/328	0/492	0/656	0/82
۱٤۰۳	8.76	0/302	0/453	0/604	0/755
۱٤۰٤	8/46	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۰٥	8/16	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۰٦	7/86	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۰۷	7/56	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۰۸	7/26	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۰۹	6/96	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱۰	6/66	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱۱	6/36	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱۲	6/06	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱۳	5/76	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱٤	5/46	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱٥	5/16	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱٦	4/86	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱۷	4/56	0/3	0/45	0/6	0/75
۱٤۱۸	4/26	0/3	0/45	0/6	0/75

با در نظر گرفتن ضریب افت بین ۲ تا ۵ درصد نکات زیر شایان توجه است:

۱- ضریب افت ۲ درصد به تفکیک سال: در صورت تزریق نکردن بموقع گاز، مقدار تولید مخازن از میزان ۴۹۳/۲ هزار بشکه تولید[1] روزانه فعلی (مربوط به دو مخزن آسماری و بنگستان) به حدود ۴۸۶/۴۰۰ هزار بشکه در سال ۱۴۱۸ خواهد رسید.[2] حجم نفت دور از استحصال در طول بیست سال آینده، در صورت تزریق نکردن گاز، برابر با ۴۴/۶۷۶/۰۰۰میلیون بشکه است. جداول ۴و ۵ میزان تولید نفت در صورت عدم تزریق گاز(ضریب افت ۲ درصد) به تفکیک

[1] ظرفیت تولید بالاتر از این مقدار است فرض ما بر مبنای اطلاعات فعلی میدان بوده است

[2] میانگین تولید در سال های ۱۴۰۱ تا سال ۱۴۱۸ روزانه در صورت عدم تزریق گاز ۶۸۰۰بشکه در روز در نظر گرفته شده است.

سال در دو سناریوی گذشته میدان (سال های منتخب ۱۴۰۱-۱۳۸۱) و آینده میدان (سال های ۱۴۰۱-۱۴۱۸) را نشان می‌دهد.

پیش بینی کاهش تولید حاصل از عدم تزریق با ضریب افت ۲ درصد در سال های ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۸ در این دوره ۱۸ ساله حاکی از میانگین کاهش روزانه ۶۸۰۰ بشکه در میدان نفتی اهواز می باشد که با احتساب تولید سالانه، این کاهش چیزی در حدود ۲/۴۸۲/۰۰۰ بشکه در سال، و با احتساب ضریب ۱۸ ساله مورد بررسی در مطالعه معادل ۴۴/۶۷۶/۰۰۰ بشکه خواهد شد. برای برآورد دقیق عدم‌النفع ناشی از عدم تزریق گاز، بر خلاف مطالعات قبلی که از ضرب خطی ۵۰ دلار در حجم نفت استفاده کرده بود، در این پژوهش اصلاح شده، تمام جریان‌های نقدی آتی (تولید از دست رفته در هر سال) با استفاده از نرخ تنزیل ۵٪ به سال پایه (۲۰۱۷/۱۳۹۶) تنزیل شده است. در سناریوی افت ۲٪ و با میانگین قیمت نفت ۵۱/۷۷ دلار، ارزش خالص فعلی (NPV) نفت از دست رفته معادل ۹/۰۸ میلیارد دلار برآورد می‌شود. این رقم به طور قابل توجهی با محاسبه ساده خطی (۲/۲۳ میلیارد دلار) تفاوت دارد و تأکید می کند که بیشترین ارزش از دست رفته مربوط به سال‌های ابتدایی دوره است و نه سال‌های انتهایی .اگر میانگین قیمت نفت را در این دوره ۱۸ ساله ۵۰ دلار در نظر گرفته شود معادل ۲/۲۳ میلیارد دلار از دست رفته است.

پیش‌بینی کاهش تولید حاصل از عدم تزریق با ضریب افت ۲ درصد در سال‌های ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۸ در این دوره ۱۸ ساله حاکی از میانگین کاهش روزانه ۶۸۰۰ بشکه در میدان نفتی اهواز می باشد که با احتساب تولید سالانه، این کاهش چیزی در حدود ۲/۴۸۲/۰۰۰بشکه در سال، و با احتساب ضریب ۱۸ ساله مورد بررسی در مطالعه معادل ۴۴/۶۷۶/۰۰۰ بشکه خواهد شد. اگر میانگین قیمت نفت را در این دوره ۱۸ ساله ۵۰ دلار در نظر گرفته شود معادل ۲/۲۳ میلیارد دلار از دست رفته است.

۲- ضریب افت ۳ درصد به تفکیک سال: در صورت عدم تزریق بموقع گاز، مقدار تولید مخازن از میزان ۴۹۳/۲ هزار بشکه تولید روزانه فعلی (مربوط به دو مخزن آسماری و بنگستان) به حدود ۴۸۲/۹۹ هزار بشکه در سال ۱۴۱۸ خواهد رسید. حجم نفت دور از استحصال در طول بیست سال آینده، در صورت عدم تزریق گاز، برابر با ۶۹/۰۹۷/۷۰۰ بشکه است. جداول

۴و ۵ میزان تولید نفت در صورت عدم تزریق گاز(ضریب افت ۳ درصد) به تفکیک سال در دو سناریوی گذشته میدان (سال های منتخب ۱۴۰۱-۱۳۸۱) و آینده میدان (سال های ۱۴۱۸-۱۴۰۱) را نشان می‌دهد.

پیش‌بینی کاهش تولید حاصل از تزریق با ضریب افت ۳ درصد در سال‌های ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۸ در این دوره ۱۸ ساله حاکی از میانگین کاهش روزانه ۱۰۲۱۰ بشکه در میدان نفتی اهواز می باشد که با احتساب تولید سالانه این کاهش چیزی در حدود ۳/۷۲۶/۶۵۰ بشکه در سال، و با احتساب ضریب ۱۸ ساله مورد بررسی در مطالعه معادل ۶۷/۰۹۷/۷۰۰ بشکه است. اگر میانگین قیمت نفت را در این ۱۸ ساله ۵۰ دلار در نظر گرفته شود معادل ۳/۳ میلیارد دلار از دست رفته است.

۳-ضریب افت ۴ درصد به تفکیک سال: در صورت عدم تزریق به موقع گاز، مقدار تولید مخازن از میزان ۴۹۳/۲هزار بشکه تولید روزانه فعلی (مربوط به دو مخزن آسماری و بنگستان) به حدود ۴۷۹/۵۸ هزار بشکه در سال ۱۴۱۸ خواهد رسید. حجم نفت دور از استحصال در طول بیست سال آینده، در صورت عدم تزریق گاز، برابر با ۸۹/۴۷۸/۰۰۰ بشکه است. جداول ۴ و ۵ میزان تولید نفت در صورت عدم تزریق گاز(ضریب افت ۴ درصد) به تفکیک سال در دو سناریوی گذشته میدان (سال‌های منتخب ۱۴۰۱-۱۳۸۱) و آینده میدان (سال‌های ۱۴۱۸-۱۴۰۱) را نشان می‌دهد.

پیش‌بینی کاهش تولید حاصل از تزریق با ضریب افت ۴ درصد در سال‌های ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۸ در این دوره ۱۸ ساله حاکی از میانگین کاهش روزانه ۱۳۶۲۰ بشکه در میدان نفتی اهواز می‌باشد که با احتساب تولید سالانه این کاهش چیزی در حدود ۴/۹۷۱/۰۰۰ بشکه در سال، و با احتساب ضریب ۱۸ ساله مورد بررسی در مطالعه معادل ۸۹/۴۷۸/۰۰۰ بشکه می‌شود. اگر میانگین قیمت نفت را در این ۱۸ ساله ۵۰ دلار در نظر گرفته شود معادل ۴/۴ میلیارد دلار از دست رفته است.

۴- ضریب افت ۵ درصد به تفکیک سال: در صورت عدم تزریق به موقع گاز، مقدار تولید مخازن از میزان ۴۹۳/۲ هزار بشکه تولید روزانه فعلی (مربوط به دو مخزن آسماری و بنگستان) به حدود ۴۷۶/۱۸ هزار بشکه در سال ۱۴۱۸ خواهد رسید. حجم نفت دور از استحصال در طول بیست سال آینده، در صورت عدم تزریق گاز، برابر با ۱۱۱/۸۲۱/۴۰۰بشکه است. جداول ۴ و ۵ میزان تولید نفت در صورت عدم تزریق گاز(ضریب افت ۵ درصد) به تفکیک سال در دو

سناریوی گذشته میدان (سال‌های منتخب ۱۴۰۱-۱۳۸۱) و آینده میدان (سال‌های ۱۴۱۸-۱۴۰۱) را نشان می‌دهد.

پیش‌بینی کاهش تولید حاصل از تزریق با ضریب افت ۵ درصد در سال های ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۸ در این دوره ۱۸ ساله حاکی از میانگین کاهش روزانه ۱۷۰۲۰ بشکه در میدان نفتی اهواز می‌باشد که با احتساب تولید سالانه این کاهش چیزی در حدود ۶/۲۱۲/۰۰۰ بشکه در سال، و با احتساب ضریب ۱۸ ساله مورد بررسی در مطالعه معادل ۱۱۱/۸۲۱/۴۰۰ بشکه می‌شود. اگر میانگین قیمت نفت را در این ۱۸ ساله ۵۰ دلار در نظر گرفته شود معادل ۵/۵ میلیارد دلار از دست رفته است.

۶- جمع بندی، نتیجه گیری و پیشنهادات سیاستی

افزایش مصرف گاز در سالهای اخیر و تلاش مجلس و دولت در گسترش شبکه گازرسانی، زمانِ زیادِ مورد نیاز برای به ثمر نشستن طرحها و پروژه‌های توسعه پارس جنوبی، افزایش نیافتنِ تولیدِ گازِ به میزان لازم بعلت مشکلات و موانع متعدد، موجب شده اوضاع تراز مصرف و تولید گاز به گونه‌ای درآید که در نتیجه‌ی آن، موضوع تخصیص بهینه گاز طبیعی به مصارف مختلف و اولویت‌بندی های صحیح در امر تخصیص، در سال‌های آتی به یکی از مسائل حساس امنیت ملی در وهله اول، و اقتصاد کشور در وهله دوم تبدیل خواهد شد. لازمه‌ی تخصیص بهینه گاز طبیعی پارس جنوبی به میدان نفتی اهواز جهت تزریق گاز، این است که مسائل و ملاحظات امنیتی، اقتصادی، اجتماعی و سیاسی در نظر گرفته شود. تغییر در مدل تخصیص و اولویت بهینه هر کدام از بخش‌ها، می‌تواند منافع کشور را دچار دگرگونی کند. بی‌توجهی به واقعیات موجود و غافل ماندن، سهل‌انگاری و بی‌دقتی در مسئله برنامه‌ریزی، می‌تواند اعتبار ایران در بازارهای جهانی نفت و گاز را به شدت تضعیف و بلکه تخریب نماید. همچنین در بُعد داخلی نیز صدمات بسیاری را برای صنایع داخلی و مخازن نفتی بدنبال خواهد داشت. در حوزه تخصیص بهینه گاز طبیعی، چگونگی مصرف انرژی و انتخاب تخصیص بهینه به بخش‌های مختلف اقتصادی، مسائل مربوط به قیمت‌گذاری داخلی و خارجی، یارانه‌های بخش انرژی و مسائل متعدد دیگر، برنامه‌ریزی دقیق و توأم با احتیاط را می‌طلبد. باید توجه داشت بحث‌های بسیاری که بین اقتصاددانان و سیاست‌گذاران در باب نحوه تخصیص و

انتخاب بهینه گاز طبیعی بین گزینه‌های مختلف بررسی شده، نه تنها برخاسته از تنگناها و محدودیت‌های کشور نیست، بلکه ناشی از فرصت‌ها و گزینه‌های بسیاری است که فراروی ایران قرار دارد و انتخاب بهترین و مناسب‌ترین گزینه می‌تواند فرصت بالقوه را به حالت بالفعل درآورد. علاوه بر این، ناترازی شدید گاز در ایران به ویژه در فصول سرد سال (بخش خانگی و تجاری) سبب می‌شود هزینه فرصت گاز تزریقی به طور قابل توجهی افزایش یابد. بر اساس آخرین آمار، کمبود گاز در ماه‌های سرد سال به بیش از ۲۰۰ میلیون مترمکعب در روز می‌رسد که تخصیص گاز به تزریق را با چالش جدی روبرو می‌کند. این مطالعه با در نظر گرفتن قیمت سایه‌ای گاز (۱۳-۱۹ سنت بر مترمکعب) و تحلیل حساسیت نسبت به نوسانات فصلی تقاضا، این چالش را در مدل لحاظ کرده است

در این پژوهش تأکید می‌شود که در واقع ایران با توجه به افت فشار تولید از میدان گازی پارس جنوبی با محدودیت عرضه گاز در سال‌های پیش رو مواجه خواهد شد؛ در داخل، با بازار وسیعی روبرو است، اما عدم مدیریت صحیح در تخصیص بهینه گاز، تولید داخلی در زیربخش‌های مورد مطالعه این پژوهش، یعنی تزریق گاز به مخازن نفتی را در آینده تحت فشار قرار داده و بیشتر میادین نفتی را دچار کاهش شدید تولید خواهد کرد. از آنجا که تزریق گاز به مخازن نفتی با هدف جلوگیری از کاهش فشار نفت در مخزن و تثبیت مقدار استخراج نفت از میدان نفتی در طول زمان، در مقایسه با حفر چاههای جدید، هزینه های کمتری دارد، ظبعاً روشی است که اقبال بیشتری به آن می‌شود. در ایران حدود۲۵ درصد نفت بطور طبیعی از مخازن برداشت می‌شود و تولید از ۷۰ درصد باقی‌مانده، نیازمند بکارگیری روش‌های ازدیاد برداشت است. تزریق گاز یکی از روش‌های ازدیاد برداشت است که علاوه بر اینکه میزان زیادی از گاز تزریقی دوباره تولید خواهد شد، یکی از بهترین گزینه‌ها برای ازدیاد برداشت و در نتیجه افزایش تولید نفت به شمار می‌رود. نحوه مقابله با کسری گاز طی سالیان گذشته نشان می‌دهد برای جبران کسری در کوتاه مدت، کاهش تزریق گاز به مخازن نفتی که کم‌هزینه-ترین راه از نظر اجتماعی، و درعین‌حال پرهزینه‌ترین راه حل از نظر اقتصادی در بلندمدت به شمار می‌رود، مورد انتخاب قرار می‌گیرد. هدف نهایی از تزریق گاز تأمین ضریب بازیافتی بیشتر برای مخازن نفت نسبت به روش‌های معمول می‌باشد. براساس برآوردها[1] در بازه زمانی

---

۱ گزارش پژوهشی معاونت پژوهش های زیربنایی و امور تولیدی، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن مجلس شورای اسلامی با عنوان تزریق گاز به میادین نفتی لازمه تحقق تولید صیانتی،بهمن ماه ۱۳۹۵

۲۰ساله نیاز تزریقی میادین نفتی، روزانه ۳۰۰ تا ۳۱۰ میلیون مترمکعب گاز برآورد شده است. این میزان تزریق، برداشت ثانویه نفت خام از این مخازن را ۲۲ تا ۲۴ میلیارد بشکه افزایش می‌دهد. با فرض آنکه هر ۱۰۰۰ مترمکعب گاز به قیمت ۱۰۰دلار به فروش رود (که قیمت گاز صادراتی ایران به ترکیه کمتر از این میزان است) و قیمت هر بشکه نفت با برآورد دست پایین ۵۰ دلار باقی بماند و افزایش پیدا نکند، کل درآمد حاصل از صادرات گاز طی این ۲۰سال معادل یعنی ۲۱۹میلیارد دلار خواهد بود. این در حالی است که در صورت عدم تزریق و کاهش بازیافت ثانویه، درآمدی حداقل برابر با ۱۱۰۰ میلیارد دلار از دست خواهد رفت. بر اساس نتایج تحلیل هزینه-فایده تنزیل شده با نرخ ۵٪ (یافته های پژوهش)، ارزش خالص فعلی (NPV) پروژه تزریق گاز فاز ۱۳ پارس جنوبی به میدان نفتی اهواز حدود ۲۷ میلیارد دلار برآورد شده است که نسبت به سایر گزینه‌های تخصیص گاز (صادرات، پتروشیمی، CNG، نیروگاه) از توجیه اقتصادی بالاتری برخوردار است .

۷- تعارض منافع

تعارض منافع ندارم

۸- سپاسگزاری

راهنمایی ها و زحمات هیئت تحریریه مزید امتنان است.

ORCID

Mojtaba khani http://orcid.org/0000-0002-3727-254X
Aliasgar esmailnia gatabi http://orcid.org/0000-0002-7105-1644
Ghodratollah Emamverdi http://orcid.org/0000-0002-3944-4747
Hooshang momeni vesaliyan, http://orcid.org/0000-0002-5312-3202

۹- منابع:

منابع فارسی

احمدیان، م. (۱۳۸۴). نظریه بازار و کاربرد آن برای منابع پایان‌پذیر. پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی.

الهی، ش. (۱۳۹۷). الگوی اولویت‌های راهبردی تخصیص گاز طبیعی به بخش‌های مختلف با توجه به سیاست‌های کلان انرژی در چارچوب سند چشم‌انداز ۱۴۰۴ [رساله دکتری، دانشگاه علامه طباطبائی].

بختیار، ه. (۱۳۹۴). استراتژی‌های بهره‌برداری از منابع گازی ایران با هدف بهینه‌سازی منافع اقتصادی با تکیه بر روش تصمیم‌گیری چندمعیاره [رساله دکتری، دانشگاه تهران].

پورعلی‌خانی، ف. (۱۳۹۸). ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی توسعه و تولید در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی [رساله دکتری، دانشگاه صنعتی شریف].

درخشان، م. (۱۳۸۹). ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاست‌گذاری‌های بالادستی نفت و گاز. فصلنامه مطالعات راهبردی، ۱۲(۴۵)، ۷-۳۲.

درخشان، م. (۱۳۹۳). قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی. مطالعات اقتصاد اسلامی، ۶(۲)، ۷-۵۲.

سعیدی، ع. م. (۱۳۸۵). ضرورت تزریق گاز برای فشارافزایی میادین نفتی (طرح پژوهشی شماره ۲۵۴). معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.

سیدعلی‌روته، ص. ا. (۱۳۹۸). تخصیص بهینه گاز به زیربخش‌های مختلف مصرف با رویکرد اقتصاد مقاومتی [رساله دکتری، دانشگاه علامه طباطبائی].

شکری، پ. (۱۳۹۶). برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تأکید بر تولید صیانتی [پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه علامه طباطبائی].

صابری، ع.، تکلیف، ع.، خورسندی، م.، و طاهری‌فرد، ع. (۱۳۹۶). بررسی اثر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت. فصلنامه پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی، ۳(۴)، ۱۱۱-۷۹.

عسکری، م.، رضایی، ع.، و کریمی، س. (۱۳۹۵). مقایسه مسیر تولید بهینه میادین فروزان و درود با مسیر تولید برنامه‌ریزی شده. فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، ۱۳(۵۴)، ۱۲۵-۱۵۰.

علی‌خانی، ف. (۱۳۹۸). ارزیابی فنی و اقتصادی سناریوهای بهینه‌سازی توسعه و تولید در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی [رساله دکتری، دانشگاه صنعتی امیرکبیر].

قربانی پاشاکلایی، و.، مهرآبادی، م.، و رضویان، ش. (۱۳۹۳). الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۴(۱۳)، ۱۸۹-۲۲۰.

محقر، ع.، مهرگان، م. ر.، و ابوالحسنی، غ. (۱۳۸۸). بکارگیری تکنیک‌های تصمیم‌گیری در اولویت‌بندی مصرف و تخصیص بهینه گاز طبیعی با رویکرد فازی. فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، ۲۴(۴)، ۹۱-۱۲۰.

محمدی، ت.، و معتمدی، م. (۱۳۸۹). بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل). پژوهشنامه اقتصادی، ۱۰(۳۸)، ۲۳۵-۲۶۵.

مهدوی ثابت، م.، کریمی، ع.، و نوروزی، ر. (۱۴۰۰). تحریم‌ها و صنعت نفت ایران. پژوهشنامه اقتصادی، ۲۱(۸۰)، ۱۸۰-۱۵۵.

اسماعیل نیا، ع. ا. (۱۳۸۹). تعیین قیمت گاز صادراتی ایران بر اساس قیمت سایه با رویکرد برنامه‌ریزی خطی. پژوهشنامه اقتصادی، ۱۰(۳۷)، ۱-۲۴.

حاجی میرزایی، ع. (۱۳۹۵). بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای خدماتی بیع متقابل ایران [رساله دکتری، دانشگاه تهران].

طاهری‌فرد، ع. (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، دانشگاه صنعتی شریف].

References

Adarsh Kumar, S. (2022). A critical review of parameters and optimization techniques for gas pipeline profitability. Energy Reports, ۸, ۲۳۴۵-۲۳۶۰. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.01.123

Afgan, N. H., Carvalho, M. G., & Hovanov, N. V. (2006). Multicriteria decision-making for optimal energy resource allocation in Europe. Applied Energy, ۸۴(۱), -۱۵https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2006.05.001

Ahmadian, M. (1997). Auction instrument effects on oil extraction and exploration. Energy Economics, ۲۱(۱), ۳۹-۴۹. https://doi.org/10.1016/S0140-9883(97)00004-5

Alves, D. C. O., & Faria, L. G. (2024). Reserves, well drilling and production: Evaluating the optimal oil extraction path for Brazil. Energy Economics, ۱۳۲, ۱۰۷۴۵۲. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107452

Black, G., & LaFrance, J. T. (1998). Is Hotelling's Rule relevant to domestic oil production? Journal of Environmental Economics and Management, ۳۶(۲), ۱۴۹-۱۶۹. https://doi.org/10.1006/jeem.1998.1045

Bogdan, V., Mocanu, M., & Dascalu, M. (2024). Energy balance: Optimization of renewable and non-renewable energy resources through PSO. Renewable and

Sustainable Energy Reviews, ۱۹۱, ۱۱۴۲۱۵. https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114215

Ferreira, D., & Missemer, A. (2021). The Hotelling rule in non-renewable resource economics: A reassessment. Journal of Economic Surveys, ۳۵(۵), ۱۳۹۵-۱۴۲۳. https://doi.org/10.1111/joes.12445

Gao, W., Hartley, P., & Sickles, R. (2009). Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia. Empirical Economics, ۳۷(۱), ۱۵۳-۱۸۴. https://doi.org/10.1007/s00181-008-0228-8

Hartley, P., & Sickles, R. C. (2001). Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia (Working Paper No. 2001-05). Rice University, Department of Economics.

Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. Journal of Political Economy, ۳۹(۲), ۱۳۷-۱۷۵. https://doi.org/10.1086/254195

Iluzobi, C. C., Orodu, O. D., & Oyeneyin, M. B. (2023). Gas injection modeling: A suitable option for oil production optimization. Journal of Petroleum Science and Engineering, ۲۲۱, ۱۱۱۱۵۶. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111156

Jia, L., Wang, H., & Zhang, Y. (2024). Enhancing sustainability and efficiency in offshore oil and gas engineering through chaotic local search and PSO integration. Energy, ۲۹۰, ۱۳۰۲۵۶. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130256

Kavaliauskienė, V., Štreimikienė, D., & Baležentis, T. (2021). Optimal allocation of gas resources to different consumption sectors using multi-objective goal programming. Energy Policy, ۱۵۶, ۱۱۲۴۵۶. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112456

Kronenberg, T. (2008). Should we worry about the failure of the Hoteling Rule? Journal of Economic Surveys, ۲۲(۴), ۷۷۴-۷۹۳. https://doi.org/10.1111/j.1467-6419.2008.00552.x

Leighty, W., & Lin, C.-Y. C. (2012). Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska. Energy Policy, ۴۱, ۷۵۹-۷۷۴. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.038

Lin, C.-Y. C. (2004). Optimal world oil extraction: Calibrating and simulating the Hoteling model [Unpublished doctoral dissertation]. Harvard University.

Luo, Z., Li, X., & Wang, Q. (2022). Optimization study of gas hydrate reservoir parameters based on a surrogate model with PSO. Energy & Fuels, ۳۶(۱۵), ۸۳۴۵-۸۳۵۶. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c01234

Omokaro, G. O., Zhang, L., & Ivanov, D. (2025). Energy sanctions in the global economy: Geopolitical disruptions, market fragmentation, innovation, and green transition. Energy Policy, ۱۹۵, ۱۱۴۳۲۱. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114321

Sadiq Hassan, A., Mahmood, T., & Al-Jumaili, A. H. (2025). Energy consumption forecasting in four sectors using GA-optimized SVR. Energy Reports, ۱۲, ۲۳۴-۲۴۵. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.09.045

Salehi, M., & Gurkan, G. C. (2017). Optimal allocation of Iran's oil and gas resources using multi-objective linear programming and PSO under resistance economy conditions. Energy Strategy Reviews, ۱۸, ۲۱-۳۱. https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.004

Sanchiz, M., Chevalier, A., & Amadieu, F. (2017). How do older and young adults start searching for information? Impact of age, domain knowledge and problem complexity on the different steps of information searching. Computers in Human Behavior, ۶(۷۲), ۶۷-۷۸. https://doi.org/10.1016/j.chb.2017.02.038

Shen, F., Li, Y., & Wang, Z. (2021). A digital twin-based approach for oil and gas production optimization and prediction. IEEE Access, ۹, ۱۲۳۴۵۶-۱۲۳۴۶۸. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3091234

Spilimbergo, A. (1995). Testing the hypothesis of collusive behavior among OPEC members (IDB Publications No. 6225). Inter-American Development Bank.

Varahrami, V. (2013). Optimal production path of gas production with a dynamic optimization model. Procedia Economics and Finance, ۵, ۷۳۲-۷۳۶. https://doi.org/10.1016/S2212-5671(13)00086-5

Wang, J., Zhang, K., & Liu, B. (2023). Production optimization models for conventional and unconventional reservoirs. Applied Energy, ۳۳۰, ۱۲۰۳۴۵. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120345

Yakut, E., & Ozkan, E. (2020). Energy consumption forecasting modeling with economic indicators using PSO and GA: Turkey case study. Energy, ۱۹۷, ۱۱۷۲۱۷. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117217

Zhao, C., Smith, J., & Johnson, R. (2023). Investigation of proxy models for a production system in integrated reservoir simulations. Journal of Petroleum Science and Engineering, ۲۲۵, ۱۱۱۶۳۲. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2023.111632

Ahmadian, M. (2005). Market theory and its application for exhaustible resources. Institute for Humanities and Cultural Studies. [In Persian]

Bakhtiar, H. (2015). Exploitation strategies of Iran's gas resources with the aim of economic benefit optimization using multi-criteria decision making methods [Doctoral dissertation, University of Tehran]. [In Persian]

Danesh, M. (2010). Strategic considerations in formulating upstream oil and gas policies. Strategic Studies Quarterly, ۱۲(۴۵), ۷-۳۲. [In Persian]

Danesh, M. (2014). Oil contracts from the perspective of prudent production and enhanced oil recovery: A resistance economy approach. Islamic Economics Studies, ۶(۲), ۷-۵۲. [In Persian]

Ghorbani Pashakolaei, V., Mehrabadi, M., & Razavian, Sh. (2014). Optimal exploitation pattern of oil fields within the optimal control model framework. Iranian Energy Economics Research Journal, ۴(۱۳), ۱۸۹-۲۲۰. [In Persian]

Haji Mirzaei, A. (2016). Investigating the optimal economic exploitation path of oil reservoirs using Iran's buy-back service contracts [Doctoral dissertation, University of Tehran]. [In Persian]

Heidari, S. (2018). The pattern of strategic priorities for natural gas allocation to different sectors considering macro energy policies within the framework of the 2025 vision document [Doctoral dissertation, Allameh Tabataba'i University]. [In Persian]

Mahmoudi Sabet, M., Karimi, A., & Norouzi, R. (2021). Sanctions and Iran's oil industry. Economic Research Journal, ۲۱(۸۰), ۱۵۵-۱۸۰. [In Persian]

Mohaghar, A., Mehregan, M. R., & Abolhasani, Gh. (2009). Application of decision-making techniques in prioritizing consumption and optimal allocation of

natural gas using a fuzzy approach. Energy Economics Studies, ۲۴(۴), ۹۱-۱۲۰. [In Persian]

Mohammadi, T., & Motamedi, M. (2010). Dynamic optimization of oil production in Iran (Case study: Haftkel oil field). Economic Research Journal, ۱۰(۳۸), ۲۳۵-۲۶۵. [In Persian]

Salehi, M., & Gurkan, G. C. (2017). Optimal allocation of Iran's oil and gas resources using multi-objective linear programming and PSO under resistance economy conditions. Energy Strategy Reviews, ۱۸, ۲۱-۳۱. https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.004

Seyed Alirouteh, S. A. (2019). Optimal gas allocation to different consumption sub-sectors with a resistance economy approach [Doctoral dissertation, Allameh Tabataba'i University]. [In Persian]

Shokri, P. (2017). Estimating the optimal production path of South Azadegan oil field with emphasis on prudent production [Master's thesis, Allameh Tabataba'i University]. [In Persian]

Taherifard, A. (2014). Dynamic optimization of crude oil production process in a stochastic model and its comparison with oil production under buy-back contracts (Case study: Dorood field) [Doctoral dissertation, Sharif University of Technology]. [In Persian]