

شبیه‌سازی مسیر تولید و نقطه اوج تولید گاز از میادین مستقل دریایی

ایران و سناریوهای جریان درآمدی*

حانیه محمدعلی**، رسام مشرفی***

تاریخ پذیرش
۱۴۰۱/۰۸/۱۰

تاریخ دریافت
۱۴۰۱/۰۴/۰۹

چکیده:

نظریه هوبرت در سال ۱۹۵۶ برای نخستین بار تولید نفت ایالات متحده را بر روی منحنی زنگوله مانند نشان داد و در ادبیات اقتصاد انرژی مطرح گردید. این نظریه طول عمر، روند زمانی و نقطه اوج تولید از ذخایر هیدروکربوری را نشان می‌دهد. در این تحقیق تولید گاز از میادین مستقل گازی دریایی که در حدود ۶۰ درصد از کل تولید گاز طبیعی کشور را تامین می‌نمایند، شبیه‌سازی شد. برای جبران محدودیت‌های نظری الگوی هوبرت در خصوص در نظر نگرفتن پویایی در مقادیر ذخایر، روند تولید و تولید انباشتی از روش شناسی پویای سیستمی استفاده شد. از الگوی برای شبیه‌سازی مقادیر تولید و ارزش حال ثروت ملی گاز تولیدی از میادین مستقل دریایی استفاده شد. نتایج حاکی از آن است که در سناریوی پایه نقطه اوج تولید از میادین گازی مستقل دریایی در سال ۱۴۱۳ با میزان حداکثر تولید در ۲۲۶۳ میلیون متر مکعب در روز حداکثر پتانسیل ممکن از مخازن مستقل دریایی است و ارزش اقتصادی ثروت ملی گاز تولیدی از میادین مستقل دریایی ۱۳۵۴ میلیارد دلار به قیمت ثابت سال ۱۴۰۱ خواهد بود. نتایج نشان می‌دهد ادامه برداشت با نرخ رشد سالانه ۱۳٪ (میانگین سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۳۹۶) در بهترین شرایط تنها تا سال ۱۴۰۴ میسر است. هر یک درصد افزایش در نرخ بازیافت ۱۱ میلیارد دلار به ارزش حال اقتصادی طول عمر میدان می‌افزاید. نشت ۱۰ درصدی از ذخایر قابل برداشت ۸۷ میلیارد دلار خسارت اقتصادی به ثروت ملی وارد می‌کند.

کلید واژه‌ها: روش شناسی پویای سیستمی، شبیه‌سازی، نظریه نقطه‌ی اوج هوبرت.

طبقه‌بندی JEL: C61، C63، Q34، Q47.

* این مقاله از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم حانیه محمدعلی استخراج گردیده است.

** کارشناس ارشد اقتصاد دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

h.mohammadali@mail.sbu.ac.ir

*** استادیار گروه اقتصاد دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران

r-moshrefi@sbu.ac.ir

۱. مقدمه

تحقیقات در زمینه پیش‌بینی رشد تولید گاز طبیعی و تحلیل حساسیت تولید به متغیرهای اثرگذار بستری علمی برای توسعه اکتشاف و استخراج گاز فراهم می‌کند. تحقیقات علمی متعددی در زمینه تخمین میزان ذخایر و پیش‌بینی میزان تولید در مجامع دانشگاهی صورت گرفته است. به عنوان مثال در میان مطالعات مختلف می‌توان به روش چرخه عمر^۱ (عبدالله و حسن^۲، ۲۰۲۱)، روش سیستم خاکستری^۳ (رمضانپور و سیواکومار^۴، ۲۰۱۷) و روش شبکه های عصبی (کاراهان و آیواز^۵، ۲۰۰۶) اشاره کرد. اکثر تحقیقات در حوزه نفت و گاز ماهیت وجود نقطه اوج در ساختار تولید را که اولین بار توسط هوبرت^۶ (۱۹۵۶) در مورد تولید نفت در آمریکا مورد استفاده قرار گرفته بود را مورد تایید قرار داده اند (یو جی^۷، ۲۰۲۱). اما بسیاری تاکید دارند که الگوی هوبرت یک ساختار نامقید از تولید یک مخزن با مقدار ثابت ذخایر نهایی قابل استخراج^۸ (URR) است. کوالو^۹ (۲۰۰۴) به فروض و محدودیتهای الگوی هوبرت اشاره کرده است. بررسی کوالو نشان می‌دهد دلایل موفقیت الگوی هوبرت در پیش‌بینی دقیق تولید نفت در آمریکا بازار باثبات، رشد بالای تقاضا و دسترسی به میزان دقیق از ذخایر نهایی قابل استخراج بود. در واقع دلیل عدم موفقیت نسبی الگوی هوبرت در پیش‌بینی نقطه اوج در برخی دیگر از نقاط جهان عدم برقراری فروض لازم یعنی عدم وجود تقاضای باثبات و با رشد بالا و افزوده شدن قیود دیگر به فرآیند تولید (مانند قیود سیاسی و پیمانهای تجاری) و همچنین ریسک در مقدار ذخایر نهایی قابل استخراج اولیه بوده است. الگوی

-
1. Life cycle Method
 2. Abdullah and Hasan
 3. Grey System Method
 4. Ramezaniapour and Sivakumar
 5. Karahan and Ayvaz
 6. Hubbert
 7. Yu, G
 8. Ultimate Recoverable Reserves
 9. Cavallo

هوبرت به دلیل در نظر نگرفتن پویایی در ذخایر، روند تولید و تولید انباشتی ممکن است نتایج نادرست ارائه دهد. به خصوص کشف ذخایر جدید باعث می‌شود که تخمین اولیه ذخایر درجا نادرست یا در بهترین حالت به سختی قابل تایید باشد (مورهاوس، ۱۹۹۷).

از نظر تئوریک در این مقاله برای ایجاد امکان پویایی و بررسی تاثیر تغییر مفروضات در نتیجه نهایی نقطه اوج از روش دینامیک سیستمی برای توسعه الگوی هوبرت استفاده می‌شود.

تولید گاز از میدان پاس جنوبی که بزرگترین میدان گازی ایران است، به عنوان الگوی تجربی در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. انتخاب میدان پارس جنوبی به دو دلیل است. دلیل اول انطباق بیشتر عملکرد این میدان با مفروضات اساسی الگوی هوبرت است و دلیل دوم اهمیت ویژه این میدان در ساختار تولید و برنامه ریزی گاز ایران است.

تولید باثبات در میدان پارس جنوبی به دلیل ماهیت مشترک میدان همواره مورد توجه بوده است. مطابق نظر کاوالو یک از پیش شرط های موفقیت الگوی هوبرت تولید باثبات است. از سوی دیگر نرخ رشد تقاضای گاز به طور عام و از میدان گازی پارس جنوبی به طور خاص در دهه های گذشته همواره بالا بوده است. وجود تقاضای بالا (رشد تقاضا و برداشت) نیز با پیش نیازهای الگوی هوبرت سازگار است.

دلیل کاربردی اهمیت الگوسازی میدان پارس جنوبی اهمیت ویژه آن برای برنامه ریزی تولید گاز و وابستگی اقتصاد ایران به منابع انرژی و کشش پذیری پایین در مصرف است (ورهرامی و همکاران، ۱۳۹۳). گاز مهمترین انرژی اولیه در تراز انرژی کشور است و نزدیک به ۶۷.۶ درصد از کل عرضه انرژی ایران را در سال ۱۳۹۸ تامین کرده است (ترازنامه انرژی کشور، ۱۳۹۸).

در عرصه جهانی، سهم گاز در انرژی های اولیه همچنان در حال افزایش است و به

رکورد ۲۴.۷ درصد رسیده است (بی.پی.^۱، ۲۰۲۱). البته در سال های اخیر شتاب برای عبور از سوخت های فسیلی به خصوص ذغالسنگ و نفت بیشتر شده است. در کنفرانس تغییرات اقلیمی سازمان ملل متحد ۲۰۲۱ با نام کوپ۲۶^۲، ۲۳ اقتصاد بزرگ جهان " بیانیه جهانی انتقال از زغال سنگ به انرژی های پاک "۳ را پذیرفته اند که بیانگر تسریع حرکت به سوی افزایش سهم انرژی های تجدیدپذیر است. اما برای بسیاری از کشورها در حال حاضر تنها راه عملی کاهش انتشار کربن استفاده از گاز به جای ذغالسنگ است. همین مساله باعث افزایش میزان تجارت گاز در غالب خط لوله و LNG در جهان شده است (بی.پی، ۲۰۲۱).

نقش کلیدی گاز در اقتصاد ایران و اهمیت رو به تزاید آن در عرصه جهانی ضرورت برنامه ریزی دقیق در کشور را ایجاب می کند. اولین ضرورت برنامه ریزی بررسی شرایط مخازن گاز و چشم انداز تولید آن با توجه به محدودیت ها، ظرفیت ها است. به عبارت دیگر پیش از برنامه ریزی برای توسعه تجارت گاز چه از طریق خطوط لوله موجود یا توسعه خطوط لوله صادراتی، تصمیم گیری برای توسعه تاسیسات مایع سازی گاز و یا حتی توسعه تولید انرژی محور برپایه استفاده داخلی از منابع گاز کشور باید ظرفیت سنجی تولید از منابع گاز مورد توجه قرار گیرد.

تاکید بر ذخایر قابل توجه گاز در کشور باعث شده است که در برنامه ریزی اقتصادی در حوزه انرژی چشم انداز تولید گاز بسیار قابل توجه و تقریباً بدون محدودیت تلقی شود که تنها نیاز به سرمایه گذاری دارد. اما با توجه به ماهیت پایان پذیر بودن انرژی های فسیلی و محدودیت های فنی و زمین شناسی برداشت از مخازن گازی، مهمترین سوالی که مطرح می شود این است میزان حداکثر گاز تولیدی از مخازن کشور در بهترین وضعیت چه میزان می تواند باشد؟ ارزش اقتصادی ثروت ملی ذخایر گازی قابل تولید کشور چه

1. BP, The British Petroleum Company plc.
2. UN Climate Change Conference (COP26)
3. Global Coal to Clean Power Transition Statement

میزان است. در این تحقیق تلاش می‌شود به این پرسش‌ها در خصوص میادین مستقل گازی دریایی، که بخش عمده تولید گاز در کشور را تامین می‌نماید، پاسخ داده شود. در ادامه پس از مرور مختصری بر ساختار فعلی ذخایر گاز کشور، مبانی نظری و ادبیات موضوع در خصوص الگوسازی نظریه هوبرت و همچنین روش‌شناسی پویایی سیستم‌ای ارائه می‌شود پس از آن الگوی پویایی سیستمی تولید از مخازن گازی دریایی کشور تدوین و با شبه‌سازی آن زمان بروز نقطه اوج و مقدار حداکثر قابل برداشت از میادین مستقل دریایی گازی کشور و همچنین ارزش حال اقتصادی گاز قابل تولید در سناریو پایه با ادامه وضعیت موجود و نیز تحت چند سناریوی دیگر بررسی می‌شود.

۲. ساختار فعلی بخش گاز کشور

ایران از نظر ذخایر گاز اثبات شده پس از روسیه در رده دوم جهانی قرار دارد (بی.پی^۱، ۲۰۱۹). جدول زیر ترکیب ذخایر گازی ایران را بر اساس آخرین گزارش ترازنامه هیدروکربوری کشور به طور خلاصه نشان می‌دهد:

جدول (۱). وضعیت ذخایر گازی کشور در انتهای سال ۱۳۹۶ (واحد: تریلیون متر مکعب)

مناطق	نوع	ذخیره		کل تولید اثباتی			قابل استحصال		
		درجای اولیه ^۱	ذخیره نهایی	تا پایان ۱۳۹۵	تا پایان ۱۳۹۶	درصد تغییر	پایان سال ۱۳۹۵	پایان سال ۱۳۹۶	درصد تغییر
خشکی	همراه و کلاک	۱۴/۴۱	۸/۱۲	۱/۹۶	۱/۹۹	۱/۸۱	۶/۲۵	۶/۱۳	-۱/۶۵
	مستقل	۹/۱۵	۹/۴۳	۱/۷۹	۱/۸۷	۴/۷۶	۷/۵۴	۷/۵۶	-۰/۵۴
	جمع	۲۳/۵۶	۱۷/۵۵	۳/۷۵	۳/۸۶	۳/۲۲	۱۳/۷۹	۱۳/۶۹	-۰/۴۵
دریایی	همراه و کلاک	۱/۳۵	۰/۵۲	۰/۲۵	۰/۲۶	۴/۳۸	۰/۲۶	۰/۲۶	۰/۳۷
	مستقل	۲۵/۶۲	۲۰/۶۵	۱/۰۸	۱/۲۷	۱۷/۹۱	۱۹/۷۷	۱۹/۳۸	-۱/۷۰
	جمع	۲۶/۹۷	۲۱/۱۷	۱/۲۳	۱/۵۳	۱۵/۳۵	۲۰/۰۳	۱۹/۶۴	-۱/۶۳
جمع کل کشور		۵۰/۵۳	۳۸/۷۲	۵/۰۸	۵/۳۹	۵/۱۲	۳۳/۸۲	۳۳/۳۳	۱/۸۶

منبع: ترازنامه هیدروکربوری کشور ۱۳۹۶

توجه: میزان نرخ بازیافت مخازن (RF) بر مبنای جدول فوق بر اساس رابطه زیر محاسبه می شود (استوییان و تلفورد، ۱۹۶۶؛ یونگ و همکاران، ۲۰۲۲)

$$RF \text{ (fraction)} = (IG - RG) / IG$$

که در آن IG مقدار اولیه ذخایر درجا و RG مقدار باقیمانده (ذخایر غیرقابل استخراج) در مخزن است. در واقع ذخایر باقیمانده ذخایری است که با نرخ اقتصادی قابل برداشت نیست و به نوعی ذخایر از دست رفته است.

گاز غنی در ایران از سه نوع مخزن متفاوت استخراج می شود که عبارت است از: گاز تولیدی از مخازن گازی مستقل، گاز تولیدی از کلاهدک مخازن نفتی و گاز تولیدی همراه نفت.

همانطور که جدول (۱) نشان می دهد، مخازن گازی مستقل دریایی بیشترین سهم را در تراز ذخایر کشور دارند. از مخازن مستقل تنها گاز استخراج می شود، در حالیکه میزان تولید در گاز همراه نفت و کلاهدک، وابسته به میزان تولید نفت خام و وضعیت مخازن نفتی است. بدیهی است تجمیع رفتار مخازن گازی به ویژه تجمیع رفتار مخازن گازی مستقل دریایی با مخازن گازی وابسته به نفت (مخازن گازی همراه و کلاهدک)، سبب کاهش قدرت توضیح دهندگی الگو می شود، به همین دلیل در این مقاله تولید گاز از میادین مستقل دریایی گازی مورد بررسی قرار می گیرد. جدول (۲) روند تولید گاز غنی در مناطق خشکی و دریایی در سال های اخیر را نشان می دهد.

با بررسی مقادیر تولید گاز غنی از میادین مختلف گازی کشور می توان دریافت که با رشد متوسط سالیانه حدود ۱۳ درصد، بیشترین سهم تولید گاز مربوط به میادین گازی مستقل دریایی است، این امر اهمیت بررسی این میادین را نمایان می سازد و همچنین سازگاری شرایط تولید در این میدان با پیش فرض الگوی هوپرت از نظر تولید باثبات و رشد تقاضا را نشان می دهد.

جدول (۲). روند تولید گاز غنی در مناطق خشکی و دریایی در سال های ۱۳۸۶-۱۳۹۶ (واحد:

میلیون مترمکعب در روز تقویمی)

شرح	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶
مناطق خشکی											
گاز همراه خشکی	۷۷/۸	۷۷/۵	۷۶/۷	۷۹/۴	۷۸/۹	۵۸/۳	۵۷/۴	۶۰/۲	۶۱/۵	۷۹/۰	۸۵/۰
گاز گنبدی و سازندی	۳۹/۴	۳۶/۰	۳۵/۸	۳۱/۹	۳۱/۹	۳۱/۹	۳۰/۵	۲۸/۸	۲۸/۷	۲۷/۵	۲۷/۸
گاز مستقل خشکی	۲۴۱/۷	۲۴۸/۶	۲۶۷/۵	۲۶۵/۵	۲۶۲/۹	۲۶۸/۱	۲۵۹/۳	۲۶۱/۵	۲۴۸/۲	۲۲۳/۵	۲۱۱/۳
جمع تولید	۳۵۸/۹	۳۸۲/۱	۳۷۲	۳۸۰/۷	۳۷۱/۸	۳۵۸/۲	۳۴۷/۱	۳۵۰/۳	۳۲۸/۳	۳۳۰	۳۲۴
مناطق دریایی											
گاز مستقل دریایی	۱۲۴/۴	۱۴۶/۴	۱۸۶/۱	۲۱۳/۰	۲۳۴/۵	۲۴۵/۰	۲۶۸/۸	۳۱۳/۳	۳۶۴/۷	۴۲۱/۴	۵۰۳/۸
گاز همراه دریایی	۲۲/۴	۲۳/۴	۲۳/۷	۲۳/۸	۲۴/۹	۱۹/۰	۱۹/۰	۱۸/۳	۱۵/۸	۱۷/۶	۱۷/۱
جمع تولید	۱۴۶/۸	۱۶۹/۸	۲۰۹/۸	۲۳۶/۸	۲۵۹/۴	۲۶۴	۲۸۷/۸	۳۳۱/۵	۳۸۰/۵	۴۴۹	۵۳۰/۹
جمع مناطق خشکی و دریایی	۵۰۵/۷	۵۵۱/۹	۵۸۲/۷	۶۱۷/۴	۶۳۱/۱	۶۲۲/۲	۶۳۴/۸	۶۸۱/۸	۷۱۸/۹	۷۷۹	۸۴۴/۹

منبع: ترازنامه هیدروکربوری کشور ۱۳۹۶

۳. مبانی نظری

به طور کلی منابع انرژی به دو دسته تقسیم شده اند: منابع تجدیدپذیر (پایان ناپذیر) و منابع تجدیدنپذیر (پایان پذیر)^۱. منابع پایان پذیر، منابعی هستند که سرعت بازیابی آن ها در طبیعت به قدری کند است که می توان در الگوسازی بهره برداری از آن ها، مقدار ذخایر آن را ثابت، در نظر گرفت.

هتلینگ^۲ اولین کسی بود که نرخ بهینه برداشت از منابع را مورد بررسی قرار داده است. نظریه هتلینگ متمرکز بر الزام اقتصادی برای تعیین نرخ برداشت از منبع پایان پذیر بود و محدودیت های فنی تولید را در نظر نمی گرفت.

اولین نظریه ای که مسیر تولید و نقطه اوج برداشت از منابع پایان پذیر را از زاویه توان تولید میدان مورد بررسی قرار داده است، نظریه نقطه ی اوج هوبرت است. ماریون کینگ هوبرت در سال ۱۹۵۶، مقاله ای را ارائه کرد که در آن تولید نفت ایالات متحده را

1. Depletable or Exhaustible Resources
2. Hotelling

بر روی منحنی زنگوله مانند نشان داد. چالش موجود در تئوری هوبرت برای تعیین پارامترها و متغیرهای الگوی است و با در نظر گرفتن اطلاعات در دسترس و تعیین دقیق پارامترها و متغیرهای الگوی، می توان به پیش بینی های نزدیک به واقعیت و قابل اتکا دست یافت.

«نقطه ی اوج تولید» در واقع اصطلاحی است که برای نقطه ای به کار می رود که تولید با شکل منحنی U واژگون یا مانند ناقوس به حداکثر میزان خود رسیده و پس از آن سیر نزولی را طی می نماید. دیفیز^۱ (۲۰۰۵) معادلات ریاضی منحنی هوبرت را به صورت زیر تلخیص نموده است:

$$\frac{dQ}{dt} = P_t = a\left(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}}\right)Q_t \quad (۳)$$

که در آن میزان تولید سالانه از مخزن با P_t ، میزان برداشت انباشتی از مخزن با Q_t و ذخیره نهایی مخزن با Q_{max} نشان داده می شود.

شکل دیگری از معادله هوبرت توسط کلربوت و مویر^۲ (۲۰۰۵) به صورت زیر ارائه گردیده است.

$$P_t = Q_{max}a \frac{1}{(e^{-(a/2)(\tau-t)} + e^{(a/2)(\tau-t)})^2} \quad (۴)$$

در این معادله τ سالی است که نقطه ی اوج اتفاق می افتد و معادله در نقطه ی $t = \tau$ به طور مجانبی کاهش می یابد (یا افزایش می یابد) به صورت نمایی به سمت حداکثر خود عمل می کند.

معادله هوبرت در تمام اشکال به صورت یک تابع لجستیک^۳ است و با دامنه صفر تا Q_{max} تعریف می گردد.

$$Q_t = \frac{Q_{max}}{1 + e^{a(\tau-t)}} \quad (۵)$$

1. Deffeyes
2. Claerbout and Muir
3. Logistic Function

۴. ادبیات تجربی

با توجه به اهمیت موضوع و نقش کلیدی انرژی در اقتصاد، به شکل تجربی مطالعات متعددی در کشورهای مختلف در خصوص پیش‌بینی مقدار تولید از مخازن نفتی و گازی صورت گرفته است. همچنین به دلیل ماهیت دیفرانسیلی معادله هوبرت، روش پویایی سیستمی^۱ که ماهیتی بر مبنای حل عددی معادلات دیفرانسیلی دارد در شبه‌سازی الگوی تولید مخازن پایان پذیر در دهه های اخیر مورد توجه قرار گرفته است.

یکی از اولین الگوهای پویای سیستمی که بهره‌برداری از منابع انرژی را در قالبی تفکیک شده مورد بررسی قرار داده، الگوی کشف و تولید گاز طبیعی است که توسط نیل^۲، بر پایه ی تئوری دوره‌ی عمر مخزن که توسط هوبرت ارایه شده تدوین یافته است (نیل، ۱۹۷۲). به منظور کاهش مشکلات زیست محیطی و حل مشکل کمیابی انرژی، دولت چین از سال ۲۰۰۹ شروع به بهره برداری و توسعه گاز شیل کرده است. در این راستا مطالعات متعددی در حوزه انرژی و اثر فناوری بر بازار گاز شیل در چین در این کشور انجام شده است (یونا و همکاران^۳، ۲۰۱۵). در مطالعه دیگری تولید و مصرف گاز طبیعی چین براساس الگوی چرخه ترکیبی هوبرت بر اساس چندین سناریوی مختلف الگوسازی شده است که با یک الگوی کوچک با روش GM^۴ برای پیش‌بینی مصرف گاز طبیعی با داده‌هایی با تعداد مختلف ارائه شده است (وانگ و همکاران^۵، ۲۰۱۶). شاو و همکاران در مقاله‌ای به تجزیه و تحلیل پویای سیستمی از سرمایه‌گذاری، فناوری و سیاست‌های تأثیرگذار بر اکتشاف و بهره برداری از گاز طبیعی در چین

-
1. System Dynamics
 2. Naill
 3. Yunna et al.
 4. Grey Model
 5. Wang et al.

پرداختند (شاو و همکاران^۱، ۲۰۱۷). در مقاله‌ای دیگر نیز براساس الگوسازی و پیش‌بینی سناریو سیستم تقاضای گاز طبیعی کشور چین با روش دینامیکی سیستم، پیش‌بینی می‌شود که کل تقاضا برای گاز طبیعی در سال به طور پیوسته افزایش یابد و در سال ۲۰۳۵ به ۴۵۰۰ میلیارد متر مکعب خواهد رسید (میو و همکاران^۲، ۲۰۱۸). در مطالعه موردی استان هونان چین به پیش‌بینی بلندمدت تقاضای انرژی و ارزیابی عدم اطمینان با داده‌های محدود برای شهرهای وارد کننده انرژی پرداخته شد. نتایج مطالعه حاکی از افزایش کل تقاضای انرژی است این در حالیست که سرعت رشد به تدریج تحت هر سناریو کاهش می‌یابد (ری چن و همکاران^۳، ۲۰۱۹).

در ایران نیز مطالعاتی به بهره‌برداری از نظریه هوبرت در سناریو سازی تولید حداکثر ممکن از میدان‌های گازی کشور پرداخته‌اند. شرافت جهرمی و مشرفی در اولین مطالعه در حوزه گاز با رویکرد دینامیک سیستمی، به بررسی تولید گاز از میدان مستقل دریایی پرداختند. در این مطالعه در شبیه‌سازی پایه، نقطه‌ی اوج برداشت سال ۱۴۱۲ و با حداکثر تولید ۲۳۵۰ میلیون مترمکعب در روز تخمین زده شده است و در سناریوهایی میزان تولید در دامنه ۱۴۰۹ تا ۱۴۳۰ تغییر می‌یابد.

حسینی و همکاران در سال ۲۰۱۴ در مطالعه‌ای به روش دینامیک سیستمی به بررسی میزان اوج تولید نفت ایران پرداخته‌اند. در این مطالعه نقطه اوج تولید نفت سال ۲۰۳۵ تا ۲۰۴۲ و مقدار حداکثر آن ۳۰۲۷۸ میلیارد بشکه (۹ میلیون بشکه در روز) در سال تخمین زده شده است.

در الگوسازی دیگری در جهت تجزیه و تحلیل سیستم اقتصاد انرژی ایران با استفاده از یک الگوی پویای سیستمی نشان داده شد که برای بهبود در رفتار سیستم، ایران نیازمند اجرای همزمان تخصیص سهم بیشتری از گاز تولید شده در داخل برای تزریق

1. Xiao et al.
2. Mu et al.
3. Chen et al.

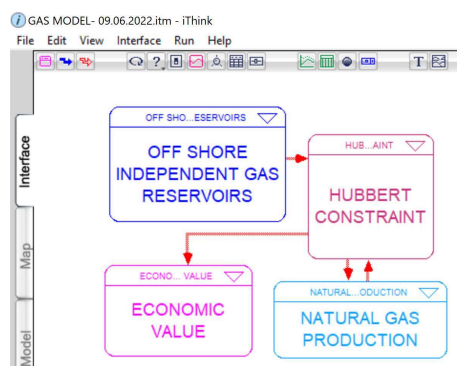
به چاه های نفت، صرفه جویی در مصرف داخلی انرژی و محدود کردن واردات آن، افزایش سرمایه‌گذاری در زمینه توزیع و مصرف گاز طبیعی به منظور افزایش سهم بازار داخلی آن نسبت به حامل های دیگر انرژی و تلاش در جهت بهبود روابط سیاسی بین المللی ایران است (پورمعصومی و همکاران، ۱۳۸۹). در پژوهشی دیگر با طراحی الگوی سیاستگذاری انرژی در صنعت نفت و گاز نشان داده شد که افزایش قیمت گاز باعث کاهش مصرف کلی گاز در کشور می‌شود و نیز زمانی تزریق گاز به میادین نفتی برای کشور ایجاد ارزش می‌کند که سهم ایران در اوپک افزایش یابد (محقر و همکاران، ۱۳۹۱) در مقاله‌ای تحت عنوان "طراحی یک الگوی دینامیک (شامل سه زیر سیستم اکتشاف، تولید و مصرف و تقاضا) برای تدوین سیاست های صنعت گاز ایران با استفاده از رهیافت پویایی شناسی سیستم " به ارزیابی وضعیت فعلی صنعت گاز ایران و تدوین سیاست های مناسب برای رسیدن به اهداف سند چشم انداز (ایران ۱۴۰۴) پرداخته است (صمدی و عبدی زاده، ۱۳۹۲). در مقاله دیگری صمدی و امامی میبیدی به بررسی تاثیر گسترش منابع گازی نامتعارف بر تولید گاز طبیعی ایران مبتنی بر رویکرد پویایی شناسی سیستم پرداخته شده است (صمدی و امامی میبیدی، ۱۳۹۴). در مطالعه‌ای با شبه‌سازی تولید نفت شیل به رویکرد پویایی سیستم الگوی پیشنهادی این پژوهش تحت سناریوهای چندگانه قیمت، تکنولوژی و منابع، نقطه ی اوج تولید نفت شیل آمریکا و سهم آن در بازار تا سال ۲۰۳۵ تعیین می‌کند (فضل اله تبار و همکاران، ۱۳۹۶).

در جمع‌بندی همانطور که مشاهده می‌شود مطالعات متعددی در زمینه پیش‌بینی نقطه اوج تولید گاز در داخل و خارج با استفاده از روش هوبرت انجام شده است. در این مقاله برای اطمینان از سازگاری الگوسازی با مفروضات هوبرت تمرکز بر رفتار مخازن گازی مستقل است که در دهه اخیر تحقیقی به آن پرداخته است. با توجه به تحولاتی که در زمینه سرمایه‌گذاری در تولید گاز در میدان پارس جنوبی در دهه اخیر صورت گرفته است، روزآمدسازی الگوی پیش‌بینی از یک سو و افزودن جنبه درآمدی استخراج

گاز زمینه نوآوری تحقیق حاضر است.

۵. تدوین الگوی تولید گاز از میادین مستقل دریایی

تولید گاز طبیعی و به طور کل بهره‌برداری از مخازن فسیلی تابع میزان ذخایر موجود، کیفیت مخزن و سرمایه‌گذاری‌های صورت گرفته است. ساختار کلان تولید گاز از میادین مستقل همانطور که در نمودار زیر دیده می‌شود از چهار بخش کلی شرایط مخزن (OFF SHORE INDEPENDENT GAS RESERVOIRS)، توان تولید بر اساس الگوی هوبرت (HUBBERT CONSTRAINT)، تولید عملی گاز از میادین (NATURAL GAS PRODUCTION) و ارزش اقتصادی گاز تولیدی (ECONOMIC VALUE) تشکیل شده است.



نمودار (۱). ساختار کلان تولید گاز از مخازن گازی مستقل دریایی بر اساس الگوی هوبرت

منبع: خروجی لایه کاربردی نرم افزار Ithink9

به منظور شبیه‌سازی تولید گاز ابتدا باید میزان نهایی قابل استخراج از مخازن گازی مستقل دریایی شبیه‌سازی گردد، کل میزان قابل بازیافت گاز حاصل ضرب ضریب بازیافت مخازن گازی مستقل دریایی و میزان ذخایر درجای گاز در مخازن مستقل دریایی خواهد بود. میزان کل ذخایر موجود گاز طبیعی در میادین مستقل دریایی برای

سال پایه شبهه‌سازی الگو (سال ۱۳۹۰) حدود ۲۶ میلیارد متر مکعب است (جدول ۱). با توجه اطلاعات موجود از میزان ذخایر و میزان تولید ممکن از مخازن گازی کشور (جدول ۱ و جدول ۲) میزان میانگین نرخ بازیافت مخازن گازی مستقل دریایی کشور حدود ۷۷ درصد است.

برای محاسبه نرخ بازیافت از رابطه زیر و اطلاعات ارایه شده در جدول ۱ استفاده شده است.

میزان نرخ بازیافت مخازن^۱ بر مبنای جدول فوق بر اساس رابطه زیر محاسبه می‌شود (استوییان و تلفورد^۲، ۱۹۶۶؛ یونگ و همکاران، ۲۰۲۲):

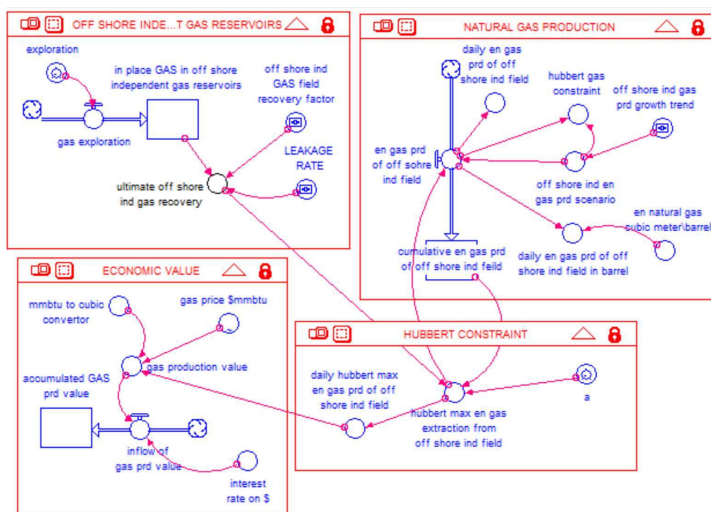
$$RF(\text{fraction}) = \frac{(IG - RG)}{IG} \quad (۴)$$

که در آن IG مقدار اولیه ذخایر درجا^۳ و RG مقدار باقیمانده (ذخایر غیرقابل استخراج) در مخزن^۴ است. در واقع ذخایر باقیمانده ذخایری است که با نرخ اقتصادی قابل برداشت نیست و به نوعی ذخایر از دست رفته^۵ است.

نمودار (۲) روابط تفصیلی در درون هر یک از بخشهای ارایه شده در نمودار (۱) را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود، میزان ذخایر درجای گاز در مخازن مستقل دریایی از جریانهای اکتشاف متأثر می‌شود و میزان نهایی قابل استخراج از مخازن گازی مستقل دریایی نیز تحت تاثیر جریانهای نشتی از مخازن گازی خواهد بود که در شبهه‌سازی پایه الگو این دو جریان بر روی صفر تنظیم می‌شود. در حقیقت الگوی پویای تحقیق توان پذیرش سناریوهای مختلف احتمالی بر روی نرخ اکتشاف و نشت را دارد. نشتی از مخازن گاز در هر جای کشور هم به دلایل فنی می‌تواند بروز یابد و هم بحث مخازن مشترک گازی با کشورهای همسایه به خصوص در

-
1. Recovery Factor
 2. Stoian and Telford
 3. Initial Gas in place
 4. Gas remaining in reservoir
 5. Reservoir Loss

پارس جنوبی می‌تواند مصداق حضور نشت در ذخایر گازی کشور تلقی شود.



نمودار (۲). ساختار پویای سیستم تولید گاز از مخازن مستقل دریایی بر اساس الگوی هوبرت

منبع: خروجی لایه کاربردی نرم افزار Ithink9

توضیحات	نام متغیر	نوع متغیر
میزان ذخایر درجای گاز در مخازن گازی مستقل دریایی	In place GAS in off shore independent gas reservoirs	انباره
ضریب بازیافت مخازن گازی مستقل دریایی	off shore ind GAS field recovery factor	مبدل
نرخ اکتشاف ذخایر گازی مستقل دریایی	exploration	مبدل
زمان اکتشاف ذخایر گازی مستقل دریایی (سال)	time of exploration	مبدل
جریان اکتشاف ذخایر گازی مستقل دریایی	gas exploration	جریان
نرخ جریان نشتی از مخازن گازی مستقل دریایی	LEAKAGE RATE	مبدل
میزان نهایی قابل استخراج از مخازن گازی مستقل دریایی	ultimate offshore ind gas recovery	مبدل
حداکثر میزان تولید بر اساس الگوی هوبرت از مخازن گازی مستقل دریایی	hubbert max en gas extraction from offshore ind field	مبدل

نوع متغیر	نام متغیر	توضیحات
مبدل	daily hubbert max en gas prd of off shore ind field	حداکثر میزان تولید روزانه بر اساس الگوی هوبرت از مخازن گازی مستقل دریایی
مبدل	a	ضریب نرخ رشد داخلی استخراج برای مخازن گازی مستقل دریایی بر اساس الگوی هوبرت
جریان	en gas prd of off shore ind field	میزان تولید گاز غنی از مخازن گازی مستقل دریایی
انبار	cumulative en gas prd of offshore ind feild	میزان تولید انباشتی گاز غنی از مخازن گازی مستقل دریایی
مبدل	daily en gas prd of off shore ind field	تولید روزانه گاز از مخازن گازی مستقل دریایی
مبدل	offshore ind en gas prd scenario	سناریو تولید گاز از مخازن گازی مستقل دریایی
مبدل	off shore ind gas prd growth trend	روند نرخ رشد تولید گاز از مخازن گازی مستقل دریایی
مبدل	daily en gas prd of off shore ind field in barrel	تولید روزانه گاز از مخازن گازی مستقل دریایی به واحد بشکه نفت خام
مبدل	en natural gas cubic meter\barrel	ضریب تبدیل متر مکعب به معادل بشکه نفت خام
مبدل	Gas price \$mmbtu	قیمت گاز به ازای هر میلیون btu
مبدل	Mmbtu to cubic_convertor	مبدل میلیون btu به مترمکعب
جریان	Inflow of gas prd_value	میزان ارزش تولید گاز به دلار
انبار	Accumulated GAS prd value(t)	ارزش انباشتی تولید گاز به دلار
مبدل	Interest rate on \$	نرخ تنزیل بر دلار

پس از الگوسازی میزان نهایی قابل استخراج، تدوین الگوی تولید هوبرت انجام می‌گیرد. میزان کل ذخیره گاز مستقل دریایی قابل بازیافت، میزان تولید انباشتی مخازن گاز مستقل دریایی کشور تا سال پایه ی شبهه‌سازی (سال ۱۳۹۶) و نرخ رشد ذاتی تولید مخازن گاز (پارامتر a) که پارامتری است که بر اساس ظرفیت قابل

برداشت از مخازن نفتی و گازی محاسبه می‌شود^۱، برای تعیین میزان حداکثر قابل برداشت مورد نیاز است. بر این مبنا مقدار حداکثر تولید مخازن گازی مستقل کشور بر اساس الگوی هوبرت (رابطه شماره ۳) بر اساس روابط زیر محاسبه می‌شود.

$$hubbert\ max\ en\ gas\ extraction\ from\ offshore\ ind\ field = (1 - cumulative\ en\ gas\ prd\ of\ offshore\ ind\ field / ultimate\ offshore\ ind\ gas\ recovery) * cumulative\ en\ gas\ prd\ of\ offshore\ ind\ feild * a$$

البته ممکن است تولید حداکثر هوبرت، در عمل اتفاق نیافتد. در عمل معمولاً کمتر از میزان حداکثر ممکن از مخازن گاز برداشت صورت می‌گیرد^۲، در حقیقت آنچه در عمل در میزان تولید گاز تعیین کننده است سناریو های سیاستی برای تولید گاز در کشور است بنابراین برای تعیین مقدار تولید گاز علاوه بر متغیر حداکثر تولید گاز، متغیر سناریوی تولید گاز نیز مورد نیاز است. بر این اساس در این الگو رابطه‌ای شرطی به صورت زیر برقرار است :

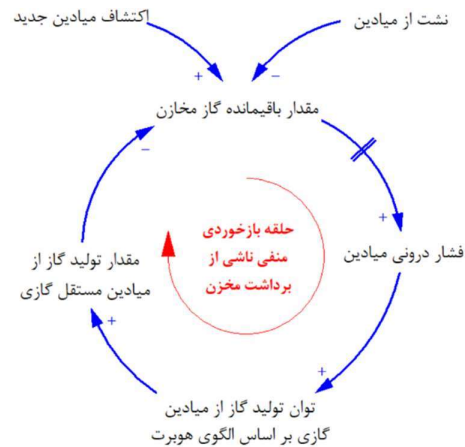
$$If\ ((offshore\ ind\ en\ gas\ prd\ scenario) > hubbert\ max\ en\ gas\ extraction\ from\ offshore\ ind\ field)\ then\ (hubbert\ max\ en\ gas\ extraction\ from\ offshore\ ind\ field)\ else\ (offshore\ ind\ en\ gas\ prd\ scenario)$$

بر این اساس در این رابطه فرض بر این است که تولید گاز مقید به قید حداکثر تولید ناشی از شرایط مخزن بر اساس الگوی هوبرت است، بدیهی است که اگر سناریوی تولید کمتر از میزان حداکثر محاسباتی بر اساس الگوی هوبرت باشد، تولید انباشتی بر این اساس تعیین می‌شود و این مسأله خود میزان حداکثر تولید انباشتی

۱. این پارامتر هم از سرمایه‌گذاری‌های موجود در مخازن نفتی متأثر می‌شود و هم ناشی از کیفیت طبیعی مخازن نفتی است و به آن نرخ رشد ذاتی یا Intrinsic Growth گفته می‌شود.

۲. از آنجایی که در الگو هوبرت ارقام به صورت میانگین در یک الگو ریاضی محاسبه می‌گردد، ممکن است در عمل میزان برداشت در سال‌هایی بالاتر از حداکثر تعیین شده توسط الگو هوبرت باشد، در واقع قید تولید هوبرت یک قید بلند مدت است.

براساس الگوی هوبرت را به صورت پویا تغییر می‌دهد. در الگوسازی الگوی هوبرت با استفاده از رویکرد پویایی‌شناسی سیستمی بدلیل وجود ساختار بازخوردی، بر اساس الگوی برداشت از مخزن گازی، نقطه‌ی اوج تولید گاز می‌تواند جابه‌جا شود و نقطه‌ی اوج تولید گاز با در نظر گرفتن داده‌های موجود تغییر می‌یابد و در حقیقت نقطه‌ی اوج با در نظر گرفتن پویایی‌ها برداشت از مخزن گازی لزوماً ثابت نخواهد بود. در واقع مزیت بهره‌مندی از روش دینامیک سیستمی این است که ایراد اصلی الگوی هوبرت که ثبات بر مبنای مقادیر اولیه و عدم پویایی آن نسبت به تحولات در طول زمان است را برطرف می‌نماید. این مزیت خود به عنوان یک ابزار سیاستگذاری می‌تواند مورد نظر سیاستگذار قرار گیرد، البته لازم است توجه شود علی‌رغم وجود ساختار پویا و وجود امکان جابه‌جایی نقطه‌ی اوج برداشت، به دلیل فرض پایان‌پذیری منابع، حجم قابل برداشت با این سیاست به فرض ثبات سایر شرایط، متأثر نمی‌شود.



نمودار (۳). پویایی الگوی تولید حداکثر هوبرت براساس سناریوهای تولید واقعی در فضای

الگوسازی پویای سیستمی

در نهایت پس از محاسبه مقدار تولید گاز، ارزش اقتصادی آن بر اساس بر مبنای قیمت‌های جهانی گاز و چشم انداز آن بر اساس تخمین بانک جهانی (World Bank, 2021) محاسبه و سپس ارزش حال برای سال ۱۴۰۱ با نرخ تنزیل ۸ درصدی اوراق مشارکت ارزی منتشره برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ایران محاسبه می‌شود.

۶. شبیه‌سازی الگو در حالت پایه

شبیه‌سازی متغیرهای هدف بررسی تحقیق در حالت شبیه‌سازی پایه صورت می‌پذیرد. شبیه‌سازی پایه الگو بر اساس شرایط اولیه موجود که برای متغیرهای سطح در هنگام کالیبراسیون در نظر گرفته شده است صورت می‌پذیرد و این شبیه‌سازی رفتار متغیرهای مورد بررسی را در حالت موجود و با در نظر گرفتن ادامه شرایط موجود نشان می‌دهد. شبیه‌سازی تحت سناریوهای مختلف، رفتار متغیرهای الگو را در صورتی که شرایط موجود تغییر یابد نشان خواهد داد و این امر زمینه‌ای مناسب برای درک پویایی‌های درون سیستم مورد بررسی خواهد بود.

آمار، اطلاعات و داده‌هایی در این مطالعه مورد استفاده قرار گرفته شده است براساس آخرین ترازنامه هیدروکربوری منتشر شده ایران مربوط به سال ۱۳۹۶ است که موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی وابسته به وزارت نفت و منتشر نموده است و با توجه به این امر سال ۱۳۹۶ به عنوان سال پایه در شبیه‌سازی در نظر گرفته شده است. شبیه‌سازی الگو بر اساس واحد سال صورت می‌گیرد. دوره‌ی زمانی بررسی از ۱۳۹۶ تا سال ۱۴۴۶ در نظر گرفته شده است. گام زمانی الگو برای انجام محاسبات روی یک صدم تنظیم شده است که این امر دقت محاسبات معادلات دیفرانسیل درون الگو را افزایش می‌دهد به نحوی که الگو برای این که دینامیک موجود بین سال‌های ۱۳۹۶ تا ۱۳۹۷ را شبیه‌سازی نماید صد مرتبه محاسبات میانی را گام به گام انجام می‌دهد. این در حالی است که در خروجی‌های نرم افزار نتایج سالانه ارائه می‌گردد.

در جدول (۳) شبهه‌سازی دو متغیر از مجموعه متغیرهای الگو ارائه و با تغییر گام زمانی نتایج شبهه‌سازی مقایسه شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، خطای انتگرالگیری الگو با مقدار گام زمانی به اندازه یک صدم بسیار ناچیز است. به طوری که نصف کردن اندازه گام زمانی تغییری حتی کمتر از یک درصد در نتایج شبهه‌سازی در طول ۲۹ سالی که متغیرهای الگو شبهه‌سازی شده‌اند، ایجاد کرده است.

جدول (۳). شبهه‌سازی دو متغیر الگو با گام زمانی ۱۰۰ و ۲۰۰ و ارزیابی خطای انتگرالگیری

تولید روزانه گاز از میداین مستقل دریایی - میلیون متر مکعب در روز			کل تولید انباشتی گاز از میداین مستقل دریایی - میلیارد متر مکعب در سال			
درصد خطا	$D_t =$ ۰/۰۱	$D_t =$ ۰/۰۰۵	درصد خطا	$D_t =$ ۰/۰۱	$D_t =$ ۰/۰۰۵	سال/اندازه گام زمانی ^۰
-۰/۰۳	۵۱۸.۸۸	۵۱۹.۰۴	-۰/۰۳	۱۳۹۵.۰۸	۱۳۹۵.۴۸	۱۳۹۶
-۰/۰۵	۱۵۱۵/۵۰	۱۵۱۶/۲۰	-۰/۰۳	۴۶۷۶/۵۳	۴۶۷۸/۰۷	۱۴۰۵
۰/۰۱	۲۲۱۴/۹۳	۲۲۱۴/۶۲	-۰/۰۲	۱۲۲۲۰/۷۳	۱۲۲۲۳/۵	۱۴۱۵
۰/۰۵	۱۰۳۱/۶۶	۱۰۳۱/۱۶	۰/۰۰	۱۸۱۲۷/۸۵	۱۸۱۲۸/۳۶	۱۴۲۵

منبع: محاسبات تحقیق بر اساس الگوی دینامیک تولید گاز میداین مستقل دریایی
*شبهه‌سازی با اندازه گام زمانی ۰.۰۱ و ۰.۰۰۵ با واحد زمانی سال صورت گرفته است اما در اینجا برای تلخیص ارقام پس از سال پایه در مقاطع ۱۰ ساله ارایه شده است.

آزمون دیگری که به منظور بررسی اعتبار الگو صورت می‌گیرد، آزمون بازتولید رفتار خواهد بود که بر اساس آن اگر شرایط اولیه الگو با شرایط سیستم واقعی یکسان باشد الگو باید قادر به تولید اطلاعاتی مشابه با رفتار متغیرها در دنیای واقعی باشد. تمامی روش‌های آماری که انطباق نقطه به نقطه دو سری آماری را بررسی می‌نمایند، مانند آزمون‌های برابری میانگین و واریانس بین دو سری زمانی، برای انجام آزمون‌های رفتاری قابل استفاده هستند. در آزمون‌های مذکور فرض صفر مبنی بر برابری میانگین و واریانس در دو سری زمانی مورد بررسی است.

با توجه به این که آمارهای منتشر شده از وضعیت تولید گاز کشور مربوط به سال

های ۱۳۹۰ تا ۱۳۹۶ در دسترس است، عملاً امکان مقایسه ارقام شبیه‌سازی شده با ارقام مشاهده شده در این سال‌ها وجود دارد که در ادامه آزمون متغیر تولید روزانه گاز از میادین مستقل دریایی که متغیر اصلی شبیه‌سازی در الگو است، ارایه می‌گردد.

جدول (۴). آزمون برابری میانگین بین سری‌های زمانی شبیه‌سازی و مشاهده شده کل تولید

گاز طبیعی میادین مستقل دریایی

روش	درجه آزادی	مقدار شاخص	احتمال
t-test	۱۲	۰/۳۷۱۴۰۷	۰/۷۱۶۸
Satterthwaite-Welch t-test*	۱۱.۹۵۱۱۹	۰/۳۷۱۴۰۷	۰/۷۱۶۸
Anova F-test	(۱, ۱۲)	۰/۱۳۷۹۴۳	۰/۷۱۶۸
Welch F-test*	(۱, ۱۱.۹۵۱۲)	۰/۱۳۷۹۴۳	۰/۷۱۶۸

منبع: خروجی نرم افزار EViews12

جدول (۵). آزمون برابری واریانس بین سری‌های زمانی شبیه‌سازی و مشاهده شده کل تولید

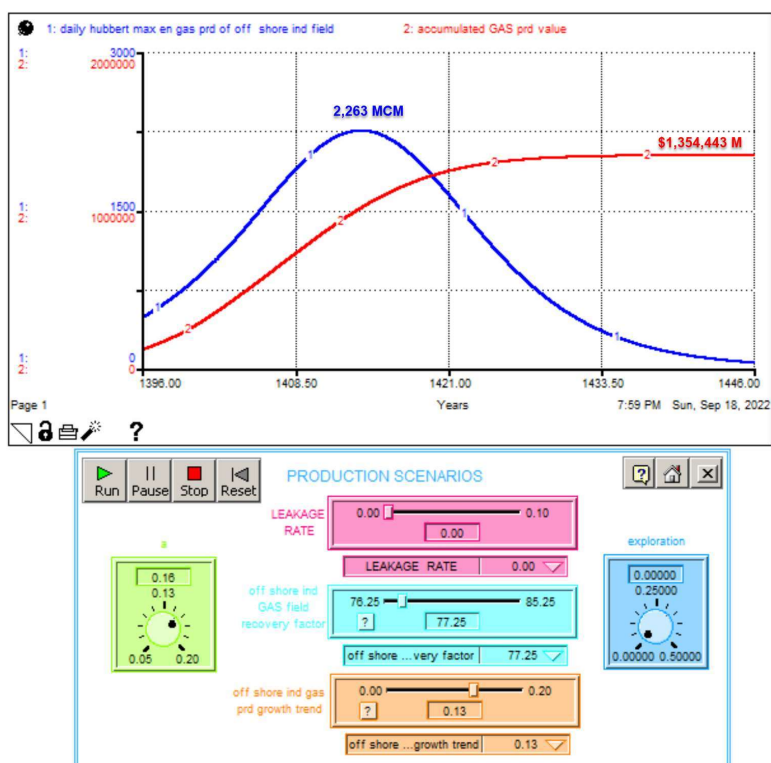
گاز طبیعی میادین مستقل دریایی

روش	درجه آزادی	مقدار شاخص	احتمال
F-test	(۶, ۶)	۱/۱۳۶۵۳۸	۰/۸۸۰۵
Siegel-Tukey		۰/۰۰	۱/۰
Bartlett	۱	۰/۰۲۲۶۶۵	۰/۸۸۰۳
Levene	(۱, ۱۲)	۰/۰۳۴۹۷۴	۰/۸۵۴۸
Brown-Forsythe	(۱, ۱۲)	۰/۰۴۹۴۰۷	۰/۸۲۷۸

منبع: خروجی نرم افزار EViews12

همانطور که در جداول فوق ملاحظه می‌گردد مقدار احتمال شاخص‌های مورد نظر با روش‌های مختلف بیشتر از ۰.۰۵ است و نمی‌توان فرض صفر مبنی بر برابری میانگین‌ها و واریانس‌ها را رد کرد، بنابراین در مجموع، متغیر مورد نظر نزدیک به ارقام واقعی شبیه‌سازی شده‌اند.

پس از درک اعتبار آزمون‌های مطرح شده، در ادامه به شبهه‌سازی الگو در حالت پایه پرداخته خواهد شد.



نمودار (۴). شبهه‌سازی تولید گاز (میلیون متر مکعب در روز) و ارزش حال گاز (میلیون دلار به قیمت ۱۴۰۱) از میدان مستقل دریایی

منبع: خروجی لایه کاربردی نرم افزار Ithink9

براساس شبهه‌سازی تولید از مخازن گازی در الگوی حاضر، در بهترین حالت میزان تولید در نقطه‌ی اوج تولید گاز از میدان مستقل دریایی در حدود سال ۱۴۱۳ با مقداری در حدود ۲۲۶۳ میلیون مترمکعب در روز اتفاق خواهد افتاد. به عبارت دیگر از مخازن موجود دریایی کشور به فرض انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم با توجه به

ویژگی‌های فنی مخازن بیش از این میزان نمی‌توان استحصال نمود و پس از آن تولید در مسیر نزول قرار خواهد گرفت. محاسبه ارزش اقتصادی انباشتی تولید در طول عمر برای مخازن دریایی مستقل به قیمت ثابت سال ۱۴۰۱ معادل ۱۳۵۴ میلیارد دلار تخمین زده می‌شود. این ارزش بر اساس تخمین بلندمدت قیمت گاز بانک جهانی (معادل ۴ دلار برای هر mmbtu) و نرخ بهره ۸ درصدی برای تنزیل جریان مالی محاسبه شده است. مقدار ارزش اقتصادی ثروت ملی گاز در مخازن مستقل دریایی نشان می‌دهد تامین مالی برای سرمایه‌گذاری آن در صورت نبود سایر محدودیتها از قبیل محدودیتهای سیاسی و همچنین وجود تقاضای مطمئن صادراتی، از نظر اقتصادی قابل توجیه است. لازم به ذکر است پارس جنوبی که مهمترین مخزن دریایی مستقل کشور است در طی بیست سال گذشته با جذب ۸۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری به تولید روزانه ۶۳۰ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۴۰۰ رسیده است.

در شبیه‌سازی پایه مقادیر اولیه ذیل در نظر گرفته شده است:

۱. ضریب بازیافت گاز از مخازن مستقل دریایی: ۷۷.۲٪

۲. مقدار ذخایر درجا در سال پایه (۱۳۹۶): ۲۶۷۳۲ میلیارد متر مکعب

۳. نرخ رشد تولید سیاستگذاری شده (میانگین ۱۳۹۰ تا ۹۶): ۱۳ درصد

۴. نرخ اکتشاف و نرخ نشت از مخازن: صفر

۵. ضریب نرخ رشد داخلی مخزن (a): ۰.۱۵

ضریب نرخ رشد داخلی مخزن است بر اساس رابطه (۱۳) به شرح ذیل محاسبه شده است:

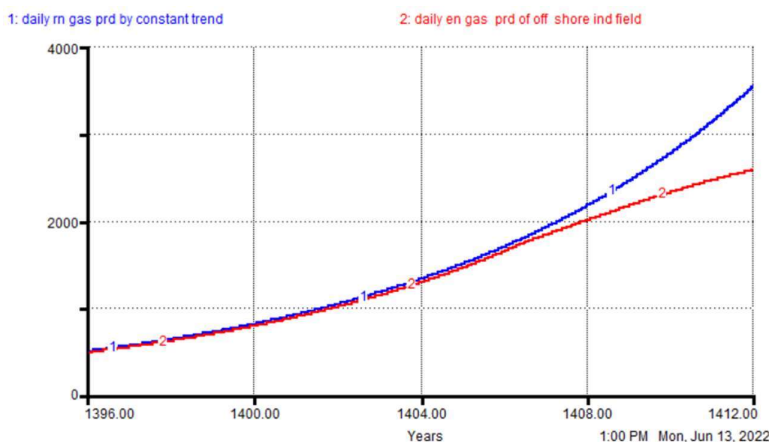
$$a = \frac{P_t}{(1 - Q_{max})Q_t} \quad (13)$$

همانطور که اشاره شد، میزان اکتشاف جدید یا نشت از مخزن در شبیه‌سازی پایه صفر در نظر گرفته شده است. در واقع در شبیه‌سازی پایه فرض شده است که اکتشاف جدیدی در حوزه مخازن مستقل دریایی در افق شبیه‌سازی صورت نمی‌گیرد و با این فرض شبیه‌سازی صورت گرفته است. اما همانطور که اشاره شد الگو از نظر فنی امکان تعریف زمانبندی شده افزایش در ذخایر در افق آتی در اثر اکتشافات را دارد و در الگو

پتانسیل ورود این متغیرها دیده شده است. در همین راستا در الگوی حاضر میزان سرمایه‌گذاری و تاثیر آن بر روی اکتشاف در نظر گرفته نشده است. در ادامه به شبهه‌سازی الگو تحت سناریوهای مختلف به منظور تحلیل حساسیت متغیرهای کلیدی الگو پرداخته خواهد شد.

۷. تحلیل حساسیت الگو

شبهه‌سازی الگو با ادامه رشد نرخ برداشت پیش فرض: همانطور که در بخش تدوین الگو اشاره شد، الگوی پویای سیستمی حاضر، وضعیت پویایی بین تولید عملی و الگوی تولید حداکثر هوپرت ایجاد می‌کند و یک رابطه علیت دو طرفه و همزمان بین تولید حداکثر عملی و تولید حداکثر بر اساس الگوی هوپرت حاکم است. برای بررسی وضعیت الگوی نرخ برداشت از مخازن، در مقایسه با حالت پایه با وجود قید تولید حداکثر مخزن بر اساس تولید الگوی هوپرت، الگویی با فرض این که تولید، پس از سال پایه با همان نرخ رشد ۱۳ درصدی ادامه یابد، طراحی و شبهه‌سازی می‌گردد که نمودار زیر نشان دهنده این دو الگو است.



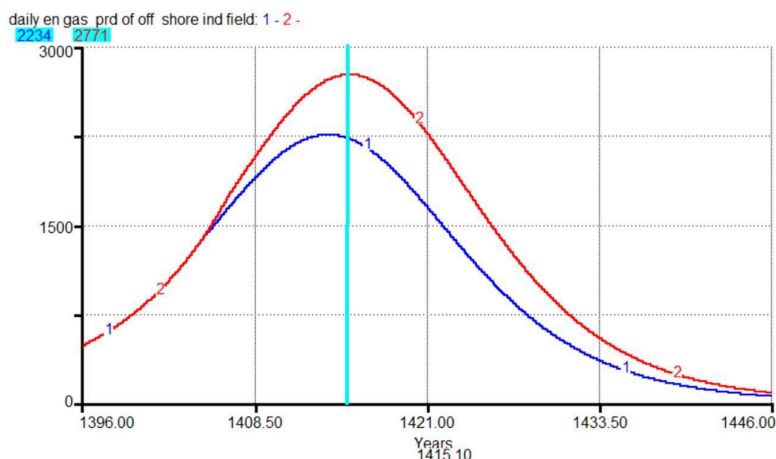
نمودار (۵). مقایسه شبهه‌سازی تولید گاز از مبادین مستقل دریایی در حالت ادامه نرخ رشد

تولید ۱۳ درصد و حالت مقید به حداکثر تولید هوبرت - میلیون متر مکعب در روز

منبع: خروجی لایه کاربردی نرم افزار Ithink9

منحنی (۱)، شبیه‌سازی پایه با فرض رشد ۱۳ درصدی در تولید سالانه، منحنی (۲) شبیه‌سازی با توجه به قید حداکثر تولید هوبرت همانطور که در نمودار فوق مشاهده می‌شود، شبیه‌سازی پایه در الگوی حاضر با فرض رشد ۱۳ درصدی در تولید سالانه از مخازن مستقل دریایی گازی کشور صورت گرفته است، اما در عمل با وجود قید تولید حداکثر مخزن بر اساس الگوی هوبرت، برای سال‌های معدودی این نرخ رشد می‌تواند دوام داشته باشد. همانطور که مشاهده می‌شود نرخ رشد تولید از سال ۱۴۰۴ با قید حداکثر هوبرت مواجه خواهد شد و رشد تولید گاز حتی با فرض تامین سرمایه‌گذاری لازم برای تولید شروع نمی‌تواند شتاب تقاضای سال‌های اخیر را تامین نماید.

شبیه‌سازی الگو با افزایش اکتشاف ذخایر: با توجه به مطالعات و سرمایه‌گذاری‌هایی که در صنعت گاز صورت می‌پذیرد، احتمال کشف مخازن جدید در آینده این صنعت وجود دارد. یکی از نقاط ضعف الگوی هوبرت عدم امکان ورود اکتشافات جدید به ساختار معادلات بوده است که در الگوی حاضر این امکان هم به صورت تجدید نظر در ارقام و هم به صورت کشف مخازن جدید در طول زمان میسر است. در این بخش برای نمونه تاثیر برای مشاهده اثر اکتشاف جدید، سناریوی فرضی اکتشاف مخازنی با ۲۰ درصد موجودی مخازن مستقل گازی کنونی کشور پیش از رسیدن به نقطه ی اوج در سال ۱۴۰۴ بررسی می‌شود.



نمودار (۶). شبه‌سازی تولید گاز از میادین مستقل دریایی با سناریوی اکتشاف ذخایر جدید

- میلیون متر مکعب در روز

منبع: خروجی لایه کاربردی نرم افزار Ithink9

منحنی (۱)، شبه‌سازی پایه و منحنی (۲) شبه‌سازی با سناریوی اکتشاف معادل

۲۰ درصد ذخایر موجود در سال ۱۴۰۴

همانطور که مشاهده می‌شود با اکتشاف معادل ۲۰ درصد منابع موجود، نقطه ی اوج

تولید گاز از میادین مستقل دریایی در سال ۱۴۱۵ با مقداری بیشتر در حدود ۲۷۱۶

میلیون مترمکعب در روز اتفاق خواهد افتاد.

نمودار زیر میزان افزایش تولید سالیانه ناشی از اکتشاف ذخایر جدید را نشان

می‌دهد، سطح زیرین این منحنی نشان دهنده میزان افزایش کل تولید از ذخایر است،

بنابراین در چنین شرایطی علاوه بر افزایش مقدار نقطه ی اوج، با ثبات سایر شرایط، کل

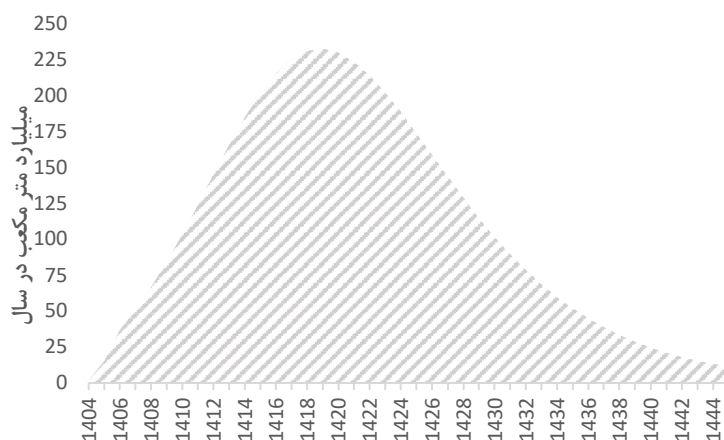
تولید از ذخایر با افزایش ۲۲.۸ درصدی در حدود ۴.۵۷ تریلیون متر مکعب افزایش

می‌یابد. ارزش حال تولید افزوده شده در طول عمر میدان به ۱۵۰۶ میلیارد دلار به

قیمت سال ۱۴۰۱ افزایش می‌یابد که ۱۵۲ میلیارد دلار از شبه‌سازی پایه بیشتر است.

این میزان حد بالای یک سرمایه‌گذاری اقتصادی برای کشف میدان جدید با ویژگیهای

مشابه مخازن دریایی مستقل موجود و با میزان ۲۰ درصد از مخازن موجود را نشان می‌دهد.



نمودار (۷). میزان افزایش تولید سالانه ناشی از اکتشاف ذخایر، معادل ۲۰ درصد ذخایر

درجای اولیه

منبع: یافته‌های پژوهش

شبیه‌سازی الگو با تغییر در ضریب بازیافت مخازن: به درصدی از هیدروکربور درجای اولیه را که با روش‌های بازیافت اولیه و ثانویه و ثالثیه میتوان استخراج کرد، ضریب بازیافت می‌نامند. با توجه به این که در اسناد بالادستی کشور همچون برنامه ششم توسعه و نیز سند ملی راهبرد انرژی کشور به افزایش ضریب بازیافت در منابع هیدروکربوری کشور تاکید شده است، در این تاثیر تغییر ضریب بازیافت در میادین گازی مستقل مورد بررسی قرار می‌گیرد. مطالعات نشان می‌دهد زمانی که ذخایر نهایی از مقدار کمتر به مقدار بالاتر تغییر می‌کند، با همان نرخ رشد ذاتی، نقطه ی اوج تولید در زمان طولانی‌تری با مقدار تولید بالاتر رخ می‌دهد (شاهینور، ۱۳۰۱۲). همانطور که

اشاره شد ضریب بازیافت در مخازن گازی مستقل دریایی در حالت پایه ۷۷.۲ درصد در نظر گرفته شده است.

جدول زیر میزان افزایش برداشت از میدین مستقل گازی را در صورت افزایش ضریب بازیافت به ۷۸.۲ درصد (افزایش ۱ درصدی نسبت به حالت پایه) نشان می‌دهد. با افزایش ۱ درصدی ضریب بازیافت در مجموع حدود ۲۶۳ میلیارد متر مکعب افزایش در برداشت از ذخایر صورت خواهد پذیرفت. ارزش حال کل تولید ذخایر گازی مستقل به ۱۳۶۵ میلیارد دلار افزایش می‌یابد که ۱۱ میلیارد دلار از شبه‌سازی در حالت پایه بیشتر است. به عبارت دیگر هر سرمایه‌گذاری با ارزش حال کمتر از ۱۱ میلیارد دلار برای افزایش ۱ درصدی در نرخ بازیافت ذخایر گازی مستقل از توجیه اقتصادی برخوردار است. البته باید در نظر گرفته شود که در محاسبات فرض شده است که بازار صادراتی مطمئن در صورت افزایش تولید وجود دارد.

جدول (۶). افزایش سالیانه تولید گاز میدین مستقل دریایی با افزایش ۱ درصدی ضریب

بازیافت (میلیارد متر مکعب در سال)

سال	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰	۱۴۱۱	۱۴۱۲	۱۴۱۳	۱۴۱۴	۱۴۱۵
میزان افزایش تولید	۲/۸۴	۳/۶۹	۴/۶۷	۵/۷۵	۶/۹۲	۸/۱۲	۹/۲۲	۱۰/۴۴	۱۱/۴۴	۱۲/۲۷
سال	۱۴۱۶	۱۴۱۷	۱۴۱۸	۱۴۱۹	۱۴۲۰	۱۴۲۱	۱۴۲۲	۱۴۲۳	۱۴۲۴	۱۴۲۵
میزان افزایش تولید	۱۲/۸۹	۱۳/۲۶	۱۳/۳۹	۱۳/۲۷	۱۲/۹۵	۱۲/۴۴	۱۱/۷۸	۱۱/۰۱	۱۰/۱۸	۹/۳۰
سال	۱۴۲۶	۱۴۲۷	۱۴۲۸	۱۴۲۹	۱۴۳۰	۱۴۳۱	۱۴۳۲	۱۴۳۳	۱۴۳۴	۱۴۳۵
میزان افزایش تولید	۸/۴۲	۷/۵۸	۶/۷۷	۶/۰۰	۵/۲۹	۴/۶۴	۴/۰۶	۳/۵۳	۳/۰۷	۲/۶۵

منبع: یافته‌های پژوهش

شبه‌سازی الگو با از دست دادن درصدی از ذخایر میدین مشترک گازی: در

سناریو پایه نشت از مخازن صفر در نظر گرفته شده است، این در حالیست که در عمل دو نوع نشت از منابع نفت و گاز مشترک اتفاق می‌افتد؛ نشت حاصل از برداشت کشورهای ذینفع و نشت عملیاتی.

در خصوص نشت مخازن مشترک در صورتی که سایر کشور (یا کشورهای) ذینفع همسایه سریع تر و با نرخ برداشت بالاتر، شروع به برداشت از مخزن نمایند، بخشی از منابع به نفع کشور همسایه از دست خواهد رفت.

در خصوص نشت عملیاتی نیز در صورتی که بر سر برداشت از منابع مشترک بین کشورهای ذینفع توافقی صورت صورت نگیرد و هر یک از کشورها به صورت مستقل اقدام به حفاری های اکتشافی نمایند، به دلیل وجود خاصیت مهاجرت در سیالات، بر اساس قوانین دینامیک سیالات، سیال درون مخزن از نواحی پر فشار به سوی نواحی کم فشار مهاجرت خواهد نمود و سیال مهاجرت یافته متعلق به کشوری است که آن سیال به درون مرزهای آن مهاجرت کرده است. حفاری افقی نیز زمینه دیگری برای نشت از مخازن مشترک است.

در یک سناریو با فرض از دست دادن ۱۰ درصد از ذخایر میادین مشترک گازی به نفع کشور همسایه (برای مثال از دست دادن ۱۰ درصد از ذخایر گاز میدان گاز پارس جنوبی به نفع کشور قطر) به شبیه سازی تراز گاز پرداخته شد.

این رویداد باعث کاسته شدن از نقطه اوج تولید گاز به میزان ۲۲۶ میلیون متر مکعب در روز می شود و ارزش اقتصادی از دست رفته در طول عمر مخزن معادل ۸۷ میلیارد دلار به قیمت سال ۱۴۰۱ خواهد بود.

۸. نتیجه گیری و پیشنهادات

مخازن گازی مستقل دریایی کشور نزدیک که ۶۰ درصد کل ذخایر قابل استحصال کشور را به خود اختصاص می دهند، بنابراین بررسی شرایط این منابع با توجه به وابستگی اقتصاد ایران به منابع انرژی گاز، می تواند بخش مهمی از تصویر عرضه گاز کشور را نمایان سازد.

در این تحقیق شبیه سازی شرایط عرضه گاز از مخازن مستقل دریایی کشور بر مبنای نظریه هوبرت در قالب یک الگوی پویای سیستمی با استفاده از نرم افزار itthink9

ارائه گردیده است. شبه‌سازی پایه نشان می‌دهد در بهترین حالت تولید گاز از این میداین در سال ۱۴۱۳ به نقطه اوج می‌رسد. مقدار تولید نقطه اوج ۲۲۶۳ میلیون مترمکعب در روز خواهد بود. این مقدار با توجه به این که محتوای انرژی ۱۰۰۰ متر مکعب گاز طبیعی برابر ۷.۰۶ بشکه ی نفت خام است، برابر با ۱۶ میلیون بشکه ی نفت خام در روز است. ارزش حال اقتصادی انباشتی تولید گاز از میداین مستقل دریایی به قیمت ثابت سال ۱۴۰۱ معادل ۱۳۵۴ میلیارد دلار خواهد بود. این میزان ارزش اقتصادی از اهمیت ویژه این میداین در اقتصاد ایران حکایت دارد و ضرورت برنامه ریزی اقتصادی برای استفاده موثر از این ثروت ملی را یادآور می‌شود.

علیرغم ذخایر قابل توجه گاز در میداین مستقل دریایی و ارزش اقتصادی بالا میداین، شبه‌سازی نشان می‌دهد در صورتی که تولید با نرخ رشد روند (میانگین سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۳۹۶) برابر ۱۳ درصد ادامه یابد، تولید گاز در سال ۱۴۰۴ با قید حداکثر تولید ممکن الگوی هوبرت برخورد می‌کند، و میداین مستقل دریایی دیگر توان عرضه ی گاز در این سطح از نرخ رشد تولید را نخواهند داشت.

نشت از میداین مستقل دریایی ایران در دو قالب نشت عملیاتی یا نشت به دلیل برداشت توسط کشور همسایه در میداین مشترک می‌تواند رخ دهد. بررسی الگو نشان می‌دهد هر ۱۰ درصد نشت از میداین دریایی مستقل مقدار تولید در نقطه اوج را ۲۲۶ میلیون بشکه در روز کاهش می‌دهد و ۸۷ میلیارد دلار خسارت به ارزش حال اقتصادی گاز تولیدی به قیمت ثابت ۱۴۰۱ وارد می‌کند. این مساله می‌تواند به شکل حد بالا برای سرمایه‌گذاری برای کاهش نشت عملیاتی و همچنین صیانت از میداین مشترک برای رسیدن به توافق با کشورهای شریک یا تلاش برای برداشت حداکثری در صورت عدم توافق را نشان می‌دهد. در مورد برداشت حداکثری باید توجه داشت که با وجود مساله گرمایش زمین و مطرح شدن موضوع کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای با برگزاری کنفرانس هایی همچون COP26 و امضای توافق نامه های آب و هوایی، مسئله ی

استفاده کمتر از انرژی های فسیلی و عبور از کربن مطرح گردیده است. بنابراین می توان به سناریوی برداشت حداکثری از میادین مشترک و غیرمشترک پیش از شکل گیری جریمه های انتشار کربن در سطح جهانی یا جایگزینی انرژی های تجدیدپذیر به عنوان یک استراتژی برای تبدیل سرمایه فسیلی توجه کرد.

سرمایه گذاری دیگری که در زمینه تولید گاز از میادین مستقل دریایی می تواند روی دهد افزایش ضریب بازیافت از طریق ازدیاد برداشت ثانویه و ثالثیه است. بررسی الگوی شبیه سازی میادین مستقل دریایی نشان می دهد هر ۱ درصد افزایش در نرخ بازیافت، در مجموع حدود ۲۶۳ میلیارد متر مکعب افزایش در برداشت از ذخایر صورت خواهد پذیرفت. ارزش حال اقتصادی این تولید انباشتی به قیمت ثابت سال ۱۴۰۱ معادل ۱۱ میلیارد دلار خواهد بود که دامنه اقتصادی سرمایه گذاری به منظور ازدیاد برداشت را معین می کند.

در صورت اکتشاف مخازن و میادین گازی جدید، سطح منحنی تولید بالاتر رفته، نقطه ی اوج جلوتر و مقدار تولید بالاتر حاصل می گردد. اکتشاف معادل ۲۰ درصد منابع موجود در سال ۱۴۰۴، نقطه ی اوج تولید گاز از میادین مستقل دریایی را دو سال بهبود می بخشد و به سال ۱۴۱۵ انتقال می دهد. البته اثر اصلی اکتشاف ذخایر جدید در مقدار تولید در نقطه اوج است که مقدار آن به حدود ۲۷۱۶ میلیون مترمکعب در روز افزایش می یابد. در این سناریو کل تولید انباشتی از ذخایر ۲۲.۸ درصد و در حدود ۴.۵۷ تریلیون متر مکعب افزایش می یابد. این میزان تولید در سال های آتی به میزان ۱۵۲ میلیارد دلار به ارزش اقتصادی ثروت گازی میادین مستقل گازی می افزاید.

لازم به ذکر است در محاسبات اقتصادی از پیش بینی قیمت گاز بر اساس چشم انداز رایج شده توسط بانک جهانی استفاده شده است و نرخ ۸ درصدی تنزیل که نرخ بازده اوراق قرضه ارزی برای سرمایه گذاری در صنعت نفت و گاز ایران است در محاسبه ارزش حال استفاده شده است. در این محاسبات فرض شده است که گاز تولیدی دارای

تقاضای مطمئن صادراتی است. این مسائل‌های است که در برنامه ریزی صنعت گاز برای بالفعل نمودن ارزش اقتصادی بالقوه مورد اشاره در این تحقیق ضروری است و بررسی بازارهای صادراتی گاز ایران با توجه به پتانسیل شبیه‌سازی شده پیشنهاد این پژوهش برای تحقیق‌های آتی است.

در این مطالعه شبیه‌سازی برای مجموع^۱ میادین مستقل دریایی صورت گرفت که بر اساس اطلاعات ترازنامه انرژی و هیدروکربوری کشور، تفصیلی ترین سطح ممکن بود. تدوین الگوهای شبیه‌سازی تفصیلی^۲ به تفکیک میادین دقت نتایج و میزان کاربرد آنها را در برنامه ریزی صنعت گاز می‌افزاید که نیازمند بهبود در سطح اطلاعات در دسترس است.

در مجموع این پژوهش تلاش شده است که یک بستر کمی اولیه برای شبیه‌سازی تولید گاز در الگوهای برنامه ریزی انرژی ایجاد شود. چارچوب الگو به گونه‌ای است که می‌توان آن را برای سایر میادین گاز با تغییر پارامترهای الگو منطبق با ویژگی‌های میادین استفاده نمود.

منابع:

- Abdullah, N. & Hasan, N. (2021). The implementation of Water Alternating (WAG) injection to obtain optimum recovery in Cornea Field, Australia. *J Pet Expl Prod*, 11(3):1475–1485.
- BP The British Petroleum Company plc. (2015). Energy Outlook 2035.
- BP The British Petroleum Company plc. (2019). *Statistical Review of World Energy*.
- BP The British Petroleum Company plc. (2021). *Statistical Review of World Energy*.
- Cavallo, A.J. (2004). Hubbert's petroleum production model: An evaluation and implications for world oil production forecasts. *Natural Resources Reserves*, 13(4), 211-221.
- Chen, R., Rao, Z., Liu, G., Chen, Y. & Liao, S. (2019). The long-term forecast of energy demand and uncertainty evaluation with limited data for

1. Aggregated
2. Disaggregated

- energy-imported cities in China: a case study in Hunan. *Energy Procedia*, 160, 396-403.
- Energy balance of the country. Ministry of Energy, 2019.
 - Fazlollah Tabar, M., Shirazi, B. & Jafari Samimi, A. (2017). Simulation of shale oil production with a System Dynamics approach under different scenarios. *Quarterly Journal of Energy Economics Studies*, 13(55), 1-38 (In Persian).
 - Hossein Samadi, A. & Eidizadeh, S.H. (2014). Designing a dynamic model for formulating Iranian gas industry policies using the system dynamics approach. *Economic Modeling Research Quarterly*, 4(14), 151-181 (In Persian).
 - Hossein Samadi, A. & Emami Meybodi, M. (2015). Investigating the Impact of Unconventional Gas Resources on Iranian Natural Gas Production: A System Dynamics Approach. *Iranian Journal of Energy Economics*, 4(15), 1-42 (In Persian).
 - Hosseini, S. H., Shakouri G, H., Kiani, B., Pour, M. M., & Ghanbari, M. (2014). Examination of Iran's crude oil production peak and evaluating the consequences: a system dynamics approach. *Energy exploration & exploitation*, 32(4), 673-690 (In Persian).
 - Hubbert, M.K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. API Conference, San Antonio, TX: Later Published as Publ. No. 95, Shell Development Co. p7-9.
 - *Hydrocarbon Balance of the country*. Institute of International Energy Studies, Different years.
 - Claerbout, J. & Muir, F. (2008) paper updated in 2020. Hubbert math <http://sepwww.stanford.edu/sep/jon/hubbert.pdf>
 - Karahan, H. & Ayvaz. (2006). Forecasting aquifer parameters using artificial neural networks. *J Porous Media*, 9(5), 429-444.
 - Deffeyes, K. (2005). Beyond Oil; The View From Hubbert's Peak. Douglas & Mc Lntyte Ltd.
 - Hubbert, K.M. (1956). Nuclear energy and the fossil fuels. Shell Development Company, Publication No. 95, reprinted from Drilling and Production Practice.
 - Mashayekhi, A. (2017). *Systems Dynamics Volume One: A Systemic Perspective*. Book, Ariana Ghalam Publications.(In Persian).
 - Mohaghar, A., Sharifi Salim, A. & Mirkzadeh Zare, A. (2011). Designing an Energy Policy Model in the Oil and Gas Industry (Options Based on Subsidy Targeting Plan). *Quarterly Journal of New Economy and Commerce*, 27- 28, 23-43 (In Persian).
 - Morehouse, D. F. (1997). The intricate puzzle of oil and gas reserves growth. *Natural Gas Monthly*, vii-xx.
 - Moshrafi, R. (2010). Development of a dynamic model of energy

- production and consumption in the Iranian economy. PhD Dissertation. Shahid Beheshti University (In Persian).
- Mu, X.Z., Li, G. H., & Hu, G.W. (2018). Modeling and scenario prediction of a natural gas demand system based on a system dynamics method. *Petroleum Science*, 15(4), 912-924.
 - Naill, R.F. (1972). Managing the Discovery Life Cycle of a Finite Resource: A Case Study of U.S. Natural Gas. Master's Thesis Submitted To The Alfred P. Sloan School Of Management. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Ma 02139.
 - Pourmasoumi, S., Shetab Bushehri S.N., Arbab Shirani, B. & Mashayekhi, A.N. (2019). A System Dynamic Model for the Analysis of Iran's Economic-Energy System. *Sharif Industrial Engineering and Management*, 1-26, 71-87 (In Persian).
 - Ramezani pour, M. & Sivakumar, M. (2017). Fouling and wetting studies relating to the vacuum membrane distillation process for brackish and grey water treatment. *J Porous Media*, 20(6), 531–547.
 - Shahinur Islam, Md., Saifullah Al, Y. Sabuj Das, G. Shuva, P. & Sudip, M. (2012). A Study on Hubbert Peak for Natural Gas of Bangladesh: A System Dynamics Approach. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 3(10), ISSN 2229-5518.
 - Sherafat, J. M. N., & Moshrefi, R. (2011). Simulation of Iran's Independent Gas Field Production by Applying Hubbert Theory (A System Dynamics Approach). *Quarterly energy economics review*, 30(3), 63-96 (In Persian).
 - Sherafat, M. N. & Mosharefi, R. (2011). Simulation of Gas Production from Independent Fields in Iran Using Hubert Theory: A Dynamic System Model. *Quarterly Journal of Energy Economics Studies*, 8(30), 63-95.
 - Stoian, E., & Telford, A. S. (1966). Determination of natural gas recovery factors. *J. Can. Pet. Technol.*, 5(1).
 - The Research Center of Islamic legislative Assembly. (2003). Effects and consequences of increasing the price of energy carriers. *Vice President for Research*, No. 6720 (In Persian).
 - The Research Center of Islamic legislative Assembly. (2016). Outlook for Iran's oil and gas export revenues. *Vice President for Research*, No. 15183 (In Persian).
 - Varahrami, V., Moshrefi, R., & Layegh, J. (2015). Survey Asymmetric Effect of Natural Gas Price on it's Consumption in Household Sector. *Journal of Economics and Modeling*, 5(19-20), 1-27 (In Persian).
 - Wang, J., Jiang, H., Zhou, Q., Wu, J. & Qin, S. (2016). China's natural gas production and consumption analysis based on the multicycle Hubbert model and rolling Grey model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1149-1167.
 - World Bank. (2021). World Bank Commodities Price Forecast (Nominal US Dollars).

- Xiao, J., Cheng, J., Shen, J. & Wang, X. (2017). A System Dynamics Analysis of Investment, Technology and Policy that Affect Natural Gas Exploration and Exploitation in China. *Energies*, 10(2),154.
- Yong, T. A. N. G., ZHANG, H., Youwei, H. E., Xiaodong, G. U. O., Kun, F. A. N., Zangyuan, W. U., & Jinlong, L. I. (2022). A novel type curve for estimating oil recovery factor of gas flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 49(3), 605-613.
- Yu, G., Fang, Y., Li, H., Wang, C., & Zhang, D. (2021). Establishment and application of prediction model of natural gas reserve and production in Sichuan Basin. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(6), 2679-2689.
- Yunna, Wu., Kaifeng, C., Yisheng, Y. & Tiantian, F. (2015). A system dynamics analysis of technology, cost and policy that affect the market competition of shale gas in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45(C), 235-243.

بیوست معادلات

HUBBERT CONSTRAINT

a = 0.15522

daily_hubbert_max_en_gas_prd_of_off_shore_ind_field =

hubbert_max_en_gas_extraction_from_off_shore_ind_field/365*1000

hubbert_max_en_gas_extraction_from_off_shore_ind_field = (1-

cumulative_en_gas_prd_of_off_shore_ind_feild/ultimate_off_shore_ind_gas_recovery) *

cumulative_en_gas_prd_of_off_shore_ind_feild * a

NATURAL GAS PRODUCTION

cumulative_en_gas_prd_of_off_shore_ind_feild(t) =

cumulative_en_gas_prd_of_off_shore_ind_feild(t - dt) +

(en_gas_prd_of_off_sohre_ind_field) * dt

INIT cumulative_en_gas_prd_of_off_shore_ind_feild = 480

INFLOWS:

en_gas_prd_of_off_sohre_ind_field =

if((off_shore_ind_en_gas_prd_scenario)>hubbert_max_en_gas_extraction_from_off_shore

_ind_field)then(hubbert_max_en_gas_extraction_from_off_shore_ind_field)else(off_shore

_ind_en_gas_prd_scenario)

daily_en_gas_prd_of_off_shore_ind_field_in_barrel =

(en_gas_prd_of_off_sohre_ind_field/365)*(en_natural_gas_cubic_meter/barrel)

daily_en_gas_prd_of_off_shore_ind_field =

en_gas_prd_of_off_sohre_ind_field*1000/365

en_natural_gas_cubic_meter/barrel = 7.06

hubbert_gas_constraint = (off_shore_ind_en_gas_prd_scenario-

en_gas_prd_of_off_sohre_ind_field)/en_gas_prd_of_off_sohre_ind_field*100

```

off_shore_ind_en_gas_prd_scenario =
((234.45*365/1000)*(1+off_shore_ind_gas_prd_growth_trend)^(TIME-1390))
off_shore_ind_gas_prd_growth_trend = 0.131918
OFFSHORE INDEPENDENT GAS RESERVOIRS
in_place_GAS_in_off_shore_independent_gas_reservoirs(t) =
in_place_GAS_in_off_shore_independent_gas_reservoirs(t - dt) + (gas_exploration) * dt
INIT in_place_GAS_in_off_shore_independent_gas_reservoirs = 26732.62606
INFLOWS:
gas_exploration = pulse (exploration, time_of_exploration,0)
exploration = 0
LEAKAGE_RATE = 0
off_shore_ind_GAS_field_recovery_factor = 77.2464327
time_of_exploration = 1404
ultimate_off_shore_ind_gas_recovery =
in_place_GAS_in_off_shore_independent_gas_reservoirs*(off_shore_ind_GAS_field_recover
y_factor/100) * (1-LEAKAGE_RATE)

ECONOMIC VALUE
accumulated_GAS_prd_value(t) = accumulated_GAS_prd_value(t - dt) +
(inflow_of_gas_prd_value) * dt
INIT accumulated_GAS_prd_value = 0
INFLOWS:
inflow_of_gas_prd_value = if time < 1401 then
gas_production_value*365*(1+interest_rate_on_$)^(1401-time) else
gas_production_value*365/(1+interest_rate_on_$)^(time-1401)
gas_production_value =
daily_hubbert_max_en_gas_prd_of_off_shore_ind_field*gas_price_$mmbtu/mmbtu_to_cub
ic_convertor
interest_rate_on_$ = 0.08
mmbtu_to_cubic_convertor = 26.8
gas_price_$mmbtu = GRAPH(TIME)
(1390, 2.60), (1396, 2.50), (1401, 4.00), (1407, 4.00), (1412, 4.00), (1418, 4.00), (1424, 4.00),
(1429, 4.00), (1435, 4.00), (1440, 4.00), (1446, 4.00)

```