Journal of Economic Modeling Research
Kharazmi University
Print ISSN: 2228 - 6454
Online ISSN: 2538 - 4163
Homepage: https://jemr.khu.ac.ir/

Optimal Allocation of Gas Resources Using Energy Models: A Case Study of Ahvaz Oil Field

khani,mojtaba[1] | esmailnia gatabi,aliasgar[2*] | Emamverdi,Ghodratollah[3] | momeni vesaliyan, hooshang[4]

1. Ph.D. Candidate, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran. E-mail: 2432615964@iau.ac.ir (0000-0002-3727-254x)
2. Corresponding Author, Associate Professor, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran. E-mail: ali_smaeel_niaktabi@iauctb.ir (0009-0001-6815-2794)
3. Assistant Professor, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran. E-mail: ghemamverdi@iauctb.ir (0000-0002-3944-4747)
4. Assistant Professor, Department of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran. E-mail: hoo.momni_veseliyan@iauctb.ir (0000-0002-5312-3202)

Article Info

Article type:
Research Article

Article history:
Received: 8 Apr. 2025

Received in revised form:
5 Oct. 2025

Accepted: 30 Sep. 2025

Keywords:
Optimal Allocation, Energy Modeling, Ahvaz Oil Field, South Pars Gas Field, LEAP Modeler

JEL:
Q47, C61 Q41

ABSTRACT

This study explores the optimal allocation of natural gas resources from the South Pars gas field to various sectors, including residential buildings, industry (specifically petrochemicals), transportation (in the form of compressed natural gas), electricity generation, export, and injection into oil wells for enhanced oil recovery. Utilizing a production chain modeling approach, the research focuses on the supply, injection, and the added value derived from gas injection in the oil field, employing the LEAP software while considering real-world operational constraints associated with the South Pars gas source. Particular emphasis is placed on the implications for the Ahvaz oil field.

The methodology is rooted in quantitative energy systems modeling. The LEAP model used in this study consists of three main components: (1) supply-side modeling, which encompasses natural gas production from the South Pars field and oil production from the Ahvaz field; (2) demand-side modeling, which involves the allocation of gas to various sectors (residential buildings, industry/petrochemicals, CNG transportation, electricity generation, and export); and (3) integration of natural gas injection for enhanced oil recovery in the Ahvaz oil field, while taking into account operational constraints and the associated added value.

Key findings indicate that prioritizing the allocation of natural gas for enhanced oil recovery in the Ahvaz oil field results in the highest economic benefits. The petrochemical sector, due to its significant potential for added value, ranks second; however, it also presents considerable environmental implications in terms of greenhouse gas

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

emissions. Other scenarios—including electricity generation, transportation (CNG), and export—are positioned lower in priority based on a comprehensive cost-benefit analysis that considers capital, operational, and environmental costs.

This study concludes that the optimal allocation of natural gas, particularly with a focus on its injection for enhanced oil recovery in mature fields such as Ahvaz, alongside strategic development of the petrochemical industry and efficient electricity generation, is crucial for maximizing economic returns and ensuring energy security in Iran. The insights from this research provide essential guidance for policymakers aiming to manage resources sustainably and optimize the national energy portfolio

Cite this article: khani, mojtaba., esmailnia gatabi, aliasgar, Emamverdi, Ghodratollah & momeni vesaliyan, hooshang (2024). Optimal Allocation of Gas Resources Using Energy Models: A Case Study of Ahvaz Oil Field. *Journal of Economic Modeling Research*, 15 (56), 186-225. DOI: 0000000000000000000

© The Author(s).
Publisher: Kharazmi University
DOI: 00000000000000000000000000
Journal of Economic Modeling Research, Vol, 15, No. 56, 2024, pp. 186-225.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

Journal of Economic Modeling Research
Kharazmi University
Print ISSN: 2228 - 6454
Online ISSN: 2538 - 4163
Homepage: https://jemr.khu.ac.ir/

تخصیص بهینه منابع گازی با استفاده از مدل های انرژی: مطالعه موردی میدان نفتی اهواز

مجتبی خانی [۱] | علی اصغر اسماعیل نیا کتابی [*۲] | قدرت الله امام وردی [۳] | هوشنگ مومنی وصالیان [4]

۱. دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
رایانامه: 2432615964@iau.ac.ir (۲۵۴-۳۷۲۷-۰۰۰۲-۰۰۰۰x)

۲. نویسنده مسئول، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
رایانامه: ali_smaeel_niaktabi@iauctb.ir (۲۷۹۴-۶۸۱۵-۰۰۰۱-۰۰۰۹)

۳. گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
رایانامه: ghemamverdi@iauctb.ir (۴۷۴۷-۳۹۴۴-۰۰۰۲-۰۰۰۰)

۴. گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.
رایانامه: hoo.momni_veseliyan@iauctb.ir (۳۲۰۲-۵۳۱۲-۰۰۰۲-۰۰۰۰)

اطلاعات مقاله

نوع مقاله:
مقاله پژوهشی

تاریخ دریافت:
۱۴۰۴/۰۱/۱۹

تاریخ ویرایش:
۱۴۰۴/۰۷/۱۳

تاریخ پذیرش :
۱۴۰۴/۰۷/۰۸

واژه‌های کلیدی:
مدل‌سازی انرژی، میدان نفتی اهواز، میدان گازی پارس جنوبی، مدل‌ساز لیپ

طبقه‌بندی JEL:
Q47, C61 Q41

چکیده

این مطالعه به بررسی تخصیص بهینه منابع گاز طبیعی از میدان گازی پارس جنوبی به بخش‌های مختلف شامل ساختمان، صنعت (پتروشیمی)، حمل ونقل (بصورت گاز طبیعی فشرده)، تولید برق، صادرات، تزریق به چاه‌های نفتی برای ازدیاد برداشت با تکیه بر مدل‌سازی زنجیرهٔ تولید، عرضه، تزریق گاز طبیعی در میدان نفتی، و ارزش افزوده حاصل از تزریق، توسط نرم‌افزار لیپ با درنظرگرفتن محدودیت‌های واقعی و عملیاتی با در نظر گرفتن منبع گاز پارس جنوبی، با تمرکز ویژه بر پیامدهای آن برای میدان نفتی اهواز، می‌پردازد. روش تحقیق در این پژوهش بر پایه مدل‌سازی کمی سیستم انرژی استوار است. مدل لیپ در این پژوهش، شامل سه بخش اصلی (۱) مدل‌سازی سمت عرضه، شامل تولید گاز طبیعی از میدان پارس جنوبی و تولید نفت از میدان اهواز، (۲) مدل‌سازی سمت تقاضا، شامل تخصیص گاز به بخش‌های مختلف (ساختمان، صنعت/پتروشیمی، حمل‌ونقل CNG، تولید برق، صادرات) و (۳) ادغام تزریق گاز طبیعی برای ازدیاد برداشت نفت در میدان نفتی اهواز، با در نظر گرفتن محدودیت‌های واقعی عملیاتی و ارزش افزوده حاصل از آن می باشد. یافته‌های کلیدی نشان می‌دهد که اولویت‌بندی تخصیص گاز طبیعی برای ازدیاد برداشت نفت در میدان نفتی اهواز، بیشترین منافع اقتصادی را به همراه دارد. بخش پتروشیمی به دلیل پتانسیل ارزش افزوده

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

بالا، در اولویت دوم قرار گرفت؛ اما پیامدهای زیست‌محیطی قابل توجهی از نظر انتشار گازهای گلخانه‌ای به همراه دارد. سایر سناریوها، از جمله تولید برق، حمل‌ونقل (CNG)، و صادرات، بر اساس تحلیل هزینه-فایده جامع (با در نظر گرفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیاتی، و زیست‌محیطی)، در اولویت‌های پایین‌تری قرار گرفتند. این مطالعه نتیجه می‌گیرد که تخصیص بهینه گاز طبیعی، به ویژه با اولویت‌بندی تزریق آن برای ازدیاد برداشت نفت در میادین نفتی بالغ مانند اهواز، همراه با توسعه استراتژیک صنعت پتروشیمی و استفاده کارآمد در تولید برق، برای حداکثرسازی بازده اقتصادی و تأمین امنیت انرژی ایران ضروری است. این یافته‌ها، بینش‌های حیاتی را برای سیاست‌گذاران در جهت مدیریت پایدار منابع و بهینه‌سازی سبد انرژی کشور، فراهم می‌آورد.

استناد: خانی، مجتبی، اسماعیل‌نیاکتابی، علی‌اصغر، امام‌وردی، قدرت‌الله، مومنی‌وصالیان، هوشنگ (۱۴۰۳). تخصیص بهینه منابع گازی با استفاده از مدل های انرژی: مطالعه موردی میدان نفتی اهواز. تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، ۱۵ (۵۶)، ۲۲۵-۱۸۶. DOI: 00000000000000000000

ناشر: دانشگاه خوارزمی.

© نویسندگان.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

۱. مقدمه

چشم‌انداز انرژی جهانی در قرن بیست و یکم با چالش‌های همزمان و متقابل تأمین امنیت انرژی پایدار، پاسخگویی به تقاضای رو به رشد جهانی، و ضرورت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای برای مقابله با تغییرات اقلیمی مواجه است. در این میان، منابع هیدروکربنی، به ویژه نفت و گاز طبیعی، همچنان ستون فقرات سبد انرژی بسیاری از کشورها، از جمله جمهوری اسلامی ایران، را تشکیل می‌دهند. درآمدهای حاصل از این منابع نقش حیاتی در توسعه اقتصادی، تأمین مالی پروژه‌های زیربنایی، و ایجاد اشتغال در کشورهایی با ذخایر قابل توجه ایفا می‌کند. با این حال، ماهیت فسیلی و محدود این منابع، و همچنین نوسانات ژئوپلیتیکی و اقتصادی مرتبط با آن‌ها، لزوم مدیریت راهبردی، تخصیص بهینه، و برنامه‌ریزی بلندمدت برای استفاده از آن‌ها را بیش از پیش ضروری می‌سازد. گاز طبیعی به‌عنوان یکی از مناسب‌ترین سوخت‌های فسیلی از جنبه‌های مختلف، در دو دهه اخیر بیشترین نرخ رشد مصرف در میان تمامی حامل‌های انرژی را داشته‌است. فراوانی ذخایر اثبات شده گاز و قابلیت اتکای زمانی بیشتر به آن، رشد روزافزون صنایع و نیاز شدید به انرژی، کاهش ذخایر نفتی جهان، پراکندگی گاز طبیعی در سراسر جهان، هزینه پایین استخراج به دلیل توسعه فناوری‌های جدید، آلایندگی کمتر زیست‌محیطی، سهولت مصرف نهایی و همچنین قیمت مناسب و رقابتی گاز طبیعی با توجه به ارزش حرارتی، از جمله دلایل توسعه صنعت گاز و تمایل کشورهای توسعه‌یافته صنعتی به مصرف گاز در مقایسه با مصرف نفت و سایر سوخت‌های فسیلی است. در ایران علاوه بر دلایل فوق، یکی از ارکان تولید صیانتی میادین نفت، تزریق گاز به مخازن نفتی است. در سالهای اخیر وضعیت کاهش تولید در میادین نفتی و نیاز به تزریق مداوم گاز یکی از اصلی‌ترین موضوعاتی است که ایران را با چالش مواجه کرده است. تزریق گاز معمولاً با هدف جلوگیری از افت فشار، تثبیت یا تقویت فشار مخازن برای بازیافت درصد بیشتری از نفت خام درجای اولیه صورت می گیرد. روند تولید فعلی از این مخازن نشان می‌دهد که در آینده نه چندان دور تولید نفت با افت شدید روبرو خواهد شد. برای ایجاد ثبات اقتصادی نه تنها باید از افت تولید نفت جلوگیری نمود، بلکه باید با ظرفیت‌سازی مناسب برای سال‌های آینده، باعث حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت شد. در این رابطه محاسبات و شبیه‌سازی مخازن نفت، تنظیم برنامه تولید، توسعه صحیح مخازن، پیش‌بینی عملکردها براساس مدل‌ها و روش‌های بازیابی ثانویه اقتصادی می‌تواند

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

نقش مؤثری در استفاده بهینه از مخازن نفت داشته باشد. این پژوهش در صدد است تا این شکاف پژوهشی را با ارائه یک چارچوب مدل‌سازی جامع برای تخصیص بهینه منابع گاز طبیعی ایران، با تمرکز ویژه بر میدان گازی پارس جنوبی و اثرات آن بر میدان نفتی اهواز، پر کند. با استفاده از نرم‌افزار پیشرفته مدل‌سازی انرژیLEAP ، مدلی توسعه داده شده است که زنجیره ارزش کامل گاز طبیعی را از مرحله تولید تا مصرف در بخش‌های کلیدی (خانگی، صنعتی، حمل‌ونقل، تولید برق، صادرات) و همچنین نقش حیاتی آن در ازدیاد برداشت میدان اهواز، شبیه‌سازی می‌کند. هدف اصلی این تحقیق، شناسایی سناریوی تخصیص گاز طبیعی است که ضمن تأمین نیازهای انرژی کشور، بیشترین منافع اقتصادی بلندمدت را از طریق حداکثرسازی درآمد نفت و گاز و پتانسیل ارزش افزوده صنعتی به ارمغان آورد و در عین حال، ملاحظات زیست‌محیطی را نیز در نظر بگیرد. نتایج این تحقیق می‌تواند مبنای علمی مستحکمی برای تدوین سیاست‌های آتی در حوزه مدیریت منابع انرژی کشور فراهم آورد. بر این اساس مطالعه حاضر تلاش دارد با توجه به جایگاه محوری گاز طبیعی به‌عنوان منبع راهبردی در سبد تأمین انرژی، اتخاذ راهبردهای بهینه تخصیص این ذخایر برای ایران به‌عنوان یکی از دارندگان عمده منابع گازی جهان را فراهم نماید. این مطالعه با رویکردی ترکیبی و در چارچوب محدودیت‌های فنی-مهندسی، اقتصادی و ساختاری موجود، به ارزیابی توجیه‌پذیری اقتصادی انتقال گاز از میدان پارس جنوبی به‌منظور تزریق به مخزن هدف در میدان نفتی مذکور می‌پردازد. در صورت تحقق‌پذیری اقتصادی پروژه، فرضیه بهینگی مسیر تولید برنامه‌ریزی‌شده فعلی میدان نفتی اهواز مبتنی بر اصول تولید صیانتی مورد آزمون قرار می‌گیرد. در صورت رد فرضیه، انحراف میزان تولید پیش‌بین‌شده از سطح بهینه کمی‌سازی شده و اقدامات اصلاحی ضروری برای حصول بهره‌برداری بهینه از میدان، مورد تحلیل قرار خواهد گرفت.

مسأله محوری این پژوهش تعیین الگوی بهینه تخصیص گاز طبیعی به‌عنوان سرمایه راهبردی ملی در چارچوب تنگناهای فنی و اقتصادی است. با توجه به موقعیت ایران به‌عنوان دارنده دومین ذخایر گازی جهان و نقش حیاتی این منابع در امنیت انرژی، مسأله تحقیق بدین‌صورت تعریف می‌شود که ارزیابی جامع توجیه‌پذیری اقتصادی انتقال گاز از میدان پارس جنوبی به‌منظور تزریق به مخزن میدان نفتی اهواز با درنظرگیری همزمان ملاحظات تولید صیانتی و بهره‌برداری پایدار از ذخایر چگونه خواهد بود؟

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

برای پاسخ به پرسش و تأمین اهداف یاد شده، این مطالعه در چارچوب زیر در شش بخش ساماندهی می‌شود؛ که در بخش دوم به مبانی نظری و در بخش سوم به پیشینه پژوهش پرداخته شده است. در بخش چهارم مدل تحقیق و روش برآورد مدل به کار گرفته شده و در بخش پنجم به تشریح روش حل مدل بر اساس سنجش شاخص های مالی بر اساس راهکارهای مطلوب تخصیص بهینه گاز طبیعی در مدل به کار گرفته شده، حل مدل بر اساس سناریوهای مختلف قیمتی و اقتصادی و تجزیه و تحلیل نتایج می پردازد و سرانجام جمع بندی و نتیجه گیری در بخش ششم بیان خواهد شد. منابع مورد استفاده نیز در بخش پایانی لیست می شوند.

۲. مبانی نظری

مدیریت بهینه منابع انرژی به ویژه در کشورهای دارنده ذخایر عظیم هیدروکربنی، بر پایه بنیان‌های نظری مستحکم اقتصادی و اصول مهندسی سیستم‌های انرژی استوار است. از منظر اقتصاد منابع طبیعی، نظریه هتلینگ (۱۹۳۱) مبنی بر بهینه‌سازی استخراج بین‌زمانی منابع تجدیدناپذیر، سنگ بنای تئوریک تحلیل تخصیص منابع را تشکیل می‌دهد. این نظریه با معرفی مفهوم قیمت سایه‌ای[11] ، چارچوبی برای محاسبه هزینه فرصت مصارف مختلف گاز طبیعی ارائه می‌کند. همچنین، نظریه سرمایه‌گذاری و معیارهای ارزیابی اقتصادی مانند ارزش خالص فعلی (NPV) و نرخ بازده داخلی (IRR)، ابزارهای تحلیلی لازم برای مقایسه اقتصادی پروژه‌های انرژی را فراهم می‌آورند. این مبانی نظری به سیاست‌گذاران امکان می‌دهد تا با درنظرگیری ارزش زمانی پول و نرخ تنزیل اجتماعی، تصمیمات بهینه‌ای در زمینه تخصیص منابع اتخاذ نمایند.

مدل‌سازی سیستم‌های انرژی به عنوان ابزاری قدرتمند، امکان درک پیچیدگی‌های تعامل میان عرضه، تقاضا، تبدیل انرژی، و اثرات زیست‌محیطی را فراهم می‌آورد. رویکردهای مختلفی در این زمینه توسعه یافته‌اند، از جمله مدل‌های مبتنی بر بهینه‌سازی ریاضی (مانند مدل‌های برنامه‌ریزی خطی و عدد صحیح) که بر یافتن بهترین تخصیص منابع تحت مجموعه‌ای از محدودیت‌ها تمرکز دارند، و مدل‌های شبیه‌سازی مانند آنچه در LEAP استفاده می‌شود که به تحلیل سناریوهای مختلف و پیامدهای آن‌ها

[11] Shadow Price

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

می‌پردازند. مدل‌های شبیه‌سازی، توانایی بالایی در درک دینامیک‌های بلندمدت مصرف انرژی دارند؛ زیرا تقاضای انرژی را به فعالیت‌های اقتصادی و اجتماعی که موجب آن می‌شوند، مرتبط می‌سازند. این ارتباط، امکان تحلیل تأثیر سیاست‌های مختلف را بر کل سیستم انرژی فراهم می‌آورد. رویکرد مورد استفاده در این پژوهش، با بهره‌گیری از LEAP، در چارچوب مدل‌سازی شبیه‌سازی مبتنی بر تحلیل سطح فعالیت قرار می‌گیرد و بر مبنای درک تقاضای انرژی به عنوان تابعی از سطوح فعالیت و شدت انرژی فناوری، بنا نهاده شده است. در سمت عرضه و در سطح کلان سیستم انرژی، بیان می‌دارد در هر دوره زمانی مشخص، مجموع انرژی وارد شده به سیستم (تولید داخلی به علاوه واردات) باید برابر با مجموع انرژی خارج شده از سیستم (مصرف نهایی، تلفات، صادرات، و مصارف غیرانرژی) باشد. این اصل، که در روابط ۱-۶ و ۱-۷ به آن اشاره شد، مبنای حسابداری انرژی و ارزیابی عملکرد کلی سیستم انرژی است. در کنار این اصل، برای دستیابی به مدیریت پایدار منابع انرژی، رویکردهای بهینه‌سازی ریاضی نقشی حیاتی ایفا می‌کنند. هدف اصلی در این رویکردها، معمولاً کمینه‌سازی هزینه‌های کلی سیستم (اعم از هزینه‌های سرمایه‌گذاری، عملیاتی، و زیست‌محیطی) تحت مجموعه‌ای از محدودیت‌های فنی، اقتصادی، و سیاستی است (رابطه ۱-۸). این محدودیت‌ها شامل ظرفیت‌های تولید، سطوح تقاضا، دسترسی به منابع، و محدودیت‌های زیست‌محیطی (مانند سقف انتشار آلاینده‌ها) می‌باشند. مدل‌سازی انتشار آلاینده‌ها (رابطه ۱-۵) و ادغام آن در تابع هدف یا به عنوان یک محدودیت، امکان ارزیابی و انتخاب سناریوهایی را فراهم می‌آورد که هم از نظر اقتصادی مقرون‌به‌صرفه باشند و هم اثرات زیست‌محیطی مخرب را به حداقل برسانند. این رویکرد چندوجهی، که ترکیبی از شبیه‌سازی تقاضا، تراز انرژی در سمت عرضه، و بهینه‌سازی ریاضی با در نظر گرفتن ملاحظات زیست‌محیطی است، چارچوب تئوریک جامعی را برای تحلیل تخصیص منابع انرژی در این پژوهش فراهم می‌آورد.

روابط ریاضی مدل گسترده بوده و سمت های عرضه و تقاضا را پوشش می دهند که در ادامه تنها به برخی از مهمترین روابط ریاضی اشاره خواهد شد. در نظر داشته باشید که فهرست تمام روابط بویژه روابط بهینه سازی ریاضی مدل در مرجع [۵] درج شده است که در واقع نشانگر روابط بهینه سازی ریاضی

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

و زبان برنامه نویسی OSeMOSYS[1] می باشد. سایر معادلات نیز در محیط نرم افزار LEAP[2] قابل دسترسی است که در ادامه به برخی از آنها اشاره خواهد شد.

این قسمت مستقیماً از ابزار مدل‌سازی LEAP برداشته شده است که توسط موسسه اطلاعات انرژی ترجمه و منتشر شده است [۳] . روش مدل‌سازی سیستم انرژی بر اساس روش تحلیل سطح فعالیت می باشد که اصلی‌ترین روش مدل‌سازی انرژی در LEAP می باشد که در این روش تقاضای انرژی به صورت ضرب سطح فعالیت[۳] در شدت انرژی[۴] در هر فنآوری مشخص حاصل می گردد[۳] . تقاضای انرژی برای سالهای پایه و یا آتی تحت هر سناریو محاسبه گردیده و در واقع از روابط زیر بهره گرفته می‌شود.

$$D_{b,s,t} = TA_{b,s,t} \times EI_{b,s,t} \qquad (۱)$$

که در رابطه فوق، D تقاضای انرژی نهایی، TA کل فعالیت، EI شدت انرژی ، b شاخه فناوری منفردی که با یک سوخت مشخص شده است، s سناریو و t هم نمایانگر زمان (سال) می‌باشد.

سطح فعالیت کل برای یک شاخه فنآوری از حاصلضرب سطوح فعالیت در تمامی شاخه های پشت سر (از فنآوری تا شاخه اصلیDemand) بدست می‌آید و با رابطه زیر قابل بیان خواهد بود:

$$TA_{b,s,t} = A_{b1,s,t} \times A_{b2,s,t} \times A_{b3,s,t} \times \ldots \qquad (۲)$$

که در رابطه بالا Ab سطح فعالیت در شاخهb ۱، ۲b سرشاخهb ۱ وb ۳ پدر بزرگ شاخهb ۱ خواهد بود.

کل تقاضای انرژی برای هر فنآوری به صورت زیر بدست می‌آید که در واقع همانند محاسبات مربوط به انرژی نهایی در قسمت های قبلی خواهد بود.

$$D_{b,s,t} = TA_{b,s,t} \times EI_{b,s,t} \qquad (۳)$$

[1] Open Source Energy Modeling System
[2] Low Emissions Analysis Platform
[3] Activity Level
[4] Energy Intensity

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

شایان ذکر است که این روش عمومی بوده و در تمامی بخش های تقاضای انرژی کاربرد دارد و نیاز به اطلاعات کمتری در قیاس با روشهای دیگر خواهد داشت. البته وقتی تعداد شاخه ها زیاد می‌شود نرم افزار LEAP از روابط زیر برای محاسبه مقادیر تقاضای انرژی بهره‌برداری می کند.

$$E_{i,h,t} = \sum_{k=1}^{K}\sum_{m=1}^{M} A_{i,j,k,m,t} \times EI_{i,j.k,m,t} \quad (۴)$$

در رابطه بالا، i بیانگر بخش بوده که شامل زیربخش‌های مختلف می‌باشد. j نمایش‌دهنده نوع حامل انرژی مصرف می‌باشد (مثلاً گاز طبیعی و برق و غیره)، k به زیربخش اصلی (مثلاً شهری/روستایی، گرمایش فضا/پخت‌وپز) اشاره دارد، m به مصرف نهایی انرژی حرارت (گاز طبیعی، نفت کوره، نفت گاز و گرما) و برق اشاره می کند. t نیز به سال اشاره می کند. Ei ,j ,t بیانگر تقاضای حامل انرژی i در بخش j می‌باشد که واحد آن می‌تواند گیگاژول، کیلوات ساعت یا بشکه معادل نفت خام باشد. EIi ,j ,t بیانگر شدت مصرف انرژی بوده و واحد آن نیز می‌تواند گیگاژول بر تن و یا ژول بر ریال ارزش افزوده باشد.

برای برآورد انتشار آلایندگی p ناشی از مصرف سوخت در فنآوری نوع b در سال t و با عمر v از رابطه (۱-۵) استفاده می گردد:

$$Emission_{b,t,v,p} = EnergyConsumption_{b,t,v} \times EmissionFactor_{b,t,p} \times EmDegradation_{b,t-p,v} \quad (۵)$$

در رابطه فوق، Emission مبین میزان انتشار آلایندگی در طول سال بر حسب وزن و یا معادل کربن و یا معادل دی اکسید کربن می باشد. Energy Consumption بیانگر مصرف انرژی در طول سال، Emission Factor ضریب

انتشار آلایندگی و در نهایت، EmDegradation تغییرات انتشار آلایندگی فنآوری با افزایش عمر آن می باشد. همچنین اصلی‌ترین رابطه ریاضی سمت عرضه مربوط به تراز انرژی می باشد که باید در تک تک سیستم (ماژول ها) برقرار باشد و به صورت زیر تبیین می‌شود: [۳]

$$P + \mathrm{Im} >= FD + Loss + Ex + NeD \quad (۶)$$

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

$$EnIn = \frac{EnEx}{\eta}$$ (۷) در هر سیستم باید برقرار باشد

در رابطه بالا، P میزان تولید هر سیستم، Im ورودی از خارج از مرز سیستم انرژی به آن سیستم، FD نیاز انرژی در پایین دست (تقاضای نهایی)، Loss بیانگر تلفات سیستم، Ex صادرات از آن سیستم به خارج از مرز سیستم انرژی و NeD مصارف غیر انرژی می باشد که البته در این پژوهش از این نوع مصارف که همانند خوراک پتروشیمی یا غیره هستند وجود ندارد. همچنین در رابطه (۷-۱)، منظور از EnIn انرژی ورودی به هر سیستم، EnEx خروجی از هر سیستم و n نیز بیانگر راندمان آن سیستم می باشد. روابط مربوط به بهینه سازی ریاضی سیستم های تولید برق در مرجع [۵] ذکر شده است که در ادامه به برخی از آنها اشاره خواهد شد. تابع هدف بهینه سازی ریاضی در واقع کمینه کردن تمام هزینه‌های مترتب بر سیستم می‌باشد که رابطه تابع هدف به شرح زیر است:

$$\sum_{y}\sum_{t} TotalDiscCost_{y,t}$$ (۸)

در رابطه بالا y بیانگر سال و t نیز به فناوری (تکنولوژی) اشاره دارد.

همچنین در رابطه زیر برخی از محدودیت های ساختار بهینه سازی آورده شده است که مورد نخست اشاره به تراز انرژی دارد که در قسمت های بالا نیز شرح داده شد.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

$$
\begin{aligned}
&Production_{y,l,f} \geq \\
&Demand_{y,l,f} + \\
&Consumption_{y,l,f} \\
&\\
&\text{Where:} \\
&Production_{y,l,f} = \\
&\sum_{t} (Activity_{y,l,t} * \\
&OtptActvtyRatio_{y,t,f} * \\
&YearSplit_{y,l}) \\
&\text{And} \\
&Consumption_{y,l,f} = \\
&\sum_{t} Activity_{y,l,t} * \\
&InptActvtyRatio_{y,t,f} * \\
&YearSplit_{y,l})
\end{aligned}
\qquad (۹)
$$

در این رابطه y به سال اشاره داشته و منظور از t همان فناوری یا تکنولوژی است. همچنین f و l نیز به نوع حامل های انرژی و l به بازه های زمانی در داخل سال اشاره دارد. از طرف دیگر Production بیانگر تولید در هر ماژول، Demand تقاضای نهایی یا عملیاتی آن حامل و در نهایت Consumption نیز مصرف انرژی در ماژول می باشد. YearSplit بازه های زمانی در داخل سال (مثلاً ماهانه، روزانه یاساعتی) هست.

روابط ریاضی سمت تقاضا و عرضه حالت عمومی داشته و ارتباط مبانی نظری با روش‌شناسی تحقیق به گونه‌ای است که مبانی نظری پژوهش، چارچوب مفهومی و ریاضی لازم برای تحلیل و مدل‌سازی بهینه تخصیص گاز طبیعی را فراهم می‌آورد؛ این چارچوب شامل روابط ریاضی پیشرفته و ابزارهای مدل‌سازی انرژی مانند نرم‌افزار LEAP و زبان برنامه‌نویسی[۱] OSeMOSYS است که روش‌شناسی تحقیق را شکل می‌دهد و اجازه می‌دهد تحلیل چندبعدی فنی، اقتصادی و محیط زیستی انجام شود. به عبارت دیگر، مبانی نظری که بر اساس تبیین دقیق روابط عرضه، تقاضا، مصرف انرژی و انتشار آلودگی بنا شده‌اند، روش‌شناسی تحقیق را به سمت استفاده از مدل‌سازی کامپیوتری، شبیه‌سازی سناریوهای مختلف قیمت و مصرف و بهینه‌سازی ریاضی هدایت می‌کنند. این روش‌شناسی ساختاریافته امکان

[۱] یک چارچوب مدلسازی انرژی منبع باز است که برای تحلیل سیستم‌های انرژی در مقیاس‌های مختلف (ملی، منطقه‌ای یا جهانی) طراحی شده است. این ابزار معمولاً برای شبیه‌سازی و بهینه‌سازی سیستم‌های انرژی بلندمدت استفاده می‌شود

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

می‌دهد تا بر پایه فرضیات نظری و فرمولاسیون ریاضی، داده‌ها را تحلیل کند و نتایج حاصل را برای تعیین بهترین الگوی تخصیص گاز طبیعی به کار گیرد. مبانی نظری این پژوهش بر نظریه بهینه‌سازی منابع انرژی (با تأکید بر تخصیص کارایی گاز طبیعی به‌عنوان سرمایه راهبردی)، چارچوب تولید صیانتی[1] در مدیریت مخازن نفت و گاز و مدل‌سازی سیستم‌های انرژی بر اساس تحلیل سطح فعالیت[2] استوار است. این مبانی، مفاهیم کلیدی رابطه گاز تزریقی و بازیافت نفت «تزریق گاز برای جلوگیری از افت فشار مخزن و افزایش بازیافت نفت» ، تراز عرضه-تقاضای انرژی «ضرورت توازن بین مصارف گاز (مصرف نهایی، تزریق) و محدودیت‌های فنی-اقتصادی». هزینه‌فرصت تخصیص گاز«تخصیص گاز به تزریق مخازن نفتی در برابر سایر مصارف (خانگی و صنعتی، صادراتی و ...) را تعریف می‌کند.

۳. پیشینه تحقیق

مطالعات داخلی

زین‌العابدینی و عاملی (۱۴۰۲) در مقاله خود «مروری بر مطالعات روش‌های محاسباتی بهینه‌سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی» یک بررسی جامع از تکنیک های بهینه سازی فرازآوری با گاز به‌کار گرفته شده در محدوده صنعت نفت از روش عددی تا تکنیک های فرا ابتکاری را ارائه می‌دهد. در نهایت نتایج مطالعات نشان می‌دهد که درجه پیچیدگی روش‌های عددی با افزایش تعداد پارامترها افزایش می‌یابد؛ اما روش‌های فرا ابتکاری توانایی برخورد با مسائل پیچیده را دارند. باغبان و همکاران(۱۴۰۱) در مقاله خود «بهینه‌سازی مکان چاه‌های تولید و تزریق با استفاده از الگوریتم ژنتیک موازی در یک مورد مطالعاتی» از الگوریتم ژنتیک موازی برای سرعت بخشیدن به بهینه‌ساز به منظور جلوگیری از افزایش بار محاسبه‌ای مسئله مکان‌یابی و طولانی شدن زمان اجرا استفاده نموده‌اند. مدل ریاضی ارائه شده در مسئله تک هدفه می‌باشد، که حداکثر کردن مقدار ارزش فعلی پروژه در انتخاب مکان چاه‌ها می‌باشد. قیمت نفت و هزینه جداسازی آب و گاز در این تابع اقتصادی در نظر گرفته شده است. در مخزن نفتی مورد مطالعه که یک مخزن نفتی با ۵ چاه به صورت پنج نقطه می باشد (یک چاه تولیدی در وسط و چهار چاه تزریقی در گوشه ها) ابتدا مکان‌یابی۴ چاه تزریقی و در مرحله پسین

[1] Prescriptive Production
[2] Activity-Level Analysis

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

مکان‌یابی تک چاه تولیدی انجام شـد، که در حالت اول چهار چاه تزریقی در چهار گوشـه مخزن و در حالت دوم تک چاه تولیدی در مرکز سـلول‌های شـبیه‌سـازی مکان‌دهی شـدند که این صـحت سـنجی انجام شـــده، درســـتی روند کار الگوریتم ژنتیک و انجام پردازش موازی بر روی آن را تایید می‌نماید. جوادی فر و همکاران (۱۴۰۰) در مقاله خود «ارزیابی سـناریوی صـرفه جویی آب در راسـتای مدیریت یکپارچه انرژی و محیط زیسـت و مدل‌سازی آن با اسـتفاده از نرم افزار LEAP مطالعه موردی: سیسـتم انرژی پیرامون رودخانه جاجرود» با هدف مدیریت یکپارچه انرژی و محیط زیســـت با اســـتفاده از نرم افزار LEAP پیرامون رودخانه جاجرود پرداخته‌اند. سیسـتم عرضـه (تولید، واردات، انتقال و توزیع برق نیروگاه برق آبی لتیان، تقاضای آب رودخانه جاجرود (مصارف شهری، کشاورزی و صنعتی) و اثرات زیســـت‌محیطی انرژی برای محدوده مرز فیزیکی تعیین شـــده با بهره گیری از توانمندی های نرم‌افزار LEAP مدل‌ســـازی گردید. ســـپس نتایج حاصـــل از اجرای مدل در ســـناریوی مرجع و ســـناریوی سیاست‌های بهینه‌سازی مصرف آب با راهکارهای مختلف غیر قیمتی (در بخش خانگی، کشاورزی و صنعتی) در افق ده ساله مقایسه شـد. «علوی»(۱۳۹۷) در رسالهٔ خود با عنوان «بررسی الگوی تخصیص بهینه بلندمدت گاز طبیعی ایران با اســتفاده از روش نرخ تنزیل هذلولی» بیان می‌کند که یکی از موارد مورد مناقشه در حوزه سیاست‌گذاری گاز طبیعی در دهه‌های گذشته، تخصیص بهینه منابع محدود گاز به مصارف متعدد نظیر مصرف نهایی، مصرف واسطه‌ای، تزریق به میادین نفتی و صادرات بوده است. در این راستا الگوهای متعددی از سوی کارشناسان اقتصادی ارائه شده که از مهمترین آنها، تحلیل تابع رفاه اجتماعی و حداکثرسازی آن با توجه به قیود حاکم بر شرایط اقتصادی است. در تحلیل این تابع، خصوصاً در مطالعات بلندمدت، انتخاب نرخ تنزیل اهمیت ویژه‌ای دارد و اخیراً شواهد تجربی و دلایل فراوانی برای استفاده از تنزیل هذلولی بجای تنزیل نمایی در ادبیات اقتصادی ذکر شده است. هدف این مطالعه بررسی تابع رفاه اجتماعی در قالب یک مسأله بهینه‌سازی پویا با استفاده از نرخ تنزیل هذلولی و تحلیل مسیرهای بهینه مصارف مختلف گاز طبیعی طی سالهای ۴۲۴-۱۳۹۵ در ایران است. نتایج نشان می‌دهد در شـرایط فعلی و به دلیل محدودیت ظرفیت تولید، صـادرات گاز منجر به حداکثر شـدن رفاه اجتماعی نمی‌شـود و مصـارف نهایی و واسـطه‌ای گاز و همچنین تزریق به میادین نفتی اهمیت بیشـتری دارند. اما با گسترش تولید گاز طبیعی در ایران، بر اساس سیاست‌گذاری انجام شده، طی سالهای آینده

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

گسترش سطح صادرات به حداکثر کردن رفاه اجتماعی منجر شده و باید برنامه‌ریزی‌های لازم در این خصوص انجام شود. نیز جهت بررسی آثار نرخ تنزیل، مدل به ازای نرخهای تنزیل ثابت (که منجر به تنزیل نمایی می‌شود) و نرخهای تنزیل متغیر با زمان (که منجر به تنزیل هذلولی می‌شود) حل و با هم مقایسه شده‌اند. نتایج تغییرات معنی داری را در مسیرهای بهینه بدست آمده نشان نمی‌دهد؛ ولی میزان تابع هدف یعنی سطح رفاه به ازای نرخهای مختلف تنزیل، متفاوت است. «هاله بختیار» (۱۳۹۴) به توسعه ابزار تصمیم‌گیری در سطح کلان منابع گاز طبیعی کشور از منظر تخصیص بهینه و بر پایهٔ رویکرد تلفیق مدل‌های کیفی تصمیم‌گیری چندمعیاره با مدل‌های کمّی بهینه‌سازی جهت اولویت‌دهی به گزینه‌های رقیب در بهره‌برداری از منابع گاز طبیعی با لحاظ شاخص‌های امنیت انرژی، اقتصاد و محیط‌زیست پرداخته و بطور خاص شاخص اقتصادی با استفاده از ابزار مدل‌سازی ریاضی بر مبنای مفهوم نت‌بک در بازه زمانی بیست سال (۱۳۹۵-۱۴۱۵) بررسی و محاسبه شده است. نتایج نشان می‌دهد در سناریو پایه با افزایش وزن شاخص اقتصادی، دو بخش صنعت و نیروگاه و در صورت کاهش وزن این شاخص و افزایش وزن شاخص زیست‌محیطی و امنیت انرژی، دو بخش صادرات و تزریق به میادین نفتی، بیشترین سهم تخصیص گاز طبیعی را خواهند داشت. مرادی و همکاران (۱۳۹۳) در مقاله خود «توسعه مدل تقاضای انرژی در سطح ملی با استفاده از مدل‌ساز LEAP» ساختار مصرف نهایی انرژی در ایران با استفاده از مدل‌ساز لیپ تصویر گردیده است. بدین منظور در مرحله نخست ساختار مصرف انرژی کشور تحلیل شده و رفتار تاریخی سیستم انرژی ارزیابی گردیده است. سپس روش مدل‌سازی سیستم تقاضای انرژی کشور (مبانی محاسبات و فرمولاسیون مدل) در بخش‌های مختلف اقتصادی و اجتماعی با رویکرد مدل‌سازی از پایین به بالا مورد بررسی قرار گرفته است. در این پژوهش شبیه‌سازی سیستم تقاضای انرژی در پنج گروه اصلی خانگی، تجاری و خدمات عمومی، حمل و نقل، کشاورزی و صنعت و همچنین بخش فرعی روشنایی معابر انجام شده و تقاضای انرژی نهایی و مفید در هریک از زیربخش‌های آنها تا افق ۱۴۲۰ برآورد شده است. نتایج حاصل از مدل‌سازی بیانگر رشد فزاینده تقاضای انرژی در زیربخش‌های مختلف در رشد اقتصادی مورد نظر می‌باشد. این موضوع بیانگر آن است که جهت نیل به اهداف چشم انداز کشور، شدت انرژی و همچنین مصرف انرژی به طرز شگفت‌آوری افزایش می‌یابد که این موضوع نیازمند حرکت به سمت بهره‌گیری بهینه از منابع می‌باشد. در تحقیق

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

«پورفخاری و کیانی» در دانشگاه علم و صنعت در سال ۱۳۹۰ رویکرد استفاده از مدل‌های انرژی در ایران بررسی شده است. در این پژوهش یک مدل سیستم پویا جهت تحلیل پاسخ عرضه و تقاضای گاز طبیعی و نفت به درآمد فروش آنها در سیستم انرژی و بخش‌های مختلف اقتصادی ایران ارائه و به تفاوت ایران با کشورهای صنعتی که پیشروِ اینگونه مدل‌ها بوده‌اند اشاره شده است. در مدل توسعه یافته بازخورد هر تغییر در هر بعد مسئله، تأثیر خود را روی متغیر وابسته بعدی گذاشته و نهایتاً سیستم خود را اصلاح می‌کند و فرآیند خودبخود ادامه می‌یابد. مثلاً سرمایه‌گذاری در پارس جنوبی تولید را افزایش داده و افزایش تولید گاز، افزایش تولید میعانات گازی را به همراه دارد. این امر موجب افزایش صادرات شده و افزایش درآمد می‌شود که این درآمد در راستای سرمایه‌گذاری بیشتر، چرخه را به جریان مجدد وا می‌دارد. نتیجه مدل در سه سناریوی بدترین، پایه و بهترین حالت بررسی شده است. متغیرهای مدل در سناریوها عبارتند از: مصرف گاز در نیروگاه‌ها، مصرف گاز برای تزریق به چاه‌های نفتی و رشد اقتصادی در بخش‌های صنعتی. بعنوان مثال یکی از نتایج مدل آن است که صادرات گاز طبیعی تا سال ۲۰۲۵ در سناریوهای مختلف به ۵۰۰ الی ۶۲۰ میلیون مترمکعب در روز و درآمد حاصل از آن به ۵۰۰ میلیارد دلار خواهد رسید. «اسماعیل نیا» (۱۳۸۹) در پژوهش خود به تعیین قیمت گاز صادراتی ایران بر اساس قیمت سایه با رویکرد برنامه‌ریزی خطی پرداخته است. وی منافع ناشی از تخصیص گاز طبیعی برای مصارف مختلف را کنار یکدیگر قرار داده و به این نتیجه رسیده که در صورت تمایل تخصیص گاز به امر صادرات، باید کمترین منفعتی که کشور در صورت عدم صادرات گاز می‌تواند بدست آورد را به هزینه نهایی تولید آن اضافه کرد و آن را به عنوان حداقل قیمت گاز صادراتی (هزینه نهایی به علاوه قیمت سایه) محاسبه کرد. آن‌چنان که نتایج مدل نشان می‌دهد، گاز تولیدی به بخش‌های خانگی-تجاری و حمل و نقل به طور کامل تخصیص داده شده است. بخش نیروگاهی از ۱۵۷.۲ میلیون مترمکعب در روز نیاز گاز طبیعی، تنها ۹۲.۹ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را دریافت می‌کند و هیچ گازی به بخش صنعت تخصیص پیدا نکرده است. نویسنده با توجه به شرایط آن زمان یعنی قیمت نسبتاً بالای نفت، تزریق گاز را دارای صرفه اقتصادی دانسته که حتی می‌تواند بر مصارف دیگر ارجحیت داشته باشد که نشان دهنده منفعت اقتصادی قابل توجه تزریق در مقایسه با سایر مصارف است. در پایان تذکر می‌دهد که بی‌توجهی به تزریق بموقع گاز به میادین نفتی، افت فشار، افت ضریب بازیافت و در

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

نتیجه عدم استحصال بخش قابل ملاحظه‌ای از نفت درجای این میادین را در پی خواهد داشت. «رنانی و دین‌محمدی» (۱۳۸۸) در مقالهٔ «تعیین اولویت‌های کاربرد ذخایر گازی ایران» با توجه به اولویت‌های تخصیص بهینه تابع گاز ایران از جنبه‌های اقتصادی، اولویت تخصیص گاز به مصارف داخلی، تزریق و صادرات در فاصله سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۴۱۰ را تحلیل و بررسی نموده‌اند. در این مقاله برای بررسی ارزش سایه‌ای تخصیص گاز به مصارف مختلف در آینده از روش برنامه‌ریزی غیرخطی پویا برای دوره زمانی سال‌های ۱۳۸۵-۱۴۱۰ الگوسازی و شبیه‌سازی شده است. مصارف داخلی، تزریق، صادرات و ذخیره گاز (عدم بهره‌برداری امروز از ذخایر و انتقال دوره‌های استخراج گاز به آینده) متغیرهای تصمیم الگو هستند. «رنانی و همکاران» (۱۳۸۷) موضوع تزریق گاز طبیعی و نقش آن در آینده اقتصاد نفت و گاز طبیعی ایران را در قالب یک تابع رفاه اجتماعی مدل‌سازی نموده‌اند تا هزینه فرصت تخصیص گاز طبیعی به مصارف داخل و صادرات گاز طبیعی در مقایسه با تزریق گاز طبیعی در دوره زمانی ۲۰۰۶ تا ۲۰۳۰ در ایران مشخص شود. تابع هدف، مجموع ارزش تنزیل شده خالص مازاد رفاه مصرف کنندگان داخلی و تولید کننده است. در تابع هدف متغیرهای مصرف داخلی، صادرات، تزریق و ذخیره گاز طبیعی قرار دارند. نتایج نشان می‌دهد تزریق گاز طبیعی با هدف فشار افزایی مخازن نفت، بر تزریق گاز طبیعی برای حفظ فشار موجود در مخازن نفت، با تداوم وضعیت موجود و پیش‌بینی شده تزریق گاز طبیعی، اولویت دارد. با فشارافزایی مخازن نفت برای دستیابی به متوسط فشار اولیه مخازن، ارزش منفی سایه‌ای عدم استخراج منابع گازی ایران بطور قابل توجهی کاسته می‌شود. در این حالت ارزش سایه‌ای عدم استخراج منابع گاز طبیعی نسبت به سناریوی حفظ فشار موجود مخازن نفت، با تداوم برنامه‌های موجود تزریق در کشور، به یک چهارم کاهش می‌یابد. در نرخ تنزیل پایین اولویت بهره‌برداری از ذخایر کشور، فشارافزایی مخازن نفت کشور است و صادرات گاز طبیعی در اولویت قرار ندارد. اما در نرخ تنزیل‌های بالا، اولویت مطلق تزریق گاز طبیعی نسبت به صادرات آن و اولویت مطلق فشارافزایی مخازن بر حفظ فشار مخازن، از بین می‌رود. نرخ تنزیل بالا، با حداکثرسازی رفاه اجتماعی و بهره‌برداری از منابع گاز طبیعی کشور سازگار نیست. عدم اجرای سیاست جامع انرژی، و تداوم رشد مصرف انرژی به ویژه در بخش‌های نهایی مصرف کننده، در طول سال‌های آینده موجب خواهد شد تراز تولید و مصرف گاز طبیعی کشور همچنان منفی باقی بماند. در این حالت، تزریق گاز طبیعی به مخازن نفت

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

کشـور متناسـب با نیاز مخازن برای حفظ فشـار موجود، امکان‌پذیر نخواهد بود و صـادرات گاز طبیعی هزینه فرصـت بالایی را ایجاد خواهد کرد. در این مطالعه با بهره‌گیری از نرم‌افزار مدل‌سـازی LEAP، زنجیرهٔ تولید، عرضـه، تزریق گاز طبیعی در میدان نفتی، و ارزش افزوده حاصـل از تزریق، مدل‌سـازی شده و با استفاده از مدل یکپارچه طراحی شده، گزینه‌های مختلف تخصیص گاز طبیعی، تحلیل، بررسی و امکان‌سـنجی می‌شـود. زنجیره اسـتخراج، تولید، انتقال و تزریق گاز طبیعی میدان گازی پارس جنوبی فاز۱۳ در میدان نفتی اهواز مدل‌سـازی می‌گردد؛ البته زنجیره فقط محدود به گاز طبیعی نبوده بلکه اسـتخراج، تولید و صـادرات نفت خام از طریق چاه‌های متعارف و تزریق گاز، همچنین فرآورش گازهای همراه نفت و بهره‌گیری از گاز در گزینه‌های مختلف تولید برق، صـادرات و تزریق نیز از بخش‌های دیگر مدل خواهد بود.

مطالعات خارجی:

صدیق حسن و همکاران[1](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) رونمایی می‌کنند که برای (i) پیش‌بینی تولید برق، (ii) پیش‌بینی مصرف انرژی در چهار بخش اصلی - مسکونی، صنعتی، تجاری و کشاورزی، و (iii) تخمین انتشار کربن خاص هر بخش طراحی شده است. این مطالعه روشی را برای پیش‌بینی مصرف انرژی در چهار بخش اصلی مسکونی، صنعتی، تجاری و کشاورزی کشور بنگلادش ارائه می‌دهد. این مطالعه از یک مدل SVR بهینه‌شده با الگوریتم ژنتیک برای پیش‌بینی تولید برق و مصرف انرژی در بخش‌های مختلف استفاده می‌کند. در ابتدا از رویکرد آزمون F برای تعیین بهترین کیفیت‌ها، شامل تولید ناخالص داخلی، واردات و صادرات، استفاده می‌شود. پارامترهای فوق SVR با استفاده از الگوریتم ژنتیک و PSO بهینه می‌شوند تا عملکرد مدل پیش‌بینی را افزایش دهند. این مطالعه حساسیت هر ویژگی ورودی را در چهار حوزه مصرف انرژی و مصرف انرژی و انتشار کربن را در بخش‌های مختلف ارزیابی می‌کند. دشت بیاض و

[1] Md. Sadikul Hasan et al. (۲۰۲۵)

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

همکاران[1] (۲۰۲۴) در مقاله «کاربرد الگوریتم بهینه‌سازی چندهدفه برای حل مسئله تخصیص گاز برای فرازآوری و افزایش تولید در صنعت نفت و گاز» تلاشی برای بهینه‌سازی گروهی از چاه‌ها با استفاده از یک الگوریتم فراابتکاری نوآورانه انجام داده اند. تخصیص گاز برای فرازآوری نفت گامی مهم در فرآیند بهینه‌سازی برای کاهش سرمایه‌گذاری و به حداکثر رساندن بازیابی نفت در روش های ازدیاد برداشت است. نتایج الگوریتم فراابتکاری بهینه سازی نهنگ[2] (WOA) با دو الگوریتم بالقوه دیگر مانند بهینه‌سازی ازدحام ذرات[3] (PSO) و الگوریتم ژنتیک[4] (GA) مقایسه شده است تا بهینه سراسری توزیع مقدار محدودی از گاز تزریقی به دست آید. مزایای الگوریتم فراابتکاری بهینه سازی نهنگ (WOA) نسبت به PSO و GA مورد بحث قرار گرفته و تخصیص بهینه گاز به دست آمده است. الگوریتم فراابتکاری الگوریتم ژنتیک (GA) ساده‌تر، سریع‌تر و بهتر از PSO و GA عمل می کند و حداکثر تولید را با حداقل هزینه به دست می‌دهد. رازقندی و همکاران[5] (۲۰۲۱) در مقاله خود «کاربرد الگوریتم ژنتیک و بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای بهینه‌سازی یک میدان نفتی در جنوب ایران» به بررسی بهینه‌سازی مکان‌یابی و شرایط عملیاتی چاه‌های نفت در توسعه میادین نفتی با استفاده از الگوریتم های تکاملی پرداخته اند. در مطالعه حاضر، مقایسه‌ای بین الگوریتم ژنتیک و الگوریتم‌های بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای بهینه‌سازی شرایط عملیاتی چاه‌های تزریق و تولید و همچنین بهینه‌سازی مکان چاه‌های تزریق در یک میدان نفتی جنوب ایران انجام شد. مطالعه حاضر با هدف اصلی ارزیابی و مقایسه عملکرد دو الگوریتم بهینه‌سازی پرکاربرد برای بهینه‌سازی توسعه میدان بر روی داده‌های میدان واقعی انجام شد. همچنین مقایسه‌ای بین نتایج بهینه‌سازی متوالی و همزمان متغیرهای تصمیم‌گیری انجام شد. ارزش فعلی خالص پروژه به عنوان تابع هدف استفاده شد و دو الگوریتم از نظر افزایش سودآوری اضافه شده به

[1] Dashtebayaz et al. (2024)
[2] Whale OptimizationAlgorithm
[3] Particle Swarm Optimization
[4] Genetic Algorithm
[5] Razghandi et al. (2021)

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

پروژه در طول دوازده سال مقایسه شدند. ابتدا میزان تولید تولیدکنندگان بهینه شد و سپس چاه‌های تزریق متناوب آب و گاز در مکان‌هایی که با قضاوت مهندسی تعیین شده بودند، به میدان اضافه شدند. پس از آن، مکان، میزان تزریق و نسبت متناوب آب و گاز انژکتورها به صورت متوالی با استفاده از دو الگوریتم بهینه شدند. در مرحله بعد، میزان تولید تولیدکنندگان دوباره بهینه شد. در نهایت، بهینه‌سازی همزمان به دو روش برای ارزیابی تأثیر آن بر نتایج بهینه‌سازی انجام شد: بهینه‌سازی همزمان دو مرحله آخر و بهینه‌سازی همزمان همه متغیرهای تصمیم‌گیری. نتایج، تأثیر مثبت الگوریتم‌ها بر سودآوری پروژه و برتری بهینه‌سازی ازدحام ذرات نسبت به الگوریتم ژنتیک در هر مرحله را نشان داد. همچنین، بهینه‌سازی همزمان در مقایسه با رویکرد بهینه‌سازی متوالی، در یافتن نتایج بهتر مفید بود. در پایان، یک تحلیل حساسیت برای تعیین تأثیرگذارترین متغیر تصمیم‌گیری بر سودآوری پروژه انجام شد. امره یاکوت، ازل اوزکان[1] (۲۰۲۰) در مقاله «مدل‌سازی پیش‌بینی مصرف انرژی با شاخص‌های اقتصادی با استفاده از بهینه‌سازی ازدحام ذرات و الگوریتم ژنتیک: نمونه موردی کشور ترکیه بین سال‌های ۱۹۷۹ تا ۲۰۵۰» به مطالعه پیش‌بینی مصرف انرژی در ترکیه تا سال ۲۰۵۰ با استفاده از مدل‌های PSO و GA پرداخته است. مدل‌های پیش‌بینی تقاضای انرژی PSO و GA با استفاده از جمعیت، واردات، صادرات و تولید ناخالص داخلی (GDP[2]) توسعه داده شده‌اند. این مطالعه از داده‌های بین سال‌های ۱۹۷۹ تا ۲۰۱۷ برای تشکیل معادلات خطی و درجه دوم استفاده کرد، مقادیر پیش‌بینی بین سال‌های ۲۰۱۸ تا ۲۰۵۰ را با تعیین چهار سناریوی مختلف برای تخمین مصرف انرژی در ترکیه محاسبه کرد و دریافت که سناریوی ۴ پیش‌بینی‌های مصرف انرژی بالاتری نسبت به سه سناریوی دیگر ارائه می‌دهد. فاضله و همکاران (۲۰۱۹)در مقاله خود « بهینه‌سازی تخصیص تزریق گاز برای افزایش تولید نفت با استفاده از الگوریتم کلونی زنبور عسل» کلونی زنبور مصنوعی هدایت‌شده با (GABC[3]) Gbest به عنوان تکنیک‌های

[1] Emre Yakut and Ezel Özkan(2020)
[2] Gross Domestic Product
[3] Gbest-guided Artificial Bee Colony

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

بهینه‌سازی استفاده خواهد شد، در حالی که از روش کمترین مربعات برای ساخت مدل ریاضی از همبستگی بین تزریق گاز و تولید نفت استفاده می‌شود. سهم این تحقیق، یافتن مناسب‌ترین مدل ریاضی و پیاده‌سازی GABC برای یافتن حداکثر مقدار مدل ریاضی است. مدل انتخاب‌شده، چندجمله‌ای مرتبه دهم با مقدار R-square برابر با ۱ و مجموع مربعات خطا (SSE[1]) برابر با ۳۴.۰۹۱ است. GABC مدل را بهینه‌سازی می‌کند و آن را با روش بهینه‌سازی دیگری مانند کلونی زنبور مصنوعی (ABC) مقایسه خواهد کرد. نتایج نشان می‌دهد که GABC برای هر مورد با ۴۸۱۲.۸۷۷ بشکه نفت در روز (Bopd[2]) ۵۱۰۷.۸۷۳ بشکه نفت در روز و ۵۱۴۲.۱۵۶ بشکه نفت در روز بهتر از ABC است، در حالی که بهترین مقادیر C در GABC برابر با ۲ است. لوپز و همکاران (۲۰۱۹) در مقاله خود «بهینه‌سازی تخصیص فرازآوری گاز با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی» الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) برای حل مسئله بهینه‌سازی فرازآوری گاز در صنعت تولید نفت خام پیشنهاد دادند. دو الگوریتم تکاملی، الگوریتم ژنتیک (GA) و PSO، برای بهینه‌سازی توزیع گاز برای مسئله فرازآوری نفت برای یک سایت ۶ چاهی و یک سایت ۵۶ چاهی اعمال شده‌اند. نمودارهای عملکرد ورودی‌های گاز از طریق روش شبکه عصبی مصنوعی (ANN[3]) در MATLAB[4] تخمین گردید. مقایسه نتایج شبیه‌سازی با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی تکاملی و روش‌های کلاسیک، عملکرد بهتر و همگرایی سریع‌تر روش‌های تکاملی را نسبت به رویکردهای کلاسیک اثبات کرد. علاوه بر این، سرعت همگرایی PSO برای این مسئله ۱۳ برابر سریع‌تر از GA است. مسئله بهینه‌سازی توزیع گاز در این مقاله مورد مطالعه قرار گرفته است. رویکرد بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) برای اولین بار برای این مسئله استفاده شده است.

[1] Sum of Squared Errors
[2] Barrels of Oil Per Day
[3] Artificial Neural Network
[4] Matrix Laboratory

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

از جنبه های نوآوری این مطالعه می توان با تخصیص بهینه منابع گاز به مخازن نفتی خشکی، علاوه بر اینکه می توان راندمان برداشت را به میزان قابل توجهی افزایش داد، در شرایط تحریم می توان تولید حداکثری از گاز این میدان را به عنوان یک مزیت فنی و اقتصادی قلمداد کرد. بدین منظور بروزرسانی اطلاعات فنی واقتصادی مربوط به تزریق گاز و بررسی تخصیص بهینه گاز به مخازن نفتی خشکی که تاکنون عملیاتی نشده است، اجرا گردد. در واقع این تحقیق دید خوبی از یک پیکربندی ایده‌آل برای استفاده بهینه از انرژی گاز طبیعی را فراهم می‌سازد.

۴. مدل تحقیق و روش برآورد

نرم‌افزار مدل‌سازی LEAP زبان برنامه‌نویسی سیستم انرژی است و دربرگیرنده ابزار و توانمندی‌های ماژولار برای پیاده‌سازی و توسعه مدل سیستم انرژی محسوب می‌شود. اجمالاً مراحل مختلف توسعه مدل انرژی در LEAP شامل ۵ مرحله است: (۱) توسعه ساختار سمت تقاضای مدل براساس مطالعه و جدول اجزای مدل و عوامل مؤثر بر تقاضا، (۲) توسعه ساختار زنجیره تولید و عرضه انرژی (سمت عرضه) و منابع مدل و عوامل مؤثر بر عرضه انرژی، (۳) بومی‌سازی، انجام تنظیمات و مبانی مدل، (۴) تغذیه داده و اطلاعات ورودی مورد نیاز مدل، (۵) طراحی، تحلیل و مدل‌سازی سناریوی مرجع.

داده‌های ورودی مدل انرژی نرم‌افزار LEAP بسیار متنوع بوده و بیشتر از نوع فنی و اقتصادی هستند که جهت ارزیابی سناریوهای مختلف تخصیص بکار گرفته می‌شوند. این داده‌ها شامل داده‌های سمت تقاضا و داده‌های سمت عرضه- منابع بوده که از جمله می‌توان به مصارف گاز طبیعی، شدت مصرف انرژی خانگی، مصارف گاز طبیعی فشرده، قیمت نفت و گاز و دیگر فرآورده‌های نفتی، میانگین قیمت گاز طبیعی فروشی در داخل کشور، ویژگی فاز۱۳ پارس جنوبی، ویژگی‌های فنی و اقتصادی زیرسیستم‌های مختلف اشاره نمود.جدول (۱) مشخصات فاز ۱۳ میدان گازی پارس جنوبی را نشان میدهد.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

جدول (۱) مشخصات فاز ۱۳ میران گازی پارس جنوبی[۱]

	شرح ویژگی‌ها	واحد	مقدار	ملاحظات
۱	ظرفیت تولید گاز ترش از دریا	میلیون مترمکعب در روز	۵۶.۶	معادل دو فاز پارس جنوبی
۲	میزان سرمایه‌گذاری کل پروژه در شرایط موجود	میلیارد دلار	۶.۵	در شرایط غیر تحریم ۵.۵ میلیارد دلار
۳	میزان سرمایه‌گذاری در بخش دریا حفاری، سکو و خطو ط انتقال	میلیارد دلار	۳.۰	
۴	میزان سرمایه‌گذاری در خشکی شامل پالایشگاه و خطوط انتقال و تقویت فشار	میلیارد دلار	۳.۵	
۵	ظرفیت پالایش روزانه	میلیون مترمنکعب در روز	۵۶.۶	
۶	تولید گاز طبیعی سبک	میلیون مترمکعب در روز	۵۰.۰	
۷	تولید میعانات گازی	بشکه در روز	۷۷۰۰۰	
۸	تولید گوگرد	تن در روز	۴۰۰	
۹	تولید اتان	میلیون تن در سال	۱	
۱۰	تولید LPG	میلیون تن در سال	۱	
۱۱	بازگشت سرمایه‌گذاری	سال	۳	نفت ۵۰ دلار
۱۲	زمان تقریبی بهره‌برداری کامل	سال	۱۴۰۰	

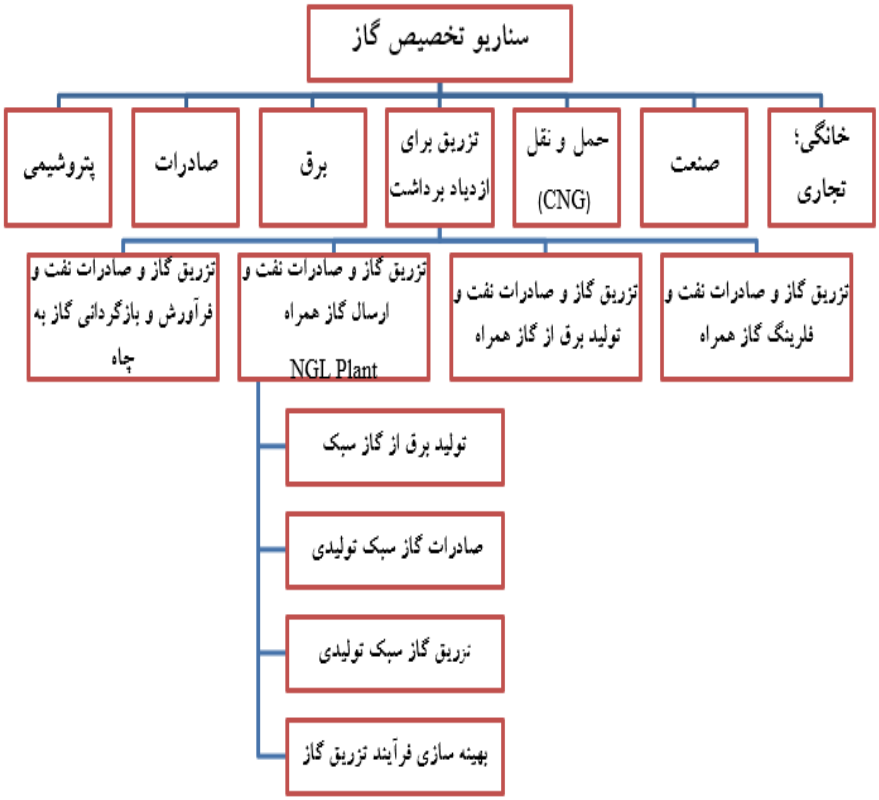
نرم‌افزار LEAP محاسبات هزینه- فایده را از دیدگاه اجتماعی با دخیل کردن کلیه هزینه‌های سیستم انرژی با قیاس بین دو سناریو (معمولاً نسبت به سناریوی مرجع یا خط مبنا) انجام می‌دهد. ردیف‌های هزینه‌ای مربوط به هر سناریو (راهکار) که LEAP آن‌ها را در محاسبات لحاظ می‌کند عبارتند از: هزینه‌های تقاضا (بیان شده بصورت هزینه‌های کل، هزینه در واحد فعالیت، هزینه صرفه‌جویی انرژی نسبت به دیگر سناریوها)، هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه سمت عرضه،

[۱] کتاب پارس جنوبی،بازخوانی روند توسعه و تجارب ملی در بزرگترین میدان گازی ایران، طرح توسعه فاز ۱۳ پارس جنوبی، صفحات۹۲-۹۳

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

هزینه‌های ماژول عرضـــه، هزینه‌های تعمیرات، نگهداشـــت و بهره‌برداری ثابت و متغیر، هزینه‌های منابع داخلی (ارزش ذاتی منابع داخلی در حال بهره‌برداری)، هزینه‌های واردات حامل‌های انرژی، منافع حاصـل از صـادرات حامل‌های انرژی، هزینه‌های زیسـت‌محیطی انتشـار آلاینده‌ها، هزینه‌های تقاضـای تأمین نشـده (مثل جریمه قطعی برق). در این مطالعه بر اسـاس یک بررسـی جامع با مدل طراحی شـــده، گزینه‌های مختلف برای تخصـــیص گاز طبیعی تولیدی فاز ۱۳ میدان گازی پارس جنوبی (حجم گاز ســـبک تولیدی به اندازه ۵۰ میلیون مترمکعب در روز) با هم مقایســـه شـــده و جمع‌بندی کاملی ارائه می‌شـود. در سـناریوی مرجع، نه گازی در فاز۱۳ تولید شـده و نه تخصـیص پیدا خواهد کرد. بطور عمده گزینه‌های تخصیص گاز طبیعی در کشور به صورت توسعه گازرسانی بخش خانگی و جایگزینی بـا فرآورده‌هـای نفتی، حمـل‌ونقـل، تولیـد برق، صـــادرات و تولیـد محصـولات پتروشـیمی اسـت. نمودار(۱) سـناریوهای مختلف تخصـیص گاز طبیعی فاز ۱۳ پارس جنوبی و تحت پوشـش مدل یکپارچه را نشـان می‌دهد. سـناریو تزریق گاز طبیعی در میدان نفتی اهواز خود به چند سـناریوی دیگر تقسـیم شـده اسـت. میزان تولید نفت میدان نفتی اهواز از سـال ۱۳۵۶ تا کنون از ۱.۱ میلیون بشـکه در روز به حدود ۶۹۰ هزار بشـکه در روز کاهش یافته اسـت. تزریق گاز طبیعی موجب اسـتخرج نفت خام و گاز همراه نفت خواهد شـد؛ گاز همراه نفت میدان عمدتاً وارد کارخانجات گاز و گاز مایع شـــده و بخش اندکی نیز (بنگســـتان) به تأســـیســـات شـیرین‌سـازی آماک ارسـال می‌گردد. سـناریوهای مختلفی که برای این منظور طرح شـده اسـت عبارتند از: تزریق گاز طبیعی تولید فاز ۱۳ میدان گازی پارس جنوبی از ســـال ۱۴۰۱ در مخازن میدان نفتی اهواز، صادرات نفت خام تولیدی، ارسال گازهای همراه نفت به تأسیسات کارخانجات گاز و گاز مایع و در نهایت فروش محصولات تولیدی سنگین (اتان، گاز مایع و میعانات گازی در بازارهای جهانی و داخلی) و (۱) تزریق گاز سـبک تولیدی به شـبکه سـراسـری گاز (در دو حالت مصـرف داخلی و صـادرات)، (۲) بازگردانی گاز سـبک تولیدی به میدان نفتی (برنامه‌ریزی شـده و بهینه‌سازی ریاضی) و (۳) تولید برق از گاز سبک تولید برای مصارف داخلی یا صادرات.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]



نمودار(۱) سناریوهای مختلف تخصیص گاز طبیعی فاز ۱۳ پارس جنوبی و تحت پوشش مدل یکپارچه

۵- تجزیه و تحلیل نتایج

در این مطالعه اولویت‌بندی راهکارهای مطلوب تخصیص گاز طبیعی به بخش‌های مختلف شامل خانگی، صنعت (پتروشیمی)، حمل‌ونقل (بصورت گاز طبیعی فشرده)، تولید برق، صادرات، تزریق به چاه‌های نفتی برای ازدیاد برداشت بررسی شده است. برای تحلیل هزینه- فایده سناریوهای مختلف، از قابلیت محاسباتی مدل استفاده شده است. هزینه‌ها شامل کلیه هزینه‌های فیزیکی مثل سرمایه‌گذاری اولیه، تعمیرات، نگهداشت و عملیات، سوخت، و در نهایت هزینه‌های انتشارات زیست‌محیطی است. در جدول (۲) چکیده نتایج سناریوهای مختلف تخصیص گاز طبیعی تولیدی فاز ۱۳ پارس جنوبی همراه با دیگر پارامترها نظیر هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، شاخص NPV و شاخص تغییرات انتشارات گازهای گلخانه‌ای آورده شده است.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

جدول(۲) چکیده نتایج ارزیابی سناریوهای تخصیص گاز طبیعی تولیدی فاز ۱۳ پارس جنوبی

شاخص ها	رتبه سناریوها					
	۱	۲	۳	۴	۵	۶
	تخصیص برای تزریق به میدان نفتی اهواز	تخصیص به پتروشیمی ها و صادرات محصولات	تخصیصی به تولید برق و صادرات آن	تخصیص به بخش حمل و نقل (CNG)	تخصیصی به صادرات	تخصیصی به بخش خانگی برای جایگزینی با فراورده ها
ارزش خالص فعلی (میلیارد دلار)	۲۷.۰-	۲۵.۹-	۲۰.۹-	۱۹.۰-	۱۱.۵-	۳.۷-
تغییرات گازهای گلخانه ای (Mt CO2 eq)	۹۶.۱	۲۰۹.۶- (افزایش GHG)	۲۳۷.۲- (افزایش GHG)	۸۷.۵	۲۹.۸- (افزایش GHG)	۱۵۴.۶- (افزایش GHG)
سرمایه گذاری اولیه (میلیارد دلار)	۱۳.۸۰۷	۹.۲۲۳	۱۱.۰۸۱	۱۹.۶۶۷	۷.۶۷۷	۱۰.۸۶۵
هزینه های زیست محیطی (میلیون دلار)	۷۶۵.۷-	۱۴۲۴.۴+	۱۵۷۵.۰+	۷۴۶۷.۵-	۲۱۲.۵+	۹۳۴.۵+

تحلیل هزینه- فایده گزینه‌های مختلف تخصیص گاز طبیعی با بررسی جدول (۲) روشن می‌شود. میزان شاخص ارزش خالص فعلی در هرکدام از سناریوهای تخصیص گاز طبیعی به خانگی، حمل‌ونقل، پتروشیمی، تولید برق (صادراتی و مصرف داخلی)، صادرات گاز، تزریق به چاه‌های نفت منطقه اهواز در هرکدام از حالت‌های ارسال گاز همراه به NGL و بازگردانی گاز سبک فرآورش شده، یا ارسال گاز فرآورش شده به شبکه سراسری و ارسال گاز فرآورش شده به نیروگاه‌های تولید برق و بهینه‌سازی ریاضی فناوری‌های تزریق گاز طبیعی به ترتیب برابر -۳.۷، -۱۹.۰، -۲۵.۹، (-۲۰.۹، -۲.۴)، -۱۱.۵، -۲۷.۰، -۱۱.۲، -۱۲.۸ و در نهایت برای سناریوی بهینه‌سازی فناوری‌های تزریق برابر -۳۷.۸ میلیارد دلار در فاصله سال‌های ۲۰۱۷ تا ۲۰۳۵ نسبت به سناریوی مرجع می‌باشد. گزینه بهینه‌سازی فناوری‌های تزریق، حالت ایده‌آل داشته و گزینه قبل از آن یعنی

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

تزریق برنامه‌ریزی شده گاز طبیعی به واقعیت نزدیک‌تر است. گزینه‌های تخصیص گاز طبیعی فاز ۱۳پارس جنوبی به CNG، تخصیص گاز طبیعی برای تزریق به چاه‌های نفت (میدان نفتی اهواز) در حالت‌های فرآورش گازهای همراه نفت و ارسال به شبکه سراسری، بازگردانی گاز همراه فرآورش شده به چاه، تولید برق از گاز همراه فرآورش شده و نیز گزینه بهینه‌سازی فناوری‌های تزریق به ترتیب موجب کاهش انتشارات گازهای گلخانه‌ای در فاصله زمانی ۲۰۱۷ تا ۲۰۳۵ به میزان ۸۷.۵، ۹۶.۲، ۴۰.۵، ۹۶.۱ و در نهایت ۹۳.۲ میلیون تن معادل دی‌اکسیدکربن خواهد شد. با توجه به اینکه شاخص اصلی جهت اولویت‌بندی سناریوها شاخص ارزش خالص فعلی NPV[1] است بنابراین از حیث این شاخص، گزینه تزریق گاز طبیعی به میادین نفتی اهواز دارای اولویت بالاتری بوده و تخصیص به پتروشیمی، تبدیل به برق و صادرات برق، تخصیص به CNG[2] و در نهایت تخصیص به بخش خانگی در رده‌های بعدی قرار می‌گیرند. بهترین حالت از میان چهار حالت تزریق گاز طبیعی به چاه‌های نفت میدان نفتی اهواز، بنابر نتایج مدل بهینه‌سازی، به ترتیب ترکیب فناوری‌ها و برنامه‌ریزی تزریق (ترکیبی از گاز طبیعی، گاز گنبدی و آب) همراه با بازگردانی گاز همراه فرآورش شده به مخزن، تزریق برنامه‌ریزی شده کل گاز به میدان (بدون بهینه‌سازی ریاضی سیستم تزریق) در کنار بازگردانی گاز همراه فرآورش شده به مخزن، تزریق برنامه‌ریزی شده کل گاز به میدان (بدون بهینه‌سازی ریاضی سیستم تزریق) و فرآورش و ارسال گازهای همراه نفت به شبکه سراسری و در نهایت تخصیص گاز فرآورش شده برای تولید برق است. گزینه‌های تخصیص گاز طبیعی به نیروگاه‌های تولید برق، و فروش برق با قیمت فعلی در داخل کشور، فاقد هرگونه توجیه اقتصادی بوده و یکی از بدترین اشکال هدر دادن منابع است و راه‌حل‌های جایگزین آن نیز شامل مدیریت سمت تقاضا، کاهش تلفات توزیع برق، افزایش راندمان نیروگاه‌های موجود و بهره‌گیری از فناوری‌های راندمان بالا در ساخت نیروگاه‌های جدید می‌باشد. بنابراین در میان گزینه‌های تزریق گاز طبیعی (چهار گزینه)، سناریوی تزریق گاز طبیعی پارس جنوبی به میدان نفتی، تصفیه و بازگردانی گازهای همراه به مخزن از اولویت بالایی

[1] Net Present Value
[2] Compressed Natural Gas

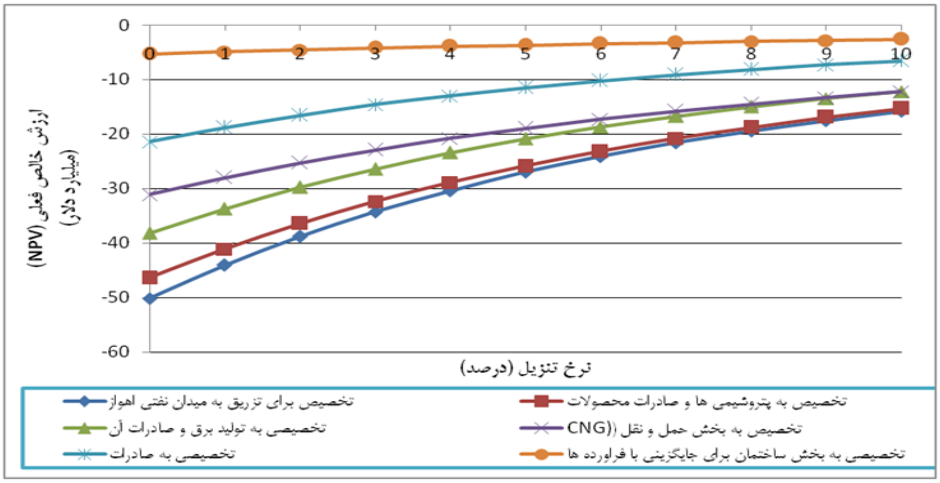
[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

برخوردار بوده و همچنین محدودیت‌های فنی و اجرایی نخواهد داشت. بنابراین این سناریو بعنوان سناریوی برتر انتخاب شده و گزینه‌های تخصیص گاز طبیعی برای تولید محصولات پتروشیمی، تولید و صادرات برق، حمل و نقل CNG و خانگی در رده‌های بعدی قرار خواهند داشت. همچنین تخصیص گاز طبیعی به نیروگاه‌ها و مصرف برق تولید آن در داخل، در رده آخر قرار داشته و هیچ‌گونه توجیه اقتصادی نخواهد داشت. همانطور که در جدول دیده می‌شود، بهترین گزینه برای تخصیص گاز طبیعی تولیدی فاز ۱۳ پارس جنوبی، تخصیص آن برای تزریق به مخازن میدان نفتی اهواز می‌باشد که مستلزم سرمایه‌گذاری حدود ۱۳.۸۰۷ میلیارد دلار است و میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای را در بین سال‌های پایه تا افق مدل‌سازی ۹۶.۱ میلیون تن معادل دی‌اکسیدکربن کاهش خواهد داد. از طرف دیگر ارزش خالص فعلی هزینه‌ها و منافع این گزینه حدود ۲۷ میلیارد دلار خواهد شد که از سایر گزینه‌ها بالاتر می‌باشد. از نظر معیار شاخص NPV، تخصیص گاز به پتروشیمی در رتبه دوم است، اما موجب افزایش انتشارات گازهای گلخانه‌ای کشور (بیش از ۲۰۰ میلیون تن دی‌اکسیدکربن در فاصله زمانی سال پایه تا سال ۲۰۳۵) شده و هزینه سرمایه‌گذاری آن نیز ۹.۲ میلیارد دلار برآورد می‌شود که عمدتاً صرف احداث واحدها می‌شود. گزینه تولید و صادرات برق در رده سوم قرار داشته موجب افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای کشور می‌شود. تخصیص به بخش حمل‌ونقل در رتبه چهارم است. این گزینه می‌تواند انتشار گازهای گلخانه‌ای در کشور را کم کند (جایگزینی با بنزین و نفت گاز و دارای ضریب انتشارات بالا)؛ اما به سرمایه‌گذاری قابل توجه (حدود ۱۲میلیارد دلار در حوزه احداث جایگاه و CNG سوز کردن خودروها و تولید و عرضه گاز) نیاز خواهد داشت. تخصیص گاز به صادرات در صورت وجود بازارهای بالقوه می‌تواند اولویت پنجم بوده و نیازمند بیش از ۷ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری اولیه است. البته افزایش مقداری از انتشارات گازهای گلخانه‌ای را نیز در پی دارد. در نهایت گزینه تخصیص گاز به بخش خانگی قرار دارد که تحقق این گزینه نیازمند هزینه بیش از ۱۱ میلیارد دلاری بوده و بدلیل افزایش خالص شدت مصرف انرژی با گازرسانی به خانوار (بر خلاف انتظارات اولیه)، میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای افزایش یافته است. در ردیف آخر جدول، تغییرات هزینه‌های انتشارات زیست‌محیطی در هرکدام از سناریوها نسبت به سناریوی خط مبنا سنجیده شده

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

که بیشترین منفعت زیست محیطی مربوط به گزینه شماره ۴ (تخصیص به CNG) بوده و بیشتر افزایش هزینه‌های زیست‌محیطی در سناریوی تخصیص به پتروشیمی خواهد بود. بنابراین یکی از ضعف‌های تولید محصولات پتروشیمی افزایش آلودگی محلی و انتشارات گازهای گلخانه‌ای می‌باشد.

نمودار (۲) و جدول (۳) نشان می‌دهد که افزایش نرخ تنزیل موجب کاهش منافع تمام گزینه‌های تخصیص گاز طبیعی شده و شاخص ارزش فعلی را به سمت مقادیر کمتر سوق می‌دهد. میزان تغییرات شاخص NPV هرکدام از گزینه‌های تخصیص گاز طبیعی، به ازای تغییرات یک واحد نرخ تنزیل در سناریوهای تزریق به میدان نفتی، تخصیص به پتروشیمی‌ها، تخصیص به نیروگاه‌های تولید برق و صادرات آن، تخصیص به بخش حمل‌ونقل، تخصیص به صادرات، و تخصیص به بخش خانگی، به ترتیب برابر ۳.۴۴، ۳.۱۱، ۲.۶، ۱.۸۹، ۱.۴۸و۰.۲۷ میلیارد دلار خواهد بود. با تغییر نرخ بهره، اولویت‌بندی سناریوها همچنان تغییر نخواهد کرد. نکته مهم در جدول (۳) این است که وقتی نرخ تنزیل(ریسک) افزایش یابد، اولویت تخصیص گاز طبیعی به صادرات و بخش حمل‌ونقل نزدیک می‌شوند.



نمودار (۲) تغییرات شاخص خالص ارزش فعلی[۱] (NPV) سناریوهای مختلف تخصیص گاز طبیعی با تغییرات نرخ بهره

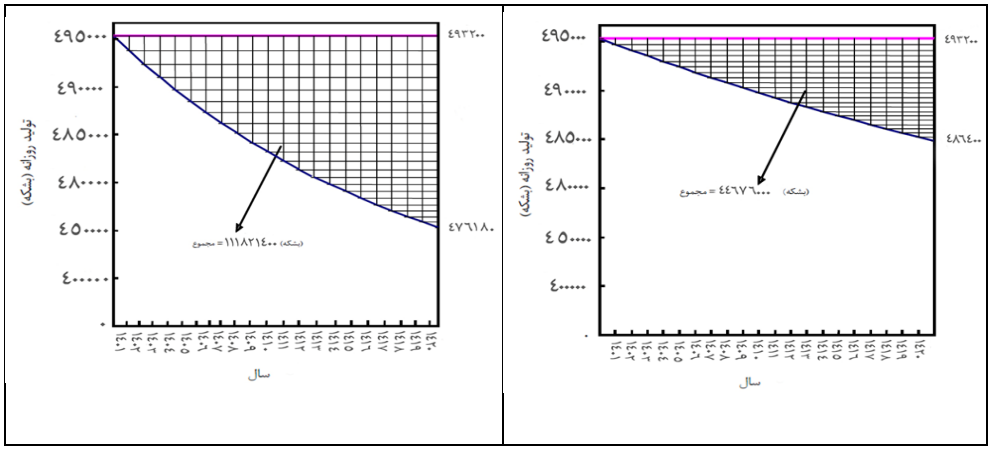
[۱] خالص ارزش فعلی (NPV) یک شاخص یا معیار کلیدی در ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها و سناریوهای مختلف محسوب می‌شود. این شاخص به سرمایه‌گذاران و تصمیم‌گیرندگان کمک می‌کند تا ارزش فعلی تمام جریان‌های نقدی آتی یک سرمایه‌گذاری را با کسر هزینه‌های اولیه، ارزیابی کنند

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

جدول(۳) تغییرات شاخص خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیارد دلار) سناریوهای مختلف تخصیص گاز طبیعی با تغییرات نرخ بهره

نرخ تنزیل (درصد)	تخصیص برای تزریق به میدان نفتی اهواز	تخصیص به پتروشیمی ها و صادرات محصولات	تخصیصی به تولید برق و صادرات آن	تخصیص به بخش حمل و نقل (CNG)	تخصیصی به صادرات	تخصیص به بخش خانگی برای جایگزینی با فراورده ها
۰	۵۰.۲-	۴۶.۴-	۳۸.۲-	۳۱.۱-	۲۱.۴-	۵.۳-
۱	۴۴.۱-	۴۱.۱-	۳۳.۷-	۲۸.۰-	۱۸.۸-	۴.۹-
۲	۳۸.۸-	۳۶.۴-	۲۹.۸-	۲۵.۳-	۱۶.۶-	۴.۶-
۳	۳۴.۳-	۳۲.۴-	۲۶.۴-	۲۲.۹-	۱۴.۶-	۴.۲-
۴	۳۰.۴-	۲۸.۹-	۲۳.۴-	۲۰.۸-	۱۳.۰-	۳.۹-
۵	۲۷.۰-	۲۵.۹-	۲۰.۹-	۱۹.۰-	۱۱.۵-	۳.۷-
۶	۲۴.۱-	۲۳.۲-	۱۸.۷-	۱۷.۳-	۱۰.۲-	۳.۴-
۷	۲۱.۶-	۲۰.۸-	۱۶.۷-	۱۵.۸-	۹.۱-	۳.۲-
۸	۱۹.۴-	۱۸.۸-	۱۵.۰-	۱۴.۵-	۸.۲-	۳.۰-
۹	۱۷.۵-	۱۶.۹-	۱۳.۵-	۱۳.۳-	۷.۳-	۲.۸-
۱۰	۱۵.۸-	۱۵.۳-	۱۲.۲-	۱۲.۲-	۶.۶-	۲.۶-
میانگین تغییرات شاخص به ازای یک واحد تغییرات نرخ تنزیل	3.44	3.11	2.6	1.89	1.48	0.27

در نمودار (۴) مقدار افت تولید در طول بیست سال آینده با ضریب افت تولید ۲ و ۵ درصد آمده است

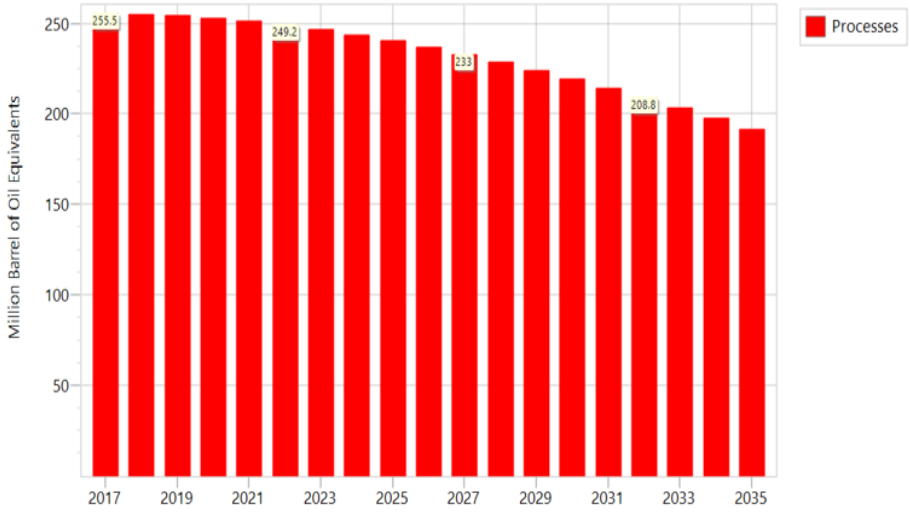


نمودار (۴) مقدار افت تولید در طول بیست سال آینده با ضریب افت تولید ۲ درصد (نمودار سمت راست) و ۵ درصد (نمودار سمت چپ)

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

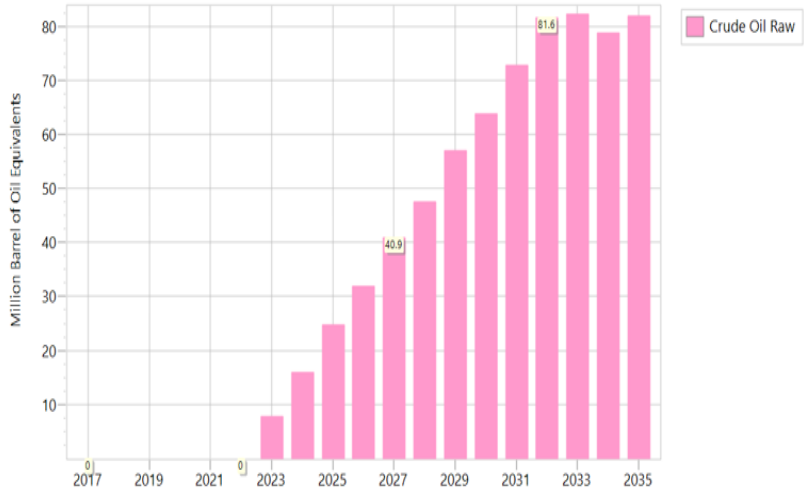
در صورت تزریق نکردن بموقع گاز با ضریب افت تولید ۲ درصد، مقدار تولید مخازن از میزان ۴۹۳.۲ هزار بشکه تولید روزانه فعلی (مربوط به دو مخزن آسماری و بنگستان) به حدود ۴۸۶.۴۰۰ هزار بشکه در سال ۱۴۱۸ خواهد رسید. حجم نفت دور از استحصال در طول بیست سال آینده، برابر با ۴۴.۶۷۶.۰۰۰ میلیون بشکه است. پیش‌بینی کاهش تولید حاصل از عدم تزریق با ضریب افت ۲ درصد در سال‌های ۱۴۰۱ تا ۱۴۱۸ حاکی از میانگین کاهش روزانه ۶۸۰۰ بشکه در روز و برابر با ۴۴.۶۷۶.۰۰۰ میلیون بشکه در دوره ۱۸ ساله خواهد شد. اگر میانگین قیمت نفت را ۵۰ دلار در نظر بگیریم معادل ۲.۲۳ میلیارد دلار از دست داده‌ایم. در صورت تزریق نکردن به موقع گاز با ضریب افت تولید ۵ درصد، 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 تزریق نکردن گاز، برابر با ۱۱۱.۸۲۱.۴۰۰ میلیون بشکه است. پیش‌بینی کاهش تولید حاصل از تزریق با ضریب افت ۵ درصد در دوره ۱۸ ساله حاکی از میانگین کاهش روزانه ۱۷۰۲۰ بشکه در روز در میدان نفتی اهواز می‌باشد که معادل ۱۱۱.۸۲۱.۴۰۰ میلیون بشکه می‌شود. اگر میانگین قیمت نفت را در این ۱۸ ساله ۵۰ دلار در نظر بگیریم معادل ۵.۵ میلیارد دلار از دست داده‌ایم. همانطورکه گفته شد، تخصیص گاز طبیعی برای تزریق به چاه های نفت پارس جنوبی دارای اولویت بالایی بوده و بویژه بازگردانی گازهای همراه نفت (بعد از فرآورش در NGL) به مخازن، منفعت آن حتی بیشتر هم خواهد شد. بررسی نتایج مدل نشان می دهد که میزان تولید نفت در مجموعه میدان نفتی اهواز در سال ۲۰۱۷ (۱۳۹۶) برابر ۲۵۵.۵ میلیون بشکه در سال (حدود ۷۰۰ هزار بشکه در روز) بوده که انتظار می‌رود میزان تولید به دلیل افت فشار مخازن بتدیج کاهش یافته و همانند نمودار(۵) به ۱۹۱.۶ میلیون بشکه (۵۲۵ هزار بشکه در روز) در سال ۲۰۳۵ شود.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]



نمودار (۵) روند تولید نفت خام از میدان نفتی اهواز در سناریوی مرجع

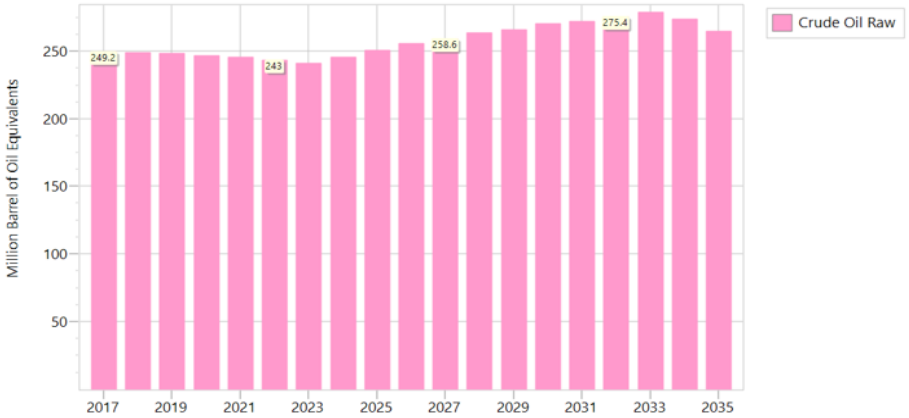
همانگونه که در نمودار ۶ نمایان است در اثر تزریق از سال ۲۰۲۳، بتدریج تولید نفت افزایش یافته و از ۲۱ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۲۳ (۱۴۰۲) به بیش از ۱۷۰ هزار بشکه در سال ۱۴۰۹ خواهد رسید که اوج تولید در سال ۱۴۱۲ برابر ۸۲ میلیون بشکه در سال (۲۲۵ هزار بشکه در روز) خواهد بود.



نمودار (۶) روند تولید نفت خام در نتیجه تزریق گاز طبیعی به مخازن نفتی اهواز

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

نمودار (۷) تلفیق تولید عادی میدان و تولید ناشی از تزریق را نشان می‌دهد. تولید اولیه میدان نفتی اهواز برابر ۱.۱ میلون بشکه در روز بوده است که با رخدادهای مختلفی به کمتر از ۷۰۰ هزار بشکه در روز کاهش یافته است. با انجام تزریق نه تنها تولید میدان افت نکرده بلکه افزایش نیز خواهد یافت که اوج آن مربوط به سال ۱۴۱۲ برابر ۷۶۳ هزار بشکه در روز خواهد بود. چه بسا با افزایش حجم تزریق بتوان میزان تولید نفت را حتی بیشتر هم نمود. حدود ۱۵ درصد از میزان گاز تزریقی مربوط به بازگردانی گازهای همراه نفت بوده و مابقی مربوط به گاز پارس جنوبی خواهد بود. با توجه به اینکه تزریق مستلزم افزایش فشار گاز طبیعی در کمپرسورهای بزرگ می‌باشد، بنابراین انتظار می رود میزان مصرف داخلی کمپرسورها برای فشارافزایی روزانه حدود ۰/۵۷۲ میلیون مترمکعب باشد. اگر بخواهیم تولید روزانه را از ۶۹۰ هزار بشکه به ۷۵۰ هزار بشکه افزایش دهیم به ترتیب به تزریق بین ۱.۵ تا ۲.۵ بیلیون فوت مکعب گاز در روز نیاز خواهیم داشت. در عین حال باید توجه داشت در گزینه‌های متفاوت، مدیریت آبهای همراه تولیدی مختلف خواهند بود. مسلماً نرخ تولید بیشتر، مستلزم حفاری تعداد معتنابهی چاه‌های جدید خواهد بود. افزایش نرخ تولید با توجه به اهداف تولید در کوتاه مدت میسر است، ولی افزایش تولید حاصل شده در بازیافت نهایی، نیاز به تزریق گاز دارد. متوسط نرخ تولید ۷۰۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته شده و برای رسیدن به آن ۳۶ حلقه چاه جدید و به تزریق گاز روزانه ۱.۵ بیلیون فوت مکعب مورد نیاز است. در این صورت تولید تجمعی تا سال ۱۴۱۸ برابر ۴۸۰۰۰ میلیون، تولید نهایی ۵۰۰۰۰ میلیون بشکه و ضریب بازیافت به ۳۵ درصد افزایش خواهد یافت.

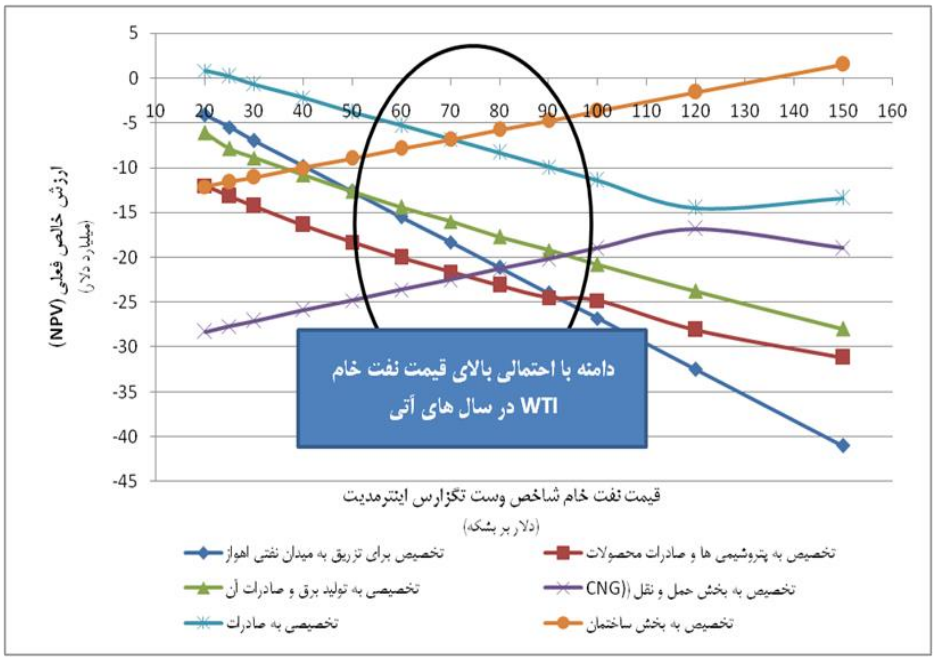


[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

نمودار (۷) تغییرات تولید نفت خام در میدان نفتی اهواز با انجام تزریق گاز طبیعی

تحلیل حساسیت نتایج مدل نسبت به قیمت نفت خام

تحلیل حساسیت نتایج مدل نسبت به قیمت نفت خام از مهمترین عامل تأثیرگذار بر سناریوهای تخصـیص گاز طبیعی (از جمله فاز ۱۳ پارس جنوبی) قیمت نفت خام اسـت. نمودار (۳) و جدول (۴) تغییرات شـاخص خالص ارزش فعلی (NPV) سـناریوهای مختلف تخصـیص گاز طبیعی با تغییرات قیمت نفت WTI[1] را نشان می‌دهد.



نموار (۳) تغییرات شاخص خالص ارزش فعلی (NPV) سناریوهای مختلف تخصیص گاز طبیعی با تغییرات قیمت نفت WTI

[1] West Texas Intermediate

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

جدول (۴) تغییرات شاخص خالص ارزش فعلی (NPV) سناریوهای مختلف تخصیص گاز طبیعی با تغییرات قیمت نفت WTI (میلیارد دلار)

قیمت نفت خام WTI (دلار بر بشکه)	تخصیص برای تزریق به میدان نفتی اهواز	تخصیص به پتروشیمی ها و صادرات محصولات	تخصیصی به تولید برق و صادرات آن	تخصیص به بخش حمل و نقل (CNG)	تخصیص به صادرات	تخصیصی به بخش خانگی برای جایگزینی با فراورده ها
20	-4.1	-12.0	-6.1	-28.3	0.80	-12.1
25	-5.5	-13.2	-7.9	-27.7	0.20	-11.6
30	-7.0	-14.3	-8.9	-27.1	-0.70	-11.1
40	-9.8	-16.4	-10.8	-25.9	-2.2	-10.0
50	-12.6	-18.3	-12.6	-24.8	-3.8	-9.0
60	-15.5	-20.0	-14.4	-23.6	-5.3	-7.9
70	-18.3	-21.6	-16.0	-22.5	-6.8	-6.9
80	-21.1	-23.1	-17.7	-21.3	-8.3	-5.8
90	-24.0	-24.5	-19.2	-20.2	-9.9	-4.8
100	-26.8	-24.8	-20.8	-19.0	-11.4	-3.7
120	-32.5	-28.1	-23.8	-16.8	-14.5	-1.6
150	-41.0	-31.2	-28.0	-19.0	-13.4	1.5
میانگین تغییرات شاخص به ازای یک واحد تغییرات قیمت نفت خام (میلیارد دلار)	-0.30	-0.15	-0.18	0.07	-0.11	0.11

افزایش قیمت نفت خام شاخص WTI در سال ۲۰۳۵ موجب دگرگونی در اولویت تخصیص گاز طبیعی برحسب معیار شاخص NPV خواهد شد. در قیمت‌های ۲۰ تا ۳۰ دلار بر بشکه، اولویت مصرف گاز طبیعی به ترتیب تخصیص به بخش حمل‌ونقل (CNG) بخش خانگی (جایگزینی فرآورده‌های نفتی)، پتروشیمی، تولید برق و صادرات آن، و تزریق به میدان نفتی اهواز می‌باشد. با افزایش قیمت نفت خام از ۴۰ تا ۸۰ دلار بر بشکه، اولویت تخصیص به ترتیب به پتروشیمی، تزریق به میدان نفتی، حمل‌ونقل، تولید برق و صادرات آن و نهایتاً به بخش‌های خانگی و صادرات دگرگون می‌شود. با قیمت‌های ۹۰ دلار بر بشکه نفت خام، گزینه مسلّم تزریق به چاه‌های نفت بوده و پتروشیمی، تولید و صادرات برق، حمل‌ونقل، صادرات گاز و در نهایت خانگی قرار می‌گیرد. از قیمت‌های ۱۲۰ دلار بر بشکه، اگرچه جذابیت تخصیص گاز به بخش‌های تزریق و پتروشیمی باز هم همچنان حفظ می‌شود؛ لیکن جذابیت صادرات مجدداً سیر نزولی خواهد یافت.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

همچنین تحلیل نتایج بیانگر آن است که با افزایش ۱ دلار بر بشکه قیمت نفت خام شاخص WTI در سال ۲۰۳۵، انتظار می‌رود به جذابیت تخصیص گاز طبیعی برای تزریق میدان‌های نفتی به اندازه ۰.۳۰ میلیارد دلار افزوده شود؛ این مقدار برای گزینه‌های پتروشیمی، تولید برق و صادرات آن، حمل‌ونقل، صادرات گاز و تخصیص به خانگی، به ترتیب برابر ۰.۱۵، ۰.۱۸، ۰.۰۷، ۰.۱۱، و ۰.۱۱ میلیارد دلار است. نکته قابل توجه این است که افزایش قیمت نفت خام تقریباً در تمام گزینه‌ها بجز گزینه تخصیص به بخش خانگی، باعث افزایش جذابیت می‌شود. در گزینه تخصیص به بخش خانگی، با افزایش هر دلار بر بشکه، جذابیت تخصیص به میزان ۰.۱۱ میلیارد دلار کاسته خواهد شد.

۶. نتیجه‌گیری

بر اساس نتایج حاصل از مطالعه، اولویت عرضه به متقاضیان جدید گاز طبیعی به ترتیب شامل تخصیص برای تزریق به میدان نفتی اهواز، تخصیص به پتروشیمی‌ها و صادرات محصولات، تخصیص به نیروگاه‌های تولید برق و صادرات آن، تخصیص به بخش حمل‌ونقل (CNG)، تخصیص به صادرات، تخصیص به بخش خانگی-تجاری برای جایگزینی با فرآورده‌ها ارزش افزوده بیشتری بدنبال خواهد داشت. با توجه به اینکه تزریق گاز به مخازن نفتی اهواز، موجب افزایش فشار مخازن آسماری ایلام و سروک، استحصال بیشتر نفت خام و صیانت از مخازن این میدان خواهد شد و از طرفی بخش عمده‌ای از گازهای تزریق شده مجدداً قابل استفاده خواهد بود و همچنین به واسطه رخ دادن کمبود گاز در تابستان به دلیل مصرف بالای برق، و در فصل سرد به دلیل استفاده بخش خانگی و تجاری و امکان برنامه‌ریزی برای تزریق گاز در فصول مختلف، در مجموع تزریق گاز طبیعی با مخازن میدان نفتی اهواز از جنبه‌ها و معیارهای مختلف اولویت خواهد داشت.

صنعت پتروشیمی دومین اولویت عرضه گاز طبیعی در قالب معیارهای تعریف شده می‌باشد. عرضه گاز به عنوان خوراک واحدهای پتروشیمی موجب تبدیل گاز طبیعی به محصولات با ارزش افزوده بیشتر شده، ضمن توسعه‌ی منطقه‌ای، رفاه اجتماعی به همراه دارد و به عنوان یکی از صنایع ویژه کشور که ارزآوری قابل توجه برای کشور دارد مطرح می‌باشد. نیروگاه‌های تولید برق و صادرات آن، از جمله مصرف کنندگان عمده هستند که تقریباً به صورت مستمر گاز دریافت می‌کنند و بواسطه نیاز کشور،

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

میزان حداکثر مصرف آنها در فصول گرم سال اتفاق می‌افتد و در زمستان مصرف کمتری دارند. این موضوع موجب پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز خواهد بود. ضمن اینکه با عرضه گاز طبیعی به نیروگاه‌ها استمرار جریان الکتریکی نیز حاصل شده و عایدی درآمد صادراتی برای کشور به همراه خواهد داشت. بخش حمل و نقل (CNG)، به عنوان چهارمین اولویت تخصیص بهینه در پژوهش تعیین شده است. مسأله پیچیده آلودگی هوای کلان شهرها که بر اثر عوامل مختلفی در چند دهه اخیر به شکل کنونی درآمده، نیازمند شناخت دقیق از عواملی است که موجب انتشار آن شده است. گاز به عنوان یک سوخت بدون سرب هیچ گونه اکسیدهای سولفور یا ذرات معلق تولید نمی‌کند. بطور متوسط استفاده از گاز طبیعی به عنوان سوخت میزان انتشار آلاینده‌های مختلف را به شدت کاهش می‌دهد. صادرات گاز طبیعی در صورت میسر شدن عقد قراردادها به صورت فصلی، به عنوان پنجمین اولویت در این پژوهش تعیین شده است. لحاظ نمودن معیارهایی از جمله منافع سیاسی کشور، حضور در بازارهای بین‌المللی و پایداری و استفاده بهینه از شبکه گاز، نقش صادرات گاز طبیعی به کشورهای همسایه را پررنگ نموده است. تخصیص به بخش خانگی-تجاری در این پژوهش در اولویت آخر قرار گرفته است. با توجه به اینکه اکثر شهرهای کشور تحت پوشش شبکه گازرسانی هستند، برنامه‌های جدید توسعه گازرسانی، عمدتاً شامل شهرهای فاقد توجیه و روستاها می‌شود؛ بنا بر معیارهای تعریف شده و نظر به اینکه مصرف واحدهای خانگی، تجاری فصلی بوده، و بالاترین هزینه‌های انتقال و توزیع گاز در این بخش است، این مسائل با پایداری شبکه گاز و استفاده بهینه از شبکه ناسازگار است؛ افزون بر اینها، تقابل با منافع اقتصادی ذینفعان طرف عرضه، و نیز عدم انعطاف پذیری در استفاده از انواع حامل‌های انرژی مصرفی، مواردی است که باعث می‌شود این گزینه کمترین اولویت را داشته باشد. سازگاری این یافته‌ها با پژوهش‌های پیشین، به ویژه مدل‌های بهینه‌سازی تخصیص گاز طبیعی و مطالعات مربوط به کاربرد تزریق گاز برای افزایش بازیافت نفت، تأیید می‌شود. بررسی‌ها نشان داده‌اند که تزریق گاز به مخازن نفتی نه تنها به استحصال بیشتر نفت کمک می‌کند بلکه امکان استفاده بهینه از منابع گازی را فراهم می‌آورد و در مدیریت تقاضا و عرضه گاز نقش مهمی دارد. همچنین نتایج مدل‌های برنامه‌ریزی خطی و برنامه‌ریزی چندهدفه، اولویت‌بندی مشابهی را برای اختصاص گاز به حوزه‌هایی مانند پتروشیمی‌ها، نیروگاه‌ها و بخش حمل و نقل توصیه کرده‌اند که در بهبود بهره‌وری اقتصادی و اجتماعی مؤثر است. بنابراین،

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

یافته‌های این مطالعه در چارچوب پژوهش‌های پیشین قرار گرفته و رویکرد تزریق گاز در میدان نفتی اهواز را به عنوان گزینه‌ای کلیدی در سیاست‌های تخصیص منابع گاز طبیعی تأیید می‌کنند. یافته‌های این تحقیق در چارچوب کلان سیاست انرژی ایران (تأکید بر صیانت از مخازن، ارزش‌افزوده گاز، و امنیت انرژی در زیر بخش‌های اقتصادی) قرار می‌گیرد، اما برای تکمیل، نیازمند توجه به ابعاد پایداری اقتصادی است که در اسناد بالادستی کشور بر آن تأکید شده‌است.

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

References

Alavi, A. (2018). Investigating the long-term optimal allocation pattern of Iran's natural gas using the hyperbolic discount rate method [PhD Thesis, Ferdowsi University of Mashhad]. (In Persian)

Azhdari, M., Sadafi, M. T., & Asareh, M. (2022). Optimizing the location of production and injection wells using parallel genetic algorithm in a case study. Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering, 41(2), 377–387. (In Persian)

Bakhtiar, H. (2015). Exploitation strategies for Iran's gas resources with the aim of optimizing economic benefits using the multi-criteria decision-making method [PhD Thesis, Sharif University of Technology]. (In Persian)

Contribution to the OSMOSYS forum. (2009). Open Source energy Modeling System: Documentation for OSMOSYS Model (Working Paper).

Fadilah, S. M. R., Adiwijaya, A., & Aditsania, A. (2019). Optimization of gas injection allocation to increase oil production using Gbest-guided artificial bee colony algorithm. Journal of Physics: Conference Series, 1192, Article 012049. https://doi.org/10.1088/1742-6596/1192/1/012049

Hasan, M. S., Tarequzzaman, M., Moznuzzaman, M., & Juel, M. A. A. (2025). Prediction of energy consumption in four sectors using support vector regression optimized with genetic algorithm. Heliyon, 11(2), e41765. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e41765

Heaps, C. G. (2020). Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system (Version 2014.0.1.29) [Computer software]. Stockholm Environment Institute. https://www.energycommunity.org

Ilchi, M., Sarafaraz, K., & Sadrnia, N. (2014). Pars South: A review of the development process and national experiences in Iran's largest gas field. Maks Nazar Publication. (In Persian)

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2006). 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, Vol. 2: Energy. Institute for Global Environmental Strategies. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp

Ismailnia, A. (2010). Determining Iran's export gas price based on shadow price using a linear programming approach. Quarterly Journal of Energy Economics Studies, 4(11), 71–108. (In Persian)

Javadi Fard, N., & Khadivi, S. (2021). Evaluation of water saving scenarios in the context of integrated energy and environmental management and its modeling using LEAP software (Case study: Energy system around the Jajrood River). Journal of Environmental Science and Technology, 23(8), 59–77. (In Persian)

López, S., Koç, U., Bakker, E., & Rahmani, J. (2019). Optimization of lift gas allocation using evolutionary algorithms. International Journal of Computer Applications Technology and Research. HAL hal-02275522. https://hal.science/hal-02275522v1

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]

Moradi, M. A., Ahmadi, S., & Amidpour, M. (2013). Developing a national-level energy demand model using the LEAP model builder. Journal of Energy Planning and Policy Research, 1(3), 51–82. (In Persian)

Ranani, M., Sharifi, A., Khoshakhlagh, R., & Dinmohammadi, M. (2008). Determining the priorities for the application of Iran's gas reserves (Study period: 2006-2031). Quarterly Journal of Economic Research (Growth and Sustainable Development), 9(3), 151–182. (In Persian)

Ranani, M., Sharifi, A., Khoshakhlagh, R., & Dinmohammadi, M. (2008). The opportunity cost of various uses of Iran's natural gas with emphasis on gas injection into oil reservoirs. Economic Research, 43, 119–150. (In Persian)

Razghandi, M., Dehghan, A. A., & Yousefzadeh, R. (2021). Application of particle swarm optimization and genetic algorithm for optimization of a southern Iranian oilfield. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11, 1781–1796. https://doi.org/10.1007/s13202-021-01125-1

Swisher, J. N., Jannuzzi, G. d. M., & Redlinger, R. Y. (1997). Tools and methods for integrated resource planning: Improving energy efficiency and protecting the environment. UNEP Collaboration Center on Energy and Environment, Riso National Laboratory.

U.S. Energy Information Administration (EIA). (2020). International Energy Outlook (IEO) 2024: Oil price forecasting. U.S. Department of Energy.

Yakut, E., & Özkan, E. (2020). Modeling of energy consumption forecast with economic indicators using particle swarm optimization and genetic algorithm: An application in Turkey between 1979 and 2050. The Journal of Operations Research, Statistics, Econometrics and Management Information Systems, 8(1), 1–15.

Zainalabedini, L., & Ameli, F. (2023). A review of studies on computational optimization methods for gas injection in artificial lift. Iranian Gas Journal, 10(2), 42–60. (In Persian)

[Downloaded from jemr.khu.ac.ir on 2026-06-27]