فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هشتم / شماره‌ی ۳۰/ پائیز ۱۳۹۰/ صفحات ۹۵-۶۳

شبیه‌سازی تولید گاز از میادین مستقل ایران با استفاده از تئوری هوبرت: یک مدل پویای سیستمی

محمد ناصر شرافت

عضو هیأت علمی دانشکده‌ی اقتصاد دانشگاه شهید بهشتی

mn-sherafat@sbu.ac.ir

رسام مشرفی*

استادیار دانشکده‌ی اقتصاد دانشگاه شهید بهشتی r-moshrefi@sbu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۸۹/۱۰/۱۳ تاریخ پذیرش: ۹۰/۵/۱۹

چکیده

زمین شناس آمریکایی هوبرت در سال ۱۹۵۶ برای اولین بار یک تابع لجستیک را برای برآورد دوره‌ی عمر تولید نفت ایالات متحده معرفی کرده است که با عنوان تئوری نقطه‌ی اوج هوبرت در ادبیات اقتصاد انرژی شناخته می‌شود. در این تحقیق شرایط مخازن گازی مستقل کشور با کمک روش شناسی پویای سیستمی و در فضای نرم افزار Ithink، در قالب تئوری هوبرت شبیه‌سازی می‌شود. این مخازن که مخازنی مستقل از میادین نفت هستند، حدود ۷۰ درصد از منابع گازی کشور را تشکیل می‌دهند، به همین دلیل تحلیل وضعیت آن‌ها در شناسایی تصویر آینده‌ی عرضه‌ی گاز کشور مهم است. نتایج شبیه‌سازی مدل پویای تحقیق نشان می‌دهد که زمان بروز نقطه‌ی اوج به مواردی از قبیل وضعیت اکتشافات و نشت از مخازن، نرخ برداشت و پارامتر سرمایه‌گذاری و کیفیت مخازن وابسته است و در سناریوهای شبیه‌سازی شده در این تحقیق، در دامنه‌ای بین سال ۱۴۰۹ تا ۱۴۳۰ هجری شمسی متغیر می‌باشد. شبیه‌سازی پایه با فرض ادامه‌ی شرایط موجود، نقطه‌ی اوج برداشت را ۱۴۱۲ با حداکثر تولید ۲۳۵۰ میلیون مترمکعب در روز نشان می‌دهد که سقف قابل برداشت است. نتایج شبیه‌سازی، به طور خاص اهمیت محافظت از مخازن گاز و هم‌چنین تأثیر گذاری الگوی برداشت در زمان رسیدن به نقطه‌ی اوج را آشکار می‌کند.

طبقه بندی JEL: C61، C63، Q32،Q47

کلید واژه: مخازن گاز، عرضه‌ی انرژی، پویای سیستمی، شبیه‌سازی، نظریه‌ی نقطه‌ی اوج هوبرت، منابع پایان پذیر

---

*- نویسنده مسئول

۱- مقدمه

حامل‌های انرژی از سه نظر دارای اثر و نقش بسیار مهم در اقتصاد ایران هستند؛ نخست آن که جمعیت ایران از انواع حامل‌های انرژی برای تأمین روشنایی، گرما، سرما و پخت وپز استفاده می‌کنند و هرگونه تغییر در امکانات و شرایط عرضه‌ی آن با حساسیت جامعه‌ی مصرف کننده مواجه است و تأثیرات رفاهی بر زندگی ایرانیان دارد. دوم آن که بخش‌های اقتصادی و تولیدی کشور مانند کشاورزی، صنعت و معدن و خدمات، از حامل‌های انرژی به عنوان سوخت مورد نیاز برای تولید استفاده می‌کنند، که در این بین، برخی از واحدهای تولیدی مانند پالایشگاه‌ها، پتروشیمی‌ها و نیروگاه‌های برق، علاوه بر تأمین سوخت، از انرژی دریافتی به عنوان یک کالای واسطه و ماده‌ی اولیه برای تولید محصولات دیگر بهره‌برداری می‌کنند. سوم آن که نقش ارزآوری انرژی از طریق صادرات نفت خام و گاز، از اهمیت زیادی برخوردار بوده و عملاً بودجه‌ی دولت به طور مستقیم و فعالیت بخش خصوصی به طور غیرمستقیم، به میزان درآمدهای ارزی کشور ناشی از صادرات نفت و گاز وابسته است (گزارش شماره‌ی ۶۷۲۰، ۱۳۸۲).

در حقیقت حرکت ایران در مسیر توسعه به عنوان یک کشور برخوردار از منابع غنی انرژی، مصداق کشوری با الگوی رشد متکی به بهره‌برداری از منابع طبیعی است (آرمن و زارع، ۱۳۸۴). بدیهی است با توجه به وابستگی اقتصاد ایران به چگونگی عملکرد بخش انرژی، برنامه‌ریزی و مدیریت تولید و مصرف انرژی باید یکی از اولویت‌های اصلی برنامه‌ریزی توسعه اقتصادی کشور باشد.

در دهه‌ی اخیر رشد مصرف فرآورده‌های نفتی، تراز صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی را که مهم‌ترین منبع کسب درآمد ارزی کشور محسوب می‌شود، مورد تهدید قرار داده است. از آن‌جا که در بسیاری از حوزه‌ها امکان جایگزین کردن مصرف گاز فرآورده‌های نفتی وجود دارد و از سوی دیگر به دلیل منابع سرشار گاز کشور، سیاست جایگزین کردن گاز با مصرف فرآورده‌های نفتی، به سیاست محوری بخش انرژی تبدیل شده است. به نظر می‌رسد وابستگی گردش کسب و کار کشور به نهاده‌ی انرژی که از بخش گاز کشور به‌دست می‌آید، در سال‌های آتی بیش‌تر شود، بنابراین تحلیل و بررسی وضعیت مخازن گاز و تولیدات گاز کشور اهمیت روز افزونی خواهد یافت. مهم‌ترین سئوالی که مطرح می شود این است که دورنمای تولید گاز کشور چگونه است و میزان حداکثر گاز تولیدی از مخازن کشور چه میزان می‌تواند باشد؟ در این تحقیق تلاش

می‌شود به این پرسش در خصوص میادین مستقل گازی پاسخ داده شود. در ادامه پس از مرور مختصری بر ساختار فعلی ذخایر گاز کشور، مبانی نظری و ادبیات موضوع در خصوص مدل‌سازی نظریه‌ی هوبرت و هم‌چنین روش شناسی پویای سیستمی ارایه می‌شود. پس از آن مدل پویای سیستمی تولید از مخازن گازی کشور، تدوین و با شبیه‌سازی آن در حالت پایه و با سناریوهای مختلف، زمان بروز نقطه‌ی اوج و مقدار حداکثر قابل برداشت از منابع گازی کشور تحلیل حساسیت می‌شود.

۲- ساختار فعلی بخش گاز کشور

ایران با در اختیار داشتن ۲۹.۶۱ تریلیون متر مکعب ذخائر گازی، بعد از کشور روسیه در رده‌ی دوم جهانی و در خاورمیانه در مرتبه‌ی اول قرار دارد. جدول ۱، وضعیت ذخایر گازی کشور را که سر جمع شامل ۲۲ میدان گازی است، نشان می‌دهد.

جدول ۱- وضعیت ذخایر گازی کشور تا پایان سال ۱۳۸۶ (تریلیون متر مکعب)

		ذخیره در جای اولیه	ذخیره‌ی نهایی	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۶	قابل بهره‌وری در پایان سال ۱۳۸۶
مناطق دریا	همراه و کلاهک	۱.۴	۰.۵	۰.۲۰	۰.۳
	مستقل	۲۵.۹۳	۲۰.۰۳	۰.۱۷	۱۹.۸۶
	جمع	۲۷.۳۳	۲۰.۵۳	۰.۳۷	۲۰.۱۶
مناطق خشکی	همراه و کلاهک	۱۴.۳	۵.۶۰	۱.۶۰	۴
	مستقل	۹.۲۶	۶.۴۲	۰.۹۷	۵.۴۵
	جمع	۲۳.۵۶	۱۲.۰۲	۲.۵۷	۹.۴۵
جمع کل		۵۰.۸۹	۳۲.۵۵	۲.۹۴	۲۹.۶۱

منبع: ترازنامه‌ی هیدرو کربوری کشور سال ۱۳۸۶

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

همان‌طور که جدول ۱ نشان می‌دهد، مخازن مستقل گازی سهم بزرگی در تراز ذخایر کشور دارند. از مخازن مستقل تنها گاز استخراج می‌شود، در حالی‌که میزان تولید در گاز همراه نفت و کلاهک، وابسته به میزان تولید نفت خام و وضعیت مخازن نفتی

می‌باشد، بدیهی است تجمیع رفتار مخازن گازی به ویژه تجمیع رفتار مخازن گازی مستقل با مخازن گازی وابسته به نفت (مخازن گازی همراه و کلاهک)، سبب کاهش قدرت توضیح دهندگی مدل می‌شود، به همین دلیل در این مقاله تولید گاز از میادین مستقل گازی مورد تحلیل قرار می‌گیرد.

لازم به ذکر است گاز استخراج شده از منابع گازی (چه منابع مستقل، چه گاز همراه و کلاهک) به نام گاز غنی شناخته می‌شود و به طور مستقیم مورد استفاده قرار نمی گیرد. از آن‌جا که بخشی از گاز غنی را آب و سایر ناخالصی‌ها تشکیل می‌دهد، این گاز پس از استخراج به کارخانجات گاز و گاز مایع و پالایشگاه‌های گاز و واحدهای نم‌زدایی تحویل داده می‌شود. گاز خروجی این کارخانجات و پالایشگاه‌ها، گاز سبک است که می‌تواند به خطوط لوله برای مصرف تزریق شود. به هر حال، گاز غنی تحویلی به کارخانجات و پالایشگاه‌های گاز منبع اصلی تأمین گاز مصرفی کشور است. کارخانجات گاز و گاز مایع کشور[1] در سال ۱۳۸۶ بر اساس اطلاعات ارایه شده در ترازنامه‌ی هیدروکربوری کشور از ۹۰ میلیون متر مکعب گاز روزانه‌ی دریافتی، ۸۲.۰۷ میلیون متر مکعب گاز سبک تولید کرده‌اند که نسبت حجمی ۹۱.۱۱ درصد را نشان می‌دهد. پالایشگاه‌های گاز کشور نیز[2] از ۳۳۵.۱۹ میلیون متر مکعب گاز غنی دریافت شده ۳۱۸.۲۵ میلیون متر مکعب در روز گاز سبک تحویل داده‌اند که نسبت بازیافت حجمی ۹۴.۹۴ درصد را نشان می‌دهد. به این ترتیب کل گاز سبک تولید شده در سال ۱۳۸۶ روزانه ۴۰۰.۳۲ میلیون متر مکعب بوده است که چگونگی تخصیص آن به شرح جدول ۲ است.

با بررسی جدول (۲) می‌توان دریافت که رشد مصارف بخشی گاز طبیعی قابل توجه است. مصرف گاز در بخش‌های مختلف اقتصادی از ۱۷۳.۶۸ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۸۰، به ۲۸۳.۰۹ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۸۶ رسیده است که این میزان مصرف در طول سال، معادل حدود ۶۳۷ میلیون بشکه‌ی نفت خام است. رشد مصرف گاز به طور متوسط نزدیک به ۹ درصد در سال می‌باشد که با توجه به رشد

۱- شامل کارخانجات شماره‌ی ۱۰۰، ۲۰۰، ۳۰۰، ۴۰۰، ۵۰۰، ۶۰۰، ۷۰۰، ۸۰۰، ۹۰۰، ۱۰۰۰، ۱۲۰۰، ۱۳۰۰، ۱۴۰۰، ۱۵۰۰ و ۱۶۰۰

۲- شامل پالایشگاه‌های فجر، خانگیران، گنبدلی و شوریجه، بید بلند، مسجد سلیمان، سرخون، گورزین، دالان، سراجه، پارس جنوبی، پارسیان و ایلام.

اقتصادی کشور در طی این دوره نشان از افزوده شدن مصرف گاز به ازای هر ریال تولید ناخالص داخلی کشور دارد.

جدول ۲- چگونگی استفاده از گاز سبک تولیدی در دوره‌ی ۱۳۷۶-۱۳۸۶ (میلیون متر مکعب در روز تقویمی)

تزریق	۶۴.۲۶	۶۱.۰۲	۶۶.۷۵	۷۸.۲۱	۷۳.۲۸	۶۸.۸	۴۲.۴۴
مصارف بخشی	۱۷۳.۶۸	۱۹۸.۱۵	۲۲۰.۴۲	۲۳۸.۹۳	۲۵۵.۵۶	۲۶۲.۲۸	۲۸۳.۰۹
مصارف عملیاتی	۱۳.۸۴	۱۶.۳۸	۱۸.۴	۲۲.۵۶	۲۱.۷۴	۲۰.۵۶	۲۲.۰۳
سوزانده شده	۱.۴۱	۱.۸۹	۱.۹۴	۴.۶۳	۱.۵۵	۷.۰۹	۶.۷۷
تخلیه و افزایش ذخیره‌ی خط	۳.۲۹	۳.۹۴	۴.۵	۵.۷۱	۰.۸۱	۰.۱	۰.۴
صادرات	۰.۹۸	۳.۵	۹.۳۵	۹.۵۶	۱۲.۹	۱۵.۶۹	۱۵.۴
تحویلی به پتروشیمی	۰	۰	۰	۰	۰.۵۶	۷.۶۲	۱۴.۹۷
خوراک هیدروژن سازی پالایشگاه	۰	۰	۰	۰	۰	۷.۸۲	۸.۹۳
جمع مصارف	۲۵۷.۴۶	۲۸۴.۸۸	۳۲۱.۳۶	۳۵۹.۶	۳۶۶.۴	۳۸۹.۹۶	۳۹۴.۰۳

منبع: ترازنامه‌ی هیدرو کربوری کشور سال ۱۳۸۶

۳- مبانی نظری و ادبیات موضوع

مخازن نفت و گاز براساس دامنه‌ی زمانی دسترسی، جزء منابع پایان‌پذیر[1] طبقه‌بندی می‌شوند. منابع پایان‌پذیر، منابعی هستند که سرعت بازیابی آن‌ها در طبیعت به قدری کند است که می‌توان در مدل‌سازی بهره‌برداری از آن‌ها، مقدار ذخایر آن را داده شده، در نظر گرفت. در حقیقت به همین دلیل در اقتصاد منابع[2]، نفت و گاز مثال های متعارفی از منابع طبیعی پایان‌پذیر شناخته می‌شوند. مصرف منابع طبیعی پایان پذیر را می‌توان در طول دوره‌ی زمانی توزیع کرد، اما هر میزانی که از این منابع مصرف شده است، برای همیشه، یا به بیان دقیق‌تر برای دوره‌ی زمانی که بازیافت آن از دید اقتصادی معنی‌دار باشد، از دست رفته است.

1- Depletable or Exhaustible Resources.
2- Resource Economics.

اگر S_t مقدار مخزن در پایان زمان t و E_t مقدار استخراج از مخزن در خلال دوره‌ی زمانی t باشد، آن‌گاه بر اساس تعریفی که از بهره‌برداری از منبع پایان‌پذیر موجود است، روابط زیر بر بهره‌برداری از مخزن حاکم خواهد شد:

$$S_t = S_{t-1} - h(E_t) \quad (۱)$$

$$h(E_t) \geq 0 \text{ و } E_t > 0 \rightarrow h(E_t) > 0 \quad (۲)$$

$$E_t^1 > E_t^2 \rightarrow h(E_t^1) > h(E_t^2) \quad (۳)$$

$$S_t \geq 0 \quad (۴)$$

اگر مقدار قابل برداشت از مخزن تنها به اندازه‌ی میزان استخراج شده از آن کاهش یابد، در این صورت $h(E_t)=E_t$ خواهد بود. به چنین فرضی در بهره‌برداری از مخزن، فرض پویای خطی مخزن[1]، گفته می‌شود. اما مواردی وجود دارد که تأثیر کاهشی میزان استخراج بر روی مقدار قابل برداشت از مخزن بزرگ‌تر از مقدار مطلق میزان استخراج شده از مخزن است. به عنوان مثال اگر برداشت از یک مخزن بسیار سریع و بدون توجه به وضعیت فشار مخزن انجام شود، ممکن است میزان بیش‌تری از سیال در میان سنگ‌های مخزن به دام بیافتد و غیرقابل استخراج شود و به این ترتیب نرخ برداشت از آن به شدت کاهش می‌یابد.

بنابراین، در چنین شرایطی نرخ کاهش در ذخیره‌ی قابل برداشت از مخزن از میزان استخراج شده از مخزن در زمان t بیش‌تر خواهد بود. در این وضعیت $h(E_t)>E_t$ خواهد بود. به هر حال بر پایه همین مفاهیم برداشت از مخزن، مدل‌های نظری مختلفی برای شبیه‌سازی حداکثر مقدار قابل استخراج از مخازن طراحی شده است. یکی از مدل‌هایی که بر اساس فرض $h(E_t)>E_t$ به بررسی مقدار قابل استخراج از مخزن می‌پردازد، مدل هوبرت است که در ادامه ارایه می‌شود.

نظریه‌ی نقطه‌ی اوج هوبرت[2]

یکی از نظریه‌های زیربنایی در زمینه‌ی برداشت از منابع پایان‌پذیر، نظریه‌ی نقطه‌ی اوج هوبرت زمین شناس آمریکایی است که در سال ۱۹۵۶ با بررسی مخازن نفتی ارایه

1- Linear Stock Dynamics.
2- Hubbert Peak Theory.

شده است. این نظریه بر مبنای این فرض استوار است که منابع نفت موجود در زمین، در افق زمانی معنی‌دار از نظر اقتصادی، در نهایت مقدار مشخصی است. بر این اساس برای یک محدوده‌ی جغرافیایی مشخص، که این محدوده می‌تواند یک مخزن یا کل مخازن سیاره‌ی زمین را شامل شود، نرخ تولید نفت تمایل به پیروی از یک الگوی زنگوله‌ای دارد. این نظریه بیان می‌دارد که چگونه بر اساس داده‌های موجود در خصوص نرخ تولید و تولید انباشتی از مخزن می‌توان نقطه‌ی اوج تولید و مقدار حداکثر قابل استخراج در هر لحظه از زمان را تعیین کرد. پیش از این نقطه‌ی اوج[1]، نرخ تولید به دلیل فشار متناسب مخزن و ایجاد زیرساخت‌های استخراج در حال افزایش است، اما بعد از نقطه‌ی اوج[2] نرخ تولید به دلیل کاهش ذخایر مخزن شروع به کاهش می‌کند.

هوبرت (۱۹۵۶) در مقاله‌ی خود با عنوان "انرژی هسته ای و انرژی فسیلی" که در مؤسسه‌ی نفت آمریکایی[3] انجام شده، پیش‌بینی کرده است که مقدار تولید نفت در ایالات متحده، در سال ۱۹۷۰ میلادی به نقطه‌ی اوج خود می‌رسد که در عمل نیز تولید نفت آمریکا در سال ۱۹۷۱ نقطه‌ی اوج خود را سپری کرده است. در همین مقاله نقطه‌ی اوج تولید نفت جهان نیم قرن آتی پیش‌بینی شده است. البته هوبرت برای بیان نتیجه‌ی خود ۸۰ صفحه معادله‌ی دیفرانسیل را ارائه کرده و همین موجب انتقادات زیادی شده است. چرا که افراد کمی توانایی درک محاسبات او را داشته‌اند. البته هوبرت در مقاله‌ی دیگری با عنوان تکنیک‌های پیش‌بینی کاربردی برای تولید نفت و گاز (هوبرت، ۱۹۸۲)، روش ساده‌تری مبتنی بر مدل اول خود ارایه داده که بیش‌تر قابل درک بوده و مبنای تحقیقات دیگری در کشورهای مختلف قرار گرفته است.

مطالعات در خصوص نقطه‌ی اوج تولید نفت جهان بر اساس داده‌های جدیدتر روزآمد شده است (هیرش[4]، ۲۰۰۷). به دلیل روش‌های متفاوت در تعیین میزان ذخایر جهان، شروع نزول تولید در دامنه‌ای که از سال ۲۰۱۱ شروع و تا سال ۲۰۲۲ امتداد می‌یابد، قابل دسته‌بندی است. از نظریه‌ی هوبرت برای پیش‌بینی مسیر و نقطه‌ی اوج تولید سایر منابع طبیعی نیز استفاده شده است. رینولدز و وایت[5] (۲۰۰۵)، براساس

1- Pre-Peak.
2- Post Peak.
3- American Petroleum Institute.
4- Hirsch.
5- Reynolds and White.

نظریه‌ی هوبرت پیش‌بینی کرده‌اند که نقطه‌ی اوج تولید گاز در آمریکای شمالی سال ۲۰۰۷ خواهد بود. بنتلی[1] (۲۰۰۲)، در مقاله‌ای که به بررسی و جمع‌بندی دورنمای تولید نفت و گاز در جهان با کمک مدل هوبرت می‌پردازد، به این نتیجه می‌رسد که نقطه‌ی اوج تولید نفت خام متعارف بسیار نزدیک است و حداکثر در ۱۰ سال آتی بروز می‌یابد و تنها چند کشور عضو اوپک را دارای ظرفیت مازاد تولید نفت متعارف شناسایی می‌کند. البته او اعتقاد دارد تأخیرهایی که در سرمایه‌گذاری در این کشورها انجام گرفته است سبب می‌شود که بحث بروز نقطه‌ی اوج تولید نفت خام متعارف چندان با توان مازاد تولید نفت در این کشورها تغییر جدی نیابد. ذخایر غیرمتعارف نفت و گاز جهان نیز هر چند قابل توجه است، اما سرمایه‌گذاری قابل توجهی برای جایگزینی به موقع آن به جای نفت خام متعارف انجام نگرفته است. از سوی دیگری در خصوص ذخایر گاز جهان نیز نتیجه می‌گیرد که ذخایر گاز، متعارف جهان هنوز به طور جدی جایگزین نفت نشده است، اما با کاهش ذخایر نفت و توجه به مصرف گاز، باید در نظر داشت که افق جهانی رسیدن به نقطه‌ی اوج تولید گاز جهان نیز چندان دور نیست و حداکثر در ۲۰ سال آتی بروز می‌یابد و به دلیل این‌که هر دو ذخیره‌ی هیدروکربوری متعارف جهان به زودی نقطه‌ی اوج خود را سپری می‌کنند، ریسک محدودیت مقداری انرژی برای جهان در پیش است.

تائو و لی[2] (۲۰۰۷)، در مقاله‌ای با استفاده از مدل‌سازی پویای سیستمی[3] (روشی که در این تحقیق نیز برای شبیه‌سازی وضعیت تولید گاز استفاده شده است) منابع ذغال‌سنگ در کشور چین را بر اساس مبانی نظریه‌ی هوبرت مدل‌سازی کرده اند. ذغال‌سنگ یکی از منابع اصلی تأمین انرژی چین است. این مقاله نتیجه گرفته است که در محدوده سال‌های ۲۰۲۵ تا ۲۰۳۲، نقطه‌ی اوج تولید ذغال‌سنگ در کشور چین سپری می‌شود و در سال ۲۰۵۰ میزان تقاضای ذغال‌سنگ، هفت درصد بیش‌تر از عرضه خواهد شد و به همین دلیل چین باید برای حفظ رشد پایدار خود برنامه‌هایی برای تأمین منابع جدید انرژی بیابد.

1- Bentley.
2- Tao and Li.
3- System Dynamics.

یکی از اولین مدل‌های پویای سیستمی که بهره‌برداری از منابع انرژی را در قالبی تفکیک شده مورد بررسی قرار داده، مدل کشف و تولید گاز طبیعی است که در پایان نامه‌ی کارشناسی ارشد راجر نیل[1] (۱۹۷۲)، با الهام گرفتن از مستندات مدل جهان در دانشگاه ام.آی.تی[2] انجام گرفته است. مدل پویای سیستمی تولید گاز طبیعی نیل، بر پایه ی تئوری دوره‌ی عمر مخزن که توسط هوبرت ارایه شده تدوین یافته است. نتایج حاصل از پایان نامه‌ی کارشناسی ارشد راجر نیل تأیید کرده که تئوری دوره‌ی عمر هوبرت درست است. در حقیقت نیل به این نتیجه رسیده است که تولید گاز طبیعی در ایالات متحده که در سال ۱۹۷۳ به میزان حداکثر خود رسیده بود، شروع به کاهش می‌کند و به دلیل این کاهش در نرخ بهره‌برداری و اکتشاف ذخایر و روند مصرف، تمامی ذخایر داخلی آمریکا در اواخر قرن بیستم و یا اوایل قرن بیست و یکم به پایان خواهد رسید. البته بر استفاده از مدل هوبرت برای پیش‌بینی وضعیت تولید منابع پایان پذیر انتقاداتی وارد شده است. به ویژه این مسأله که مدل هوبرت چندان به تولید مخازن غیرمتعارف توجه نشان نمی‌دهد و بهبود تکنولوژی را که پس از رسیدن به نقطه‌ی اوج اولیه ممکن است سبب شود شروع نزول به تعویق بیافتد را در نظر نمی‌گیرد، مورد انتقاد قرار می‌دهند. حامیان نظریه‌ی هوبرت در پاسخ بیان می‌دارند که حتی اگر روش‌های جدید استخراج منجر به استحصال مخازن جدید یا افزایش امکان برداشت از مخازن موجود شود، از آن جایی که میزان انرژی مورد نیاز برای به‌دست آوردن یک واحد انرژی از این منابع جدید بسیار بیش‌تر از مخازن متعارف است، بنابراین در عمل، رسیدن به نقطه‌ی اوج تولید مخازن متعارف، افزایش هزینه‌ی انرژی و نتایج نظریه‌ی هوبرت را به دنبال خواهد داشت. همینگسن[3] (۲۰۱۰)، در مقاله‌ی خود در خصوص مباحثی که بر سر محدودیت منابع نفتی شکل گرفته است، نتیجه می‌گیرد که بیش‌تر انتقاداتی که به مدل هوبرت شده است به دلیل مخالفت نهادی و سیاسی شرکت‌ها و نهادهای متولی بحث انرژی با نتایج مدل هوبرت بوده است و نه ماهیت محاسبات آن.

1- Naill.
2- Massachusetts Institute of Technology.
3- Hemmingsen.

زیربنای مدل ریاضی پژوهش

در حقیقت مدل ریاضی منحنی زنگوله مانند هوبرت، مشتق منحنی لجستیک[1] است. دلیل این مسأله، بر فرض هوبرت در مورد رفتار مخازن استوار است. زمانی که یک مخزن کشف شود، در ابتدا نرخ استخراج از مخزن به شکل نمایی افزایش می‌یابد، علت این مسأله آن است که حفاری‌های دقیق‌تر و تجهیزات بیش‌تری به تدریج پس از کشف مخزن برای استخراج آن به کار گرفته می‌شود، که با توجه به فشار اولیه ی موجود در چاه مخزن نرخ استخراج بالایی خواهد داشت. در نقطه‌ای مقدار تولید به میزان حداکثر خود می‌رسد و مقدار تولید مخزن شروع به کاهش می‌کند، چون با برداشت از مخزن، فشار درونی مخزن نیز شروع به کاهش می‌کند. نرخ کاهش برداشت از مخزن، با نرخ نمایی به کاهش خود ادامه می‌دهد تا کل ذخایر قابل برداشت از مخزن استخراج شود. از سوی دیگر منحنی هوبرت یک منحنی متقارن است، به عبارت دیگر نقطه‌ی اوج در جایی قرار می‌گیرد که نیمی از میزان قابل برداشت از مخزن استخراج شود.

اهمیت نظریه‌ی هوبرت برای پیش‌بینی میزان قابل برداشت از مخزن در این است که براساس داده‌های گذشته از برداشت مخزن، می‌توان منحنی هوبرت را ساخت و به این ترتیب میزان قابل برداشت از مخزن را پیش‌بینی کرد. در حقیقت بر اساس اصل پارسیمونی، الگوی هوبرت الگوی مناسب‌تری نسبت به مدل‌های پیچیده‌ای است که درنهایت نتیجه‌ای مشابه ارایه می‌دهند[2]. دیفیز[3] (۲۰۰۰)، معادلات ریاضی منحنی هوبرت را به صورت زیر تشریح کرده است:

محاسبه‌ی هوبرت در مورد نرخ تولید نفت قابل برداشت از مخزن نیاز به اطلاعاتی در مورد کل ذخایر قابل برداشت از مخزن دارد. امروزه بر اساس مطالعات لرزه نگاری، میزان ذخایر قابل برداشت مخازن معمولاً در دسترس است، اما با توجه به عدم دقت

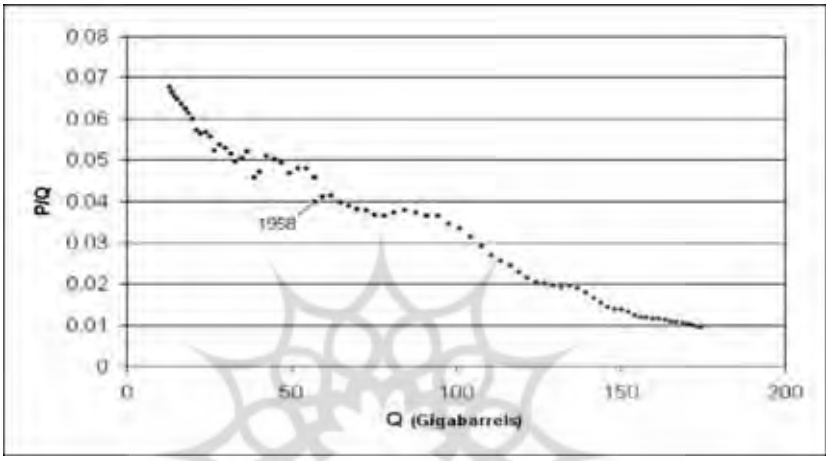
1- Logistic Curve.

۲- پارسیمونی، اصلی است که بیان می‌دارد برای رسیدن به یک نتیجه‌ی یکسان مدلی ساده‌تر و با مفروضات کم‌تر مدلی برتر است. این اصل با عبارت Less Is Better نیز بیان می‌شود. واژه‌ی Parsimony، یک واژه‌ی لاتین به معنی ایجاز و امساک است. اصل پارسیمونی از فلسفه وارد علوم شده است و به خصوص در ریاضیات و آمار به این معنی است که مدل ریاضی که دارای پارامترهای کم‌تری است، در توجیه یک رویداد یکسان، در مقایسه با مدلی پیچیده‌تر برتر است. چون افزوده شدن هر پارامتر منجر به افزایش نااطمینانی می‌شود. براساس اصل پارسیمون در هنگام انتخاب میان دو مدل که هردو نتایج تحلیلی یکسانی ارایه می‌دهند، الگویی که به فروض و متغیرهای کم‌تری نیاز داشته باشد الگوی مناسب‌تری است.

3- Deffeyes.

برآوردها در گذشته، هوبرت روشی برای پیش‌بینی میزان کل ذخایر موجود در مخزن براساس اطلاعات استخراج روزانه و میزان انباشتی استخراج تدوین کرده است.

اگر میزان تولید سالانه از مخزن، با P و میزان برداشت انباشتی از مخزن با Q نشان داده شود، رفتار مخزن مطابق شکل زیر ترسیم می‌شود:



منبع: دیفیز (۲۰۰۰)

نمودار ۱- رابطه‌ی مقدار انباره باقیمانده مخزن و نرخ برداشت در مخازن نفتی آمریکا

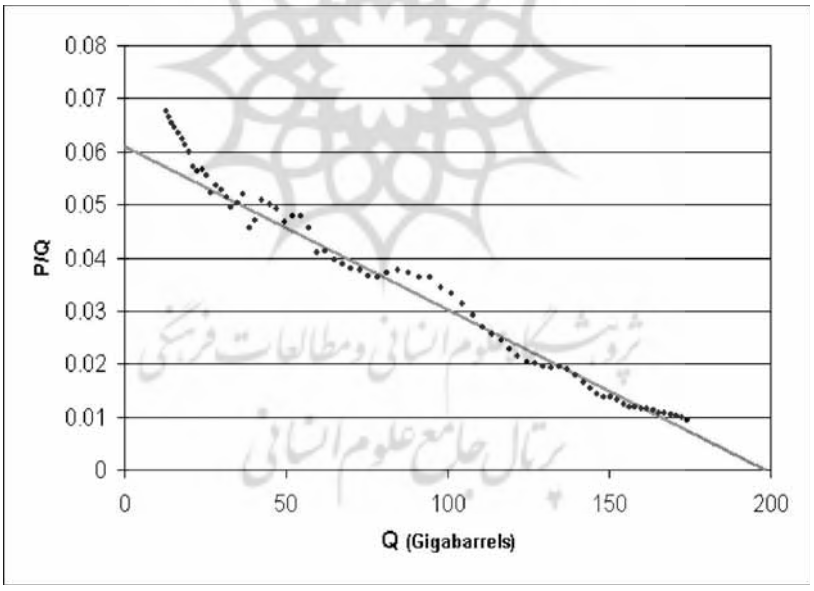
این منحنی نشان می‌دهد که با افزایش برداشت مخزن نسبت تولید سالانه به تولید انباشتی چه رفتاری از خود بروز می‌دهد. نمودار فوق داده‌های ۴۸ ایالت آمریکا را نشان می‌دهد که هوبرت در هنگام مدل‌سازی، داده‌های تا سال ۱۹۵۸ که در شکل مشخص شده است را در اختیار داشته است. نظریه‌ی هوبرت با این فرض که رابطه‌ی بلندمدت بین P(t)/Q(t) و Q(t) یک رابطه‌ی خطی نزولی است، شکل گرفته است؛ فرضی که مطالعات زمین شناسی و بررسی رفتار مخازن نیز در دنیای واقعی آن را تأیید می‌کرد. اگر خطی بر روی این داده‌ها برازش شود، معادله ی این خط به صورت زیر خواهد بود:

$$Y = mX + a \qquad (۵)$$

که در آن Y همان نسبت P(t)/Q(t) و X برابر با Q(t) می‌باشد. نقطه‌ای که خط برازش شده، محور افقی را قطع می‌کند جایی است که نرخ استخراج از مخزن به صفر می‌رسد و در حقیقت این نقطه، میزان حداکثر تولید انباشتی از مخزن Q_{max} را نشان

می‌دهد، بنابراین هوبرت، با رسم این خط و شناسایی نقطه‌ی تقاطع آن با محور افقی، میزان تولید حداکثر مخازن نفتی ایالات متحده را ۱۹۸.۴ گیگا بشکه تعیین کرده است. از سوی دیگر عرض از مبداء این خط نیز از تقاطع منحنی رسم شده با محور عمودی به دست می‌آید که برای استخراج نفت آمریکا مقدار a حدود ۰.۰۶۱ محاسبه شده است.

البته باید اشاره کرد که استفاده از داده‌های میزان برداشت انجام شده و میزان برداشت انباشتی برای تعیین مقدار کل قابل برداشت مخزن تنها زمانی میسر است که هدف در هنگام استخراج برداشت در سطح حداکثر ممکن از مخزن باشد. چون اگر مقدار قابل برداشت به دلایل مختلف و به طور عمدی از میزان حداکثر قابل برداشت پایین‌تر نگاه داشته شود، دیگر این اطلاعات حاوی الگوی رفتاری مخزن نیست و برای تعیین پیش بینی مقدار نهایی قابل برداشت از مخزن مناسب نمی‌باشد. در چنین شرایطی باید با استفاده از روش‌های دیگری مانند مطالعات زمین شناسی، مقدار نهایی قابل برداشت مخزن را تعیین کرد.



منبع: دیفیز (۲۰۰۰)

نمودار ۲- خط برازش شده بر اساس مدل هوبرت بر روی داده‌های تولید و برداشت در مخازن نفتی آمریکا

بعد از تعیین مقدار نهایی تولید انباشتی و عرض از مبداء منحنی فوق، تعیین حداکثر تولید ممکن سالانه بر اساس منحنی هوبرت، تنها نیازمند بسط معادله ی به‌دست آمده می باشد که در ادامه ارایه شده است:

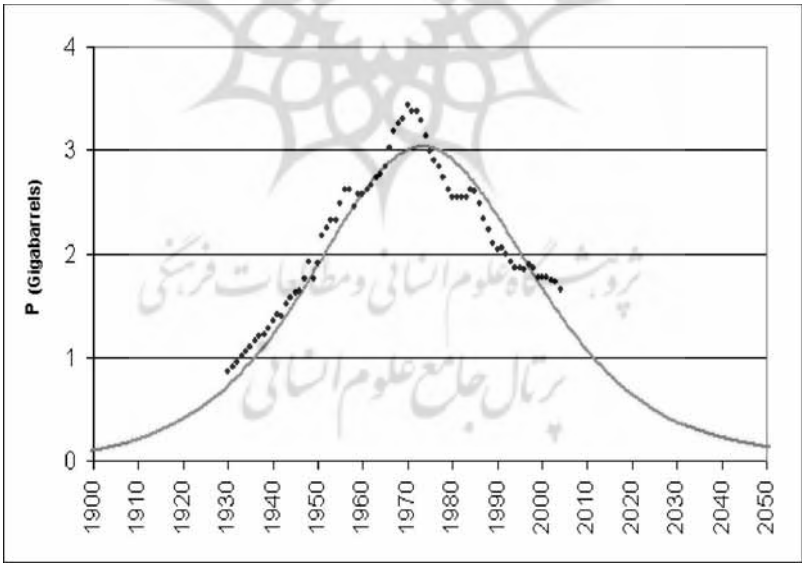
$$P_t/Q_t = mQ_t + a \quad (۶)$$

$$P_t/Q_t = -aQ_t/Q_{max} + a \quad (۷)$$

$$P_t/Q_t = a(1 - Q_t/Q_{max}) \quad (۸)$$

$$P_t = a(1 - Q_t/Q_{max})Q_t \quad (۹)$$

در حقیقت عبارت (1 – Qt/Qmax) نشان دهنده ی کسر باقیانده از مخزن در زمان t است. در حقیقت آخرین معادله‌ی به‌دست آمده مشتق معادله از یک منحنی لجستیک است که وضعیتی زنگوله مانند دارد. رسم این منحنی با توجه به مقادیر معلوم Q_{max}، Q_t و a به سادگی میسر است که در نمودار زیر ارایه شده است. همان‌طور که ملاحظه می شود این منحنی به خوبی توانسته است وضعیت تولید سالانه‌ی نفت ایالات متحده و رسیدن به نقطه‌ی اوج در سال ۱۹۷۱ را پیش‌بینی کند.



منبع: دیفیز (۲۰۰۰)

نمودار ۳- تدوین منحنی زنگوله مانند هوبرت بر اساس داده‌های اقتصاد آمریکا

لازم به ذکر است که منحنی هوبرت، حداکثر مقدار قابل برداشت را نشان می‌دهد، بنابراین اگر به دلایلی از برداشت حداکثری از مخزن امتناع شود (مثلاً سهمیه بندی، یا تصمیم مقامات سیاسی و ...)، تا زمانی که این سطح تعیین شده دیواره‌ی نزولی منحنی هوبرت را قطع نکند، تولید در نرخ ثابت قابل امتداد است. در صورتی که برداشت از مخزن به طور عمدی کند شود، ماهیت میزان قابل برداشت از مخزن به طور عام تغییر نخواهد کرد و تنها ممکن است نقطه‌ی اوج پایین‌تر از نظر مقدار استخراج، اما به شکل افقی باشد. در چنین شرایطی مدل شبیه‌سازی با استفاده از مدل هوبرت، میزان حداکثر قابل برداشت در هر لحظه از زمان را از مخزن شبیه‌سازی می کند. در مقاله‌ی حاضر نیز از مدل هوبرت در همین راستا استفاده شده است.

۴- روش شناسی تحقیق

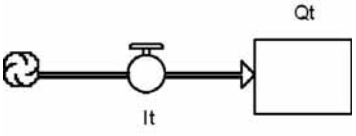
مدل تحقیق بر اساس روش شناسی پویای سیستمی[1] پایه‌گذاری شده، توسط فورستر در سال ۱۹۶۱ تدوین شده است. از نرم افزار مدل‌سازی پویای سیستمی ithink9 در ساخت مدل استفاده شده است که جزییات بیش‌تری از آن در بخش‌های بعدی ارایه می‌شود. روش شناسی پویای سیستمی مبتنی بر تئوری کنترل مدرن[2] است که در آن رفتار سیستم به وسیله ی معادلات دیفرانسیل و انتگرال شبیه‌سازی می‌شود.

هر چند واژه ی سیستم در حوزه‌های مختلفی از علوم به کار گرفته می‌شود، اما در مدل‌سازی پویای سیستمی مفهوم سیستم بسیار خاص است. مفهوم سیستم در روش مجموعه ای از اجزاست که از طریق چهار عنصر مخزن‌ها یا انباره‌ها[3] با نماد stock ، جریانه‌ها یا فرآیندها[4] با نماد flow ، مبدل ها یا ثابت‌های سیستم[5] با نماد converter ، اتصال دهنده‌ها[1] با نماد ـه سازندهای

1- System Dynamics.
2- Modern Control Theory.
3- Reservoirs.
4- Flows.
5- Converters.

مدل‌سازی است، در فضای مدل‌سازی به یکدیگر متصل می‌شوند و ماهیتی از سیستم واقعی را در فضای رایانه تصویر می‌کنند. (دیتون مایکل، جیمز وینبرک، ۱۳۸۲)

به این ترتیب با کمک ترکیبات مختلفی از این سازه‌های سیستمی طرح روابط بین متغیرهای مؤثر بر تولید گاز کشور تدوین می‌شود، اما زیربنای اصلی مدل‌سازی پویای سیستم‌ها بر پایه ی معادلات دیفرانسیل کمی استوار است و نمادهای مورد اشاره در فوق تنها ابزارهایی برای ساده‌سازی تدوین مدل‌های ریاضی هستند.



به عنوان مثال در رابطه‌ی شماتیک فوق که ساده ترین نوع رابطه در فضای مدل‌سازی پویای سیستمی است، نحوه محاسبه ی مقادیر $Q(t)$ به شرح زیر است:

$$Q(t) = Q(0) + \int_0^t I(t)dx \qquad (۱۰)$$

برای محاسبه ی انتگرال فوق در تحلیل پویای از روش انتگرال‌گیری اولر یا چند نقطه‌ای استفاده می‌شود. البته روش انتگرال‌گیری اولر به دلیل قدرت انعطاف بیش‌تری که در استفاده از توابع ریاضی و شرطی ایجاد می‌کند کاربردی‌تر است و تکنیک انتگرال‌گیری تحقیق حاضر نیز بر این روش استوار است. روش انتگرال‌گیری اولر به شرح زیر است:

$$\int_t^{t+DT} I(x)dx = DT.I(t) + \frac{DT^2}{2} I'(\mu) \qquad (۱۱)$$
$$t \le \mu \le t+DT$$

از آن‌جایی که تابع $I(t+DT)$ معمولاً نامعلوم است و برای محاسبه ی $\int_t^{t+DT} I(x)dx$ موجود نمی‌باشد، این نوع انتگرال‌گیری برای حل معادلات دیفرانسیلی

1- Connectors.

عددی طراحی شده است[۱]. در عبارت فوق DT گام زمانی انجام محاسبات و μ مقداری زمانی بین فاصله ی زمانی است.

دلیل اصلی استفاده از روش مدل‌سازی پویای سیستمی برای شبیه‌سازی وضعیت مخازن گاز کشور، سازگاری محاسباتی بین این روش مدل‌سازی با روش شناسی هوبرت است. همان‌طور که اشاره شد، زیربنای مدل هوبرت بر پایه ی معادلات دیفرانسیلی است و نوعی سازگاری بین مبانی نظری و روش مدل‌سازی ایجاد می‌کند. از سوی دیگر، روش پویای سیستمی قابلیت‌های گسترده ای برای آزمون حساسیت فراهم می‌آورد. به سادگی می‌توان مقادیر برآوردی پارامترهای سیستم را مبنای تحلیل حساسیت قرار داد. آزمون‌های سیاست‌گذاری نیز با کمک فضای مدل‌سازی پویای سیستمی میسر است. هزینه و زمانی که برای انجام آزمون‌های حساسیت مورد نیاز می باشد، نسبت به سایر روش‌های مدل‌سازی کم‌تر است. (تائو و لی[۲]، ۲۰۰۷)

۵- تدوین مدل تولید از میادین مستقل

همان‌طور که اشاره شد، 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 کلاهک مخازن نفتی و گاز تولیدی همراه نفت.

از آن‌جا که رفتار تولیدی مخازن مستقل با مخازن گاز همراه نفت و کلاهک متفاوت است، نمی‌توان رفتار تجمیعی آن‌ها را در قالب یک مدل ارایه کرد. در این مقاله رفتار تولید از مخازن گاز مستقل ارایه می‌گردد.

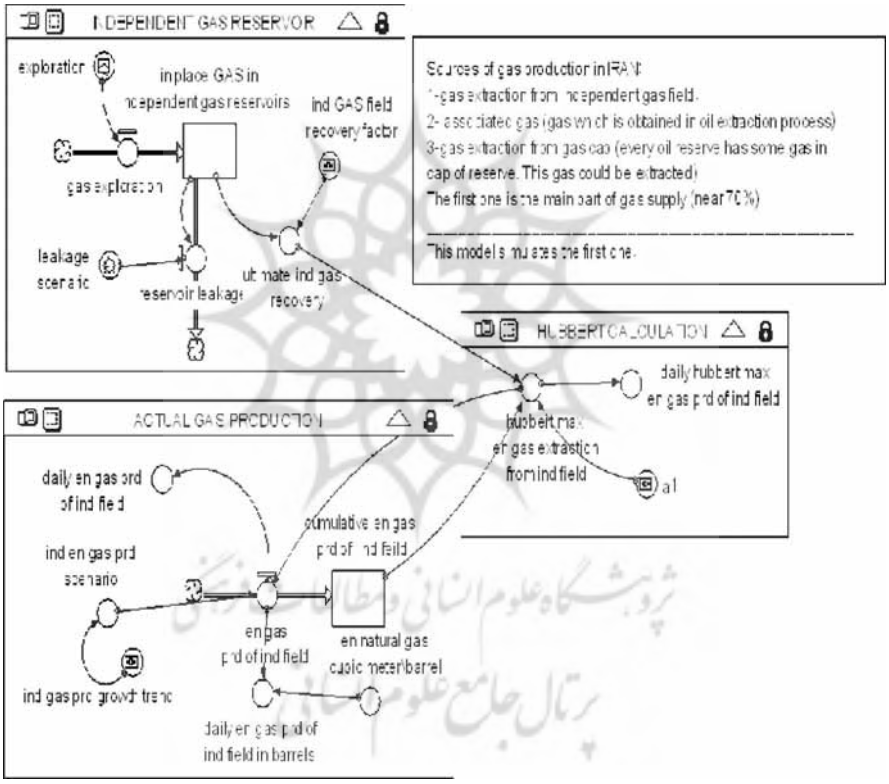
همان‌طور که دیاگرام سیستمی ارایه شده در نمودار (۴) نشان می‌دهد، برای شبیه‌سازی تولید گاز ابتدا باید میزان نهایی قابل استخراج از مخازن گازی مستقل[۳] مدل‌سازی شود. برای این منظور ضریب بازیافت مخازن گازی مستقل کشور و میزان ذخایر درجای گاز در مخازن مستقل وارد فضای مدل‌سازی شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، میزان ذخایر درجای گاز در مخازن مستقل از دو جریانه ی اکتشاف و

۱- این نوع انتگرال را می‌توان براساس بسط تیلور به‌دست آورد.

2- Tao and Li.

3- Ultimate Independent Gas Recovery .

نشتی متأثر می‌شود که در شبیه‌سازی پایه[1] مدل این دو جریانه بر روی صفر تنظیم می‌شود. در حقیقت مدل پویای تحقیق توان پذیرش سناریوهای مختلف احتمالی برروی نرخ اکتشاف 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 پارس جنوبی می‌تواند مصداق حضور نشت در ذخایر گازی کشور تلقی شود. مدل، توانایی پذیرش سناریوهای مختلف در این خصوص را نیز دارد.



نمودار۴- ساختار پویای سیستم تولید گاز از مخازن گازی مستقل بر اساس مدل هوبرت [خروجی لایه ی مدل‌سازی نرم افزار *Ithink9*]

1- Base Run Simulation.

جدول ۳- فهرست متغیرهای مدل

نوع متغیر	نام متغیر	شرح
انباره	in_place_GAS_in_independent_gas_reservoirs	میزان ذخایر درجای گاز در مخازن گازی مستقل
جریانه	gas_exploration	جریان اکتشاف ذخایر گاز مستقل
مبدل	exploration	میزان اکتشاف ذخایر مستقل
جریانه	reservoir_leakage	جریان نشتی از مخازن گاز
مبدل	leakage_scenario	سناریو برای نرخ نشت از مخازن
مبدل	ind_GAS_field_recovery_factor	ضریب بازیافت مخازن گازی مستقل
مبدل	ultimate_ind_gas__recovery	میزان نهایی قابل استخراج از مخازن گازی مستقل
مبدل	hubbert_max__en_gas_extraction__from_ind_field	حداکثر میزان تولید براساس الگوی هوبرت از مخازن گازی مستقل
مبدل	daily_hubbert_max_en_gas_prd_of_ind_field	حداکثر میزان تولید روزانه از مخازن گازی مستقل بر اساس مدل هوبرت
مبدل	a1	ضریب نرخ رشد داخلی استخراج برای مخازن گازی مستقل بر اساس مدل هوبرت
جریانه	en_gas_prd_of_ind_field	میزان تولید گاز غنی از مخازن گازی مستقل
انباره	cumulative_en_gas_prd_of__ind_feild	تولید انباشتی گاز غنی از میادین گازی مستقل
مبدل	daily_en_gas_prd_of_ind_field	تولید روزانه ی گاز از مخازن گازی مستقل
مبدل	ind_en_gas_prd_scenario	سناریوی تولید گاز از مخازن گازی مستقل
مبدل	ind_gas_prd_growth_trend	روند نرخ رشد تولید گاز از میادین مستقل
مبدل	daily_en_gas_prd_of_ind_field_in_barrels	*تولید روزانه‌ی گاز غنی از مخازن گازی مستقل به واحد بشکه‌ی نفت خام*
مبدل	en_natural_gas_cubic_meter\barrel	*تبدیل کننده‌ی متر مکعب گاز طبیعی به معادل بشکه‌ی نفت خام*

پس از مدل‌سازی میزان نهایی قابل استخراج، تدوین الگوی تولید هوبرت انجام می‌گیرد. با بررسی میزان تولید حداکثر گاز ممکن از ذخایر گازی کشور، نرخ رشد ذاتی تولید مخازن گاز (متغیر a1) محاسبه می‌شود و با توجه به میزان تولید انباشتی مخازن گاز مستقل کشور تا سال پایه ی شبیه‌سازی (سال ۱۳۸۶)، مقدار حداکثر تولید مخازن گازی مستقل کشور بر اساس الگوی هوبرت بر اساس روابط زیر محاسبه می‌شود.

Hubbert max en gas extraction from ind field = (۱-cumulative en gas prd of ind field / ultimate ind gas recovery) * cumulative en gas prd of ind feild * a۱

این مقدار محاسباتی، میزان حداکثر گاز قابل استحصال از مخازن گازی مستقل را براساس الگوی هوبرت تعیین می‌کند. البته ممکن است تولید حداکثر هوبرت، در عمل اتفاق نیافتد. در حقیقت در عمل معمولاً کم‌تر از میزان حداکثر ممکن از مخازن گاز استخراج شود[۱]. بنابراین این‌که واقعاً چه میزان تولید از مخازن گازی مستقل کشور انجام می‌گیرد، می‌تواند بر اساس سناریوهای سیاستی تعیین گردد. از این رو، برای تعیین تولید گاز[۲]، علاوه بر متغیرحداکثر تولید ممکن از مخازن گازی کشور براساس الگوی هوبرت، متغیرسناریوی تولید گاز نیز مورد نیاز است. رابطه ای که در این متغیرمورد محاسبه قرار می‌گیرد، رابطه ای شرطی به صورت زیر است:

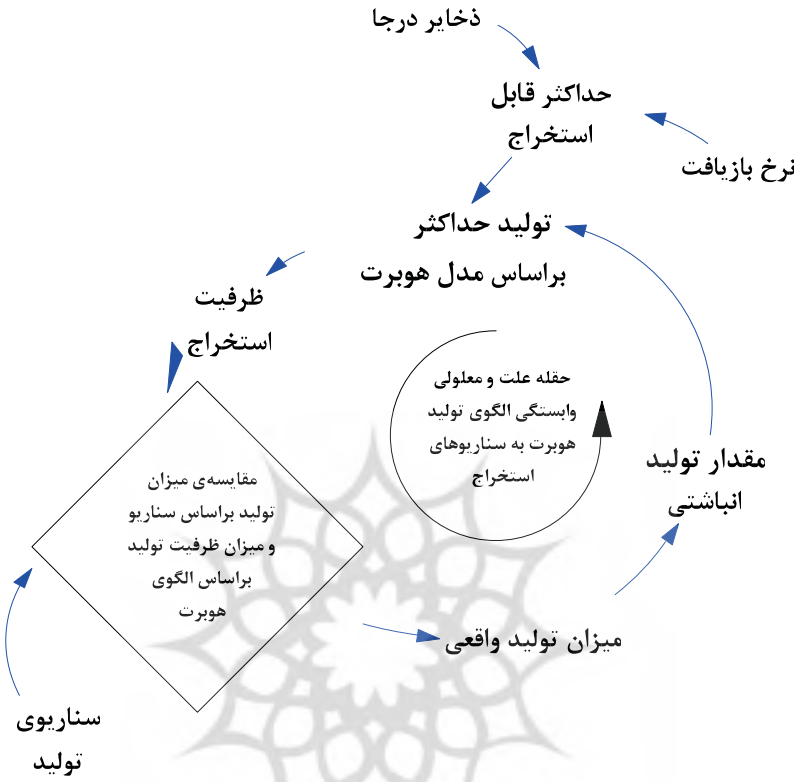
If ((ind en gas prd scenario) > hubbert max en gas extraction from ind field) then (hubbert max en gas extraction from ind field) else (ind en gas prd scenario)

در حقیقت بر اساس این رابطه، این‌گونه فرض شده است که تولید گاز مقید به قید حداکثر تولید ناشی از شرایط مخزن بر اساس مدل هوبرت باشد. 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 براساس الگوی هوبرت را به صورت پویا تغییر می‌دهد.

پرتال جامع علوم انسانی

۱- حتی از آن‌جایی‌که مدل هوبرت یک مدل ریاضی بر اساس ارقام میانگین است و ممکن است در عمل میزان استخراج برای سال‌هایی بالاتر از حداکثر تعیین شده توسط مدل هوبرت روی دهد (نمودار ۳)، در واقع قید تولید هوبرت یک قید بلندمدت است.

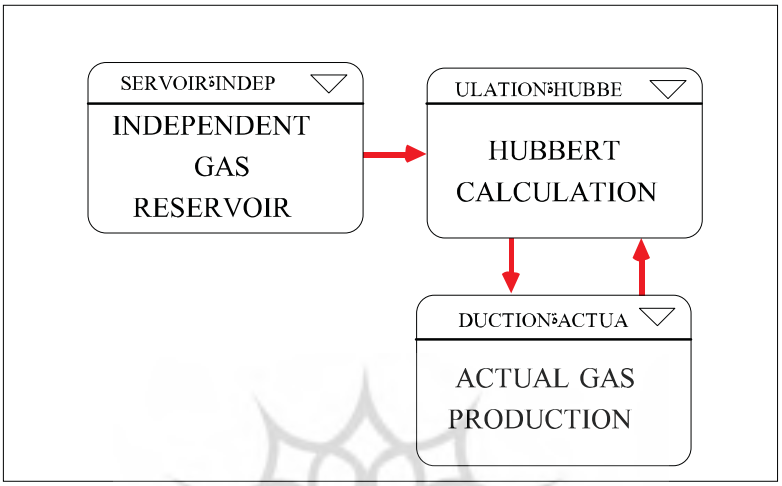
۲- متغیر en gas prd of ind field در مدل ارایه شده در نمودار ۴.



نمودار ۵- پویایی الگوی تولید حداکثر هوبرت براساس سناریوی‌های تولید واقعی در فضای مدل‌سازی پویای سیستمی

در حقیقت یک مزیت ویژه مدل‌سازی الگوی هوبرت با کمک روش پویای سیستمی در همین مسأله نهفته است که با ایجاد این ساختار بازخوردی به جای داشتن یک پاسخ غیرقابل انعطاف از نقطه‌ی اوج، بر اساس الگوی برداشتی از مخزن گازی، نقطه‌ی اوج تولید گاز می‌تواند در عمل جابه جا شود و این خود به عنوان یک پارامتر سیاست‌گذاری می‌تواند مورد نظر سیاست‌گذار قرار گیرد، اما لازم است توجه شود که هر چند با این ساختار امکان جابه جایی نقطه‌ی اوج میسر است، اما به دلیل فرض پایان‌پذیری منابع، حجم قابل برداشت با این سیاست به فرض ثبات سایر شرایط، متأثر نمی‌شود.

در کل باید اشاره کرد که ساختار کلان روابط بین سه زیر سیستم مؤثر بر استخراج گاز از میادین مستقل به صورت نمودار زیر است.



شبیه‌سازی

نمودار ۶- ساختار کلان تولید گاز از مخازن گازی مستقل بر اساس مدل هوبرت [خروجی لایه ی کاربری نرم افزار *Ithink9*]

شبیه‌سازی، بخش مهمی از فرآیند مدل‌سازی پویای سیستمی است که با کمک آن تعامل متغیرهای مختلف و بازخوردهای متعدد درون سیستم بروز می‌یابد. به وسیله ی شبیه‌سازی با سناریوهای مختلف، پویایی درونی سیستم درک می‌شود. در حقیقت، شبیه‌سازی در روش شناسی پویای سیستمی مفهومی فراتر از تنها محاسبه ی اعدادی از روند متغیرها در آینده دارد. اهمیت شبیه‌سازی در روش شناسی پویای سیستمی به حدی است که حتی به عقیده ی "برتالنفی" از بنیان گذاران تفکر سیستمی، این روش شناسی با امکان بهره برداری از رایانه‌ها و شناسایی اهمیت شبیه‌سازی در تحلیل سیستم‌ها، توسعه یافته است. (برتالنفی، ۱۳۷۴).

از شبیه‌سازی تعاریف زیادی شده است. بر اساس تعریف ایکاف، "استفاده از مدل برای کسب تجربه به جای واقعیت را شبیه‌سازی می‌گویند. به عبارتی مدل‌ها، نمایش سیستم واقعی هستند و شبیه‌سازی، تقلید یا بدل واقعیت با استفاده از مدل است "(قبادی، ۱۳۸۵)، اما شاید گسترده‌ترین تعریف را شانون ارایه داده باشد. بر اساس

تعریف شانون، "شبیه‌سازی عبارت است از فرایند طراحی مدل از سیستم واقعی و انجام آزمایش‌هایی با این مدل که با هدف پی بردن به رفتار سیستم یا ارزیابی استراتژی‌های گوناگون برای عملیات سیستم انجام می‌گیرد". در این تعریف شبیه‌سازی شامل مدل‌سازی و استفاده از مدل می‌شود (شانون، ۱۳۷۱).

شبیه‌سازی پایه

لازم به یادآوری است که شبیه‌سازی متغیرهای هدف تحقیق حاضر با شبیه‌سازی پایه[1] آغاز می‌شود. شبیه‌سازی پایه، وضعیتی است که معادلات دیفرانسیلی موجود در درون مدل، بر اساس شرایط اولیه[2] ای که برای متغیرهای سطح در هنگام کالیبره کردن مدل در نظر گرفته شده است، انجام می‌گیرد. در حقیقت ، هیچ گونه تغییری در شرایط متغیرهای مدل ایجاد نمی‌شود. شبیه‌سازی پایه، رفتارهای پایه‌ای متغیرهای مدل را ارایه می‌دهد. در حالی که در شبیه‌سازی با سناریوهای مختلف، رفتار متغیرهای مدل وقتی شرایط تغییر می‌کند، بررسی می‌شود. تمایزی که در رفتار متغیردر حالت شبیه‌سازی پایه با حالت تغییر یافته با سناریوهای مختلف حاصل می‌شود، خود زمینه‌ای برای درک پویایی درونی سیستم است.

مدل بر اساس واحد سال به شبیه‌سازی می‌پردازد و گام زمانی (dt) مدل برای انجام محاسبات کمّی بر روی یک صدم تنظیم شده است[3]. به عنوان مثال، برای این‌که مدل، دینامیکی بر پایه ی ارقام کمّی سال ۱۳۸۶ مقادیر سال ۱۳۸۷ را شبیه‌سازی کند، صد مرتبه‌ی محاسبات میانی را گام به گام انجام می‌دهد. این فرایند برای محاسبه ی مقادیر کمی سایر سال‌ها نیز تکرار می‌شود. با توجه به این‌که دوره‌ی زمانی شبیه‌سازی برای این‌که امکان مشاهده ی کامل الگوی زنگوله مانند هوبرت در تولید گاز از میادین مستقل میسر شود، از سال ۱۳۸۶ تا سال ۱۴۸۶ در نظر گرفته شده است، به این ترتیب محاسبات کمی مدل در ۱۰۰۰۰ نقطه‌ی محاسباتی انجام می‌گیرد.

نمودار (۷)، شبیه‌سازی پایه ی حداکثر تولید گاز ممکن بر اساس الگوی هوبرت را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، با فرض ثبات متغیرهای مختلف

1- Base Run Simulation.

2- Initial Condition.

۳- هر چه‌قدر اندازه‌ی گام زمانی کوچک‌تر باشد، دقت محاسبات کمّی بالاتر و به تبع آن سرعت شبیه سازی کم‌تر است.

سیاست‌گذاری مدل بر روی مقادیر تنظیم شده ی پایه که در زیر نمودار در قالب ابزارهای مختلف قابل مشاهده است، میزان تولید گاز در سال ۱۴۱۲ به نقطه‌ی اوج خود می‌رسد. میزان تولید در نقطه‌ی اوج حدود ۲۳۵۰ میلیون متر مکعب در روز است.

فروض شبیه‌سازی به شرح زیر است:

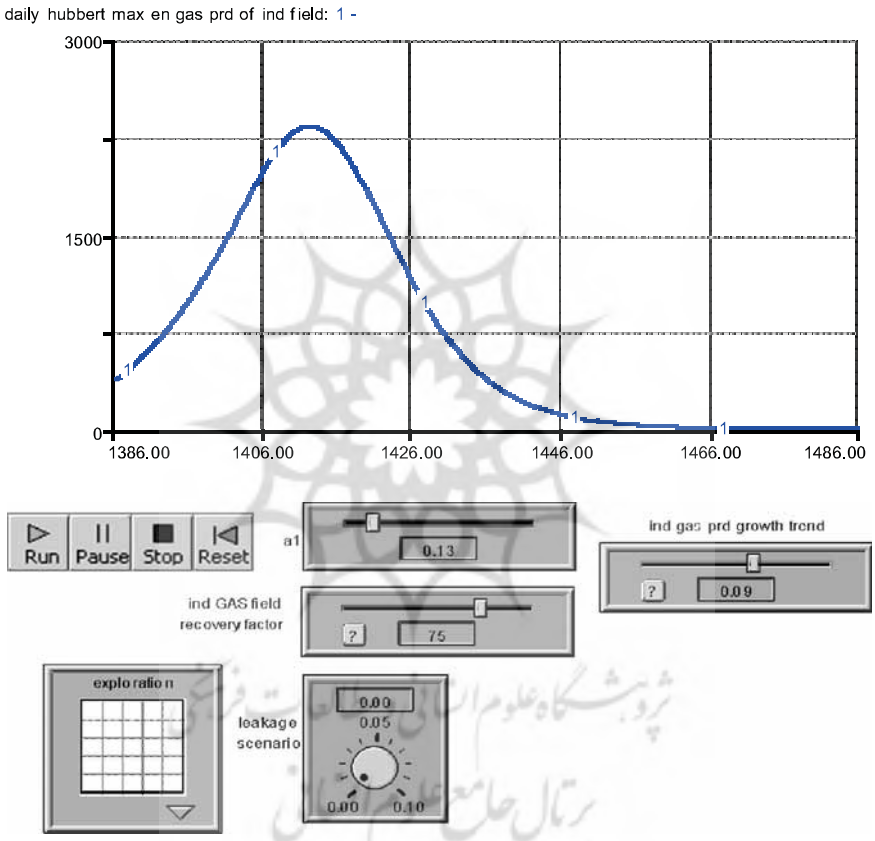
۱. مقدار ذخایر درجا در سال پایه (۱۳۸۶): ۳۵۱۹۰ میلیارد متر مکعب
۲. ضریب بازیافت: ۷۵ درصد
۳. نرخ رشد تقاضای داخلی: ۹ درصد
۴. نرخ اکتشاف و نرخ نشت از مخازن: صفر
۵. ضریب نرخ رشد داخلی مخزن (a1): ۰.۱۳

هر چند فروض فوق در ادامه مبنای تحلیل حساسیت قرار می گیرد، اما با این وجود تلاش شده است که مقادیر پایه ای این متغیرها در شبیه‌سازی پایه نزدیک به واقعیت باشد. فرض اول (ذخیره‌ی درجا)، بر اساس ارقام ارایه شده در جدول ۱ محاسبه شده است. فرض دوم نیز با تقسیم ذخایر درجا بر ذخیره‌ی نهایی میادین مستقل گازی قابل محاسبه است. فرض سوم (رشد مصرف)، بر اساس میانگین تقریبی رشد مصرف در خلال سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۶ در نظر گرفته شده است. در مورد فرض چهارم (نرخ اکتشاف و نشت) برای این‌که پویایی‌های ناشی از عملکرد مخازن موجود در گام اول شناسایی شود، مقدار اولیه ی این متغیر بر روی صفر تنظیم شده است و در نهایت فرض پنجم (ضریب نرخ رشد داخلی مخزن) براساس (۹) به شرح زیر محاسبه شده است:

$$a = \frac{P_t}{(1-\frac{Q_t}{Q_{max}})Q_t} \qquad (۱۲)$$

لازم به ذکر است که از آن‌جا که ارقام تولید کشور به دلیل تصمیم گیری‌های سیاستی، نشان دهنده ی حداکثر تولید ممکن مخزن نیست، بنابراین بر خلاف مدل‌سازی در کشور آمریکا، نمی توان به جای متغیر p_t از ارقام عملکرد تولیدی مخازن استفاده کرد، بلکه باید ظرفیت تولید مخازن را جایگزین آن نمود. در سال ۱۳۸۶ براساس گزارش ترازنامه‌ی هیدروکربوری کشور در حالی که ظرفیت تولید گاز کشور ۵۳۰ میلیون متر مکعب در روز بوده، تولید، حدود۵۰۵.۷ میلیون متر مکعب در روز ثبت شده است. با توجه به سهم بیش از ۷۰ درصدی مخازن مستقل گازی، میزان

ظرفیت تولید مخازن مستقل در این سال حدود ۳۸۲ میلیون متر کعب در روز برآزش می شود. با قرار دادن این رقم به جای P_t و استخراج ارقام تولید انباشتی (Q_t) و ذخیره‌ی نهایی (Q_{max}) از جدول ۱، مقدار ضریب a1 در حدود ۰.۱۳ تخمین زده می شود.

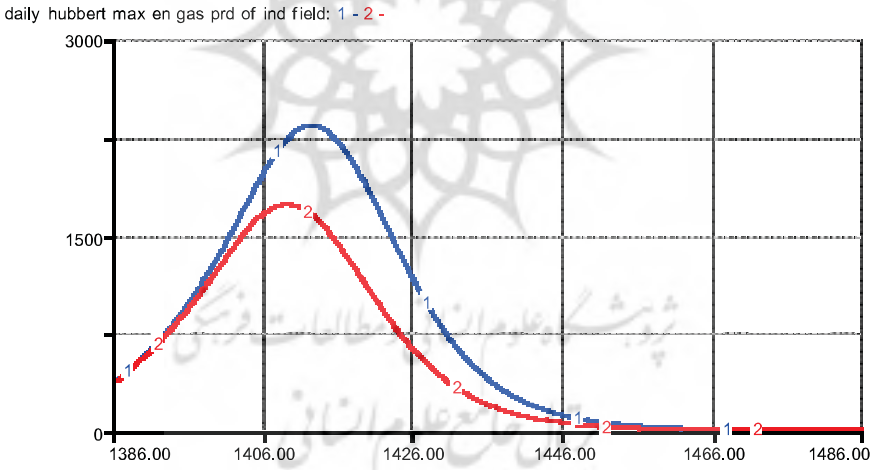


(ارقام نمودار: میلیون متر مکعب در روز)

نمودار ۷- شبیه‌سازی پایه ی تولید گاز از میادین مستقل گازی [خروجی لایه ی کاربری نرم افزار *Ithink9*]

تحلیل حساسیت متغیرنشت

در شبیه‌سازی پایه فرض شده است که مخازن درجای نفت شناسایی شده ی کشور در طول دوران بهره بدون تغییر باقی می‌مانند. اکنون وضعیتی را فرض می‌کنیم که میزانی از این ذخایر یا به دلایل فنی و یا به دلیل برداشت سریع تر همسایگان از مخازن گازی کشور برای ۱۰ سال (از سال ۱۳۸۶ تا سال ۱۳۹۶) با نرخ ۳ درصد در طول سال نشت یابد. نتیجه ی این شبیه‌سازی در نمودار ۸ ارایه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود این کاهش در ذخایر قابل برداشت، هم بروز نقطه‌ی اوج تولید را به سال ۱۴۰۹ تسریع کرده است و هم میزان حداکثر تولید قابل برداشت براساس الگوی هوبرت را به ۱۷۳۹ میلیون متر مکعب در روز کاهش داده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود تأثیر کاهش ذخایر درجا در شبیه‌سازی میزان حداکثر تولید گاز بسیار قابل توجه است و این مسأله بر حفاظت از این ذخایر، به خصوص در مورد تهدید بالفعل برداشت همسایگان، تأکید می‌کند.

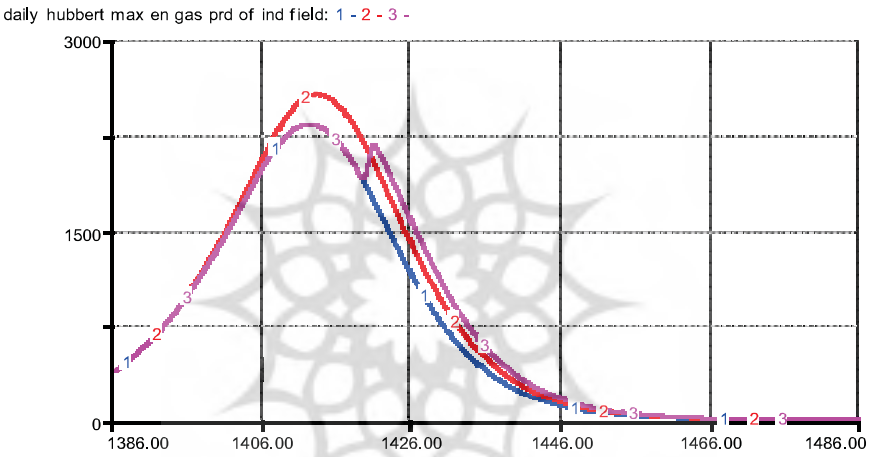


توضیح: منحنی ۱ شبیه‌سازی پایه و منحنی ۲ شبیه‌سازی پس از اعمال سناریوی نشت ۳ درصدی از مخزن.

نمودار ۸– شبیه‌سازی تولید گاز از میادین مستقل گازی با سناریوی نشت ۳ درصدی برای ۱۰ سال
[خروجی لایه ی کاربری نرم افزار Ithink9**] (میلیون متر مکعب در روز)**

تحلیل حساسیت متغیر اکتشاف

اکتشاف مخازن جدید نیز رویدادی است که احتمال آن در مسیر آینده‌ی صنعت نفت و گاز کشور وجود دارد. مدل پویای تدوین شده امکان دریافت هر الگویی از جریان اکتشافات آتی را دارد. در این‌جا برای این‌که اثر اکتشافات بر الگوی نقطه‌ی اوج مشاهده شود، دو سناریوی فرضی اکتشاف مخازنی با ۱۰ درصد موجودی مخازن فعلی مستقل گازی کشور، پیش از رسیدن به نقطه‌ی اوج (مثلاً سال ۱۳۹۵) و پس از رسیدن به نقطه‌ی اوج (مثلاً سال ۱۴۲۰) بررسی می‌شود.



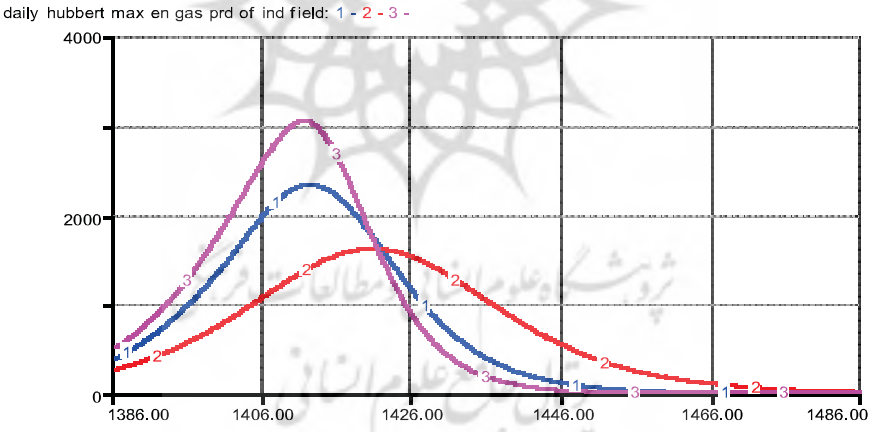
توضیح: منحنی ۱ شبیه‌سازی پایه، منحنی ۲ شبیه‌سازی پس از اعمال سناریوی اکتشاف ۱۰ درصدی در سال ۱۳۹۵ و منحنی ۳ شبیه‌سازی پس از اعمال سناریوی اکتشاف ۱۰ درصدی در سال ۱۴۲۰ .

نمودار ۹- شبیه‌سازی تولید گاز از میادین مستقل گازی با دو سناریوی اکتشاف ۱۰ درصدی در سال ۱۳۹۵ و سال ۱۴۲۰ [خروجی لایه ی کاربری نرم افزار *Ithink9*] (میلیون متر مکعب در روز)

همان‌طور که مشاهده می‌شود الگوی تأثیر این دو اکتشاف در شرایط نقطه‌ی اوج مدل هوبرت متفاوت است. اکتشاف پیش از شروع نزول تولید مخازن کشور سبب می‌شود که بروز نقطه‌ی اوج در افق بالاتری پدید بیاید و در حقیقت به صورت تشدید توان موجود تولید عمل کند، در حالی که اکتشافات پس از بروز نقطه‌ی اوج ذخایر موجود، الگوی حداکثر تولید را به شکل دو قله‌ای تغییر داده است. این مسأله نشان می‌دهد که الگوی هوبرت توانایی شبیه‌سازی جریان حداکثر تولید با چند نقطه‌ی اوج را نیز دارد. رویدادی که به نظر می‌رسد در تولید نفت خام کشور مشاهده شده است.

تحلیل حساسیت متغیررشد درونی (پارامتر a)

پارامتر a در مدل هوبرت که به پارامتر رشد داخلی[1] مخزن شناخته می‌شود، متغیری است که بسیاری از خصوصیات مخزن و هم‌چنین سرمایه‌گذاری‌های انجام گرفته بر روی مخزن را در درون خود دارد. در حقیقت ترکیبی از عوامل مؤثر بر کیفیت مخازن نظیر سنگ مخزن، چگالی سیال، وضعیت سازند مخزن و ... و هم‌چنین تکنولوژی های تولید از قبیل مدل حفاری، مکان حفاری، نوع تکنولوژی و ...، در تعیین پارامترa مؤثر است. همان‌طور که مشاهده می‌شود میزان این پارامتر در طول زمان می‌تواند دستخوش تغییر شود، البته مدل هوبرت میانگین این پارامتر را در محاسبات خود نیاز دارد. به هر حال، از آن‌جا که این پارامتر متغیری تجمیعی از تمامی این عوامل است، محاسبات آن معمولاً با تقریب همراه است. به همین دلیل تحلیل حساسیت این پارامتر برای مشخص شدن دامنه‌ی نوسان قابل انتظار یکی از موارد مهم در تدوین الگوی نقطه‌ی اوج می باشد. در ادامه شبیه‌سازی ناشی از دو سناریوی کاهش و افزایش ۳۰ درصدی این پارامتر نسبت به مقدار اولیه ی محاسباتی (کاهش به رقم ۰.۰۹۱ و افزایش به رقم ۰.۱۶۹) در نمودار ۱۰ ارایه می‌شود.



توضیح: منحنی ۱، شبیه‌سازی پایه، منحنی ۲، شبیه‌سازی پس از اعمال سناریوی کاهش ۳۰ درصدی پارامتر رشد داخلی (به ۰.۰۹۱) و منحنی ۳، شبیه‌سازی پس از اعمال سناریوی افزایش ۳۰ درصدی پارامتر رشد داخلی (به ۰.۱۶۹).

نمودار ۹- شبیه‌سازی تولید گاز از میادین مستقل گازی با دو سناریوی کاهش و افزایش نرخ رشد داخلی مخزن به اندازه ی ۳۰ درصد [خروجی لایه ی کاربری نرم افزار Ithink9] (میلیون متر مکعب در روز)

1- Intrinsic Growth Rate.

همان‌طور که مشاهده می‌شود افزایش این پارامتر، قدرت تخلیه‌ی مخزن را افزایش داده و نقطه‌ی اوج نزدیک‌تر و با مقدار تولید بیش‌تر (۳۰۷۳ میلیون متر مکعب در روز) ایجاد و عمر مخزن را کوتاه‌تر کرده است. در مقابل کاهش این پارامتر، نقطه‌ی اوج دورتر و در مقدار کم‌تر (۱۶۲۷ میلیون متر مکعب در روز)، اما با عمر طولانی‌تری را نتیجه داده است. از آن‌جا که ثبات سایر شرایط در این سناریوها در نظر گرفته شده است، سر جمع منابع قابل برداشت در دو سناریو یکسان است. در حقیقت این‌که چه استراتژیی برای تولید گاز از مخازن کشور در نظر گرفته شود (استخراج سریع و سرمایه‌گذاری منابع حاصل از درآمد گاز و یا استخراج طولانی مدت و امنیت عرضه‌ی طولانی‌تر و بهره‌مندی از افزایش قیمت گاز)، می‌تواند تعیین کننده ی این باشد که با سرمایه‌گذاری، الگوی رفتاری نقطه‌ی اوج را البته در بخشی که ناشی از ماهیت طبیعی مخزن نیست و با تحول تکنولوژیک قابل تأثیر گذاری است، تغییر داد.

تحلیل حساسیت نرخ رشد برداشت

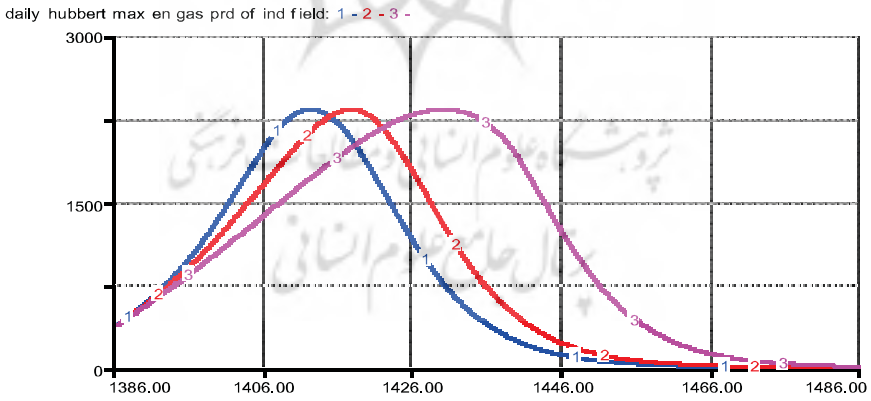
شبیه‌سازی پایه با این فرض انجام شده است که از سال ۱۳۸۶ نرخ رشد سیاست‌گذار برای تولید گاز، سالانه ۹ درصد باشد. البته باید اشاره کرد که در عمل به دلیل وجود قید تولید حداکثر مخزن بر اساس مدل هوبرت، برای سال‌های معدودی این نرخ رشد تولید میسر است. شبیه‌سازی پایه ی متغیر تولید روزانه ی مخازن گاز کشور (متغیر daily_en_gas_prd_of_ind_field در مدل پویای) در جدول ۴ ارایه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، توان تولید با نرخ رشد سالانه ۹ درصد تنها تا سال ۱۴۰۵ میسر است و حتی قبل از رسیدن به سال نقطه‌ی اوج (۱۴۱۲) مقدار تولید عملی، مقید به تولید حداکثر بر اساس مدل هوبرت می‌شود. بعد از سال ۱۴۱۲ نرخ رشد تولید منفی می‌شود که به علت محدودیت در جدول (۴) ارائه شده است.

جدول ۴- مقدار عملی تولید با فرض نرخ رشد تولید سالانه‌ی ۹ درصد

سال	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶	۱۳۹۷	۱۳۹۸	۱۳۹۹
مقدار تولید (میلیون متر مکعب در روز)	۳۶۶	۳۹۹	۴۳۵	۴۷۴	۵۱۷	۵۶۳	۶۱۴	۶۶۹	۷۲۹	۷۹۵	۸۶۷	۹۴۵	۱۰۳۰	۱۱۲۲
نرخ رشد (درصد)		۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۹
سال	۱۴۰۰	۱۴۰۱	۱۴۰۲	۱۴۰۳	۱۴۰۴	۱۴۰۵	۱۴۰۶	۱۴۰۷	۱۴۰۸	۱۴۰۹	۱۴۱۰	۱۴۱۱	۱۴۱۲	۱۴۱۳
مقدار تولید (میلیون متر مکعب در روز)	۱۲۲۳	۱۳۳۳	۱۴۵۳	۱۵۸۴	۱۷۲۷	۱۸۸۲	۲۰۲۳	۲۱۱۶	۲۱۹۶	۲۲۶۱	۲۳۱۰	۲۳۴۰	۲۳۵۰	۲۳۴۱
نرخ رشد (درصد)	۹	۹	۹	۹	۹	۹	۷.۵	۴.۶	۳.۸	۳	۲.۱	۱.۳	۰.۴	-۰.۴

منبع: نتایج شبیه‌سازی مدل تحقیق

اکنون اثر سیاست کاهش نرخ برداشت در الگوی تولید حداکثر هوبرت بررسی می‌شود. همان‌طور که در بخش تدوین مدل اشاره شده است، فضای مدل پویای سیستمی تحقیق حاضر وضعیت پویایی بین مقدار تولید عملی و الگوی تولید حداکثر هوبرت ایجاد می‌کند و مطابق نمودار ۵، یک رابطه‌ی علیت دو طرفه و هم‌زمان بین تولید حداکثر بر اساس الگوی هوبرت و تولید عملی و جاری کشور به وجود می آید. به این ترتیب زمان رسیدن به نقطه‌ی اوج تولید با سیاست برداشت از مخزن به طور درون‌زا تغییر می‌کند.



توضیح: منحنی ۱، شبیه‌سازی پایه (سناریوی رشد تولید ۹ درصد)، منحنی ۲، شبیه‌سازی با سناریوی رشد تولید ۶ درصد و منحنی ۳، شبیه‌سازی با سناریوی رشد تولید ۳ درصد.

نمودار ۱۰- شبیه‌سازی تولید گاز از میادین مستقل گازی با سناریوهای رشد تولید ۹ درصد، ۶ درصد و ۳ درصد [خروجی لایه‌ی کاربری نرم افزار Ithink9] (میلیون متر مکعب در روز)

در سناریوی رشد ۶ درصد سالانه در برداشت از مخازن مستقل گازی کشور، نقطه‌ی اوج تولید در سال ۱۴۱۷ حاصل می‌شود، در حالی که در سناریوی رشد تولید ۳ درصد در سال، نقطه‌ی اوج تولید تا سال ۱۴۳۰ به تعویق می‌افتد. این در حالی است که در شبیه‌سازی پایه (با فرض رشد سالانه ۹ درصد)، نقطه‌ی اوج تولید گاز در سال ۱۴۱۲ مشاهده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود، نرخ برداشت در زمان رسیدن به نقطه‌ی اوج بسیار مؤثر است، بنابراین، این مسأله نیز متغیر تصمیم مهمی در پیش روی سیاست‌گذاران حوزه‌ی انرژی است. این‌که استخراج سریع منابع گازی و سرمایه‌گذاری درآمدهای حاصل از آن، هدف کلان کشور است یا استخراج کندتر، به منظور بهره‌بردای از رشد قیمت و هم‌چنین امنیت عرضه‌ی انرژی، مطلوبیت هر یک از مسیرهای برداشت گاز از مخازن گازی مستقل را می‌تواند ارزش‌گذاری کند.

۶- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

در این تحقیق شرایط عرضه‌ی گاز از مخازن مستقل گازی کشور بر اساس مدل هوبرت در قالب یک مدل پویای سیستمی با کمک نرم افزار ithink9 شبیه‌سازی شده است. مخازن مستقل گازی کشور نزدیک به ۷۰ درصد کل ذخایر درجای گاز کشور را به خود اختصاص می‌دهند، به همین دلیل بررسی رفتار آن‌ها می‌تواند بخش مهمی از تصویر عرضه‌ی انرژی گاز در دهه‌های آتی را روشن کند. با کمک شبیه‌سازی مدل پویای مخازن گاز کشور، مشخص می‌شود که با ادامه ی شرایط موجود می توان در سال ۱۴۱۲ می‌توان به نقطه‌ی اوج تولید گاز از میادین مستقل رسید. البته در نقطه‌ی اوج مقدار تولید گاز کشور به ۲۳۵۰ میلیون متر مکعب در روز می‌رسد. با توجه به این‌که محتوای انرژی هر ۱۰۰۰ متر مکعب معادل ۷.۰۶ بشکه‌ی نفت خام است، این مقدار تولید گاز معادل تولید ۱۶.۵ میلیون بشکه‌ی نفت خام می‌باشد. این وضعیت در صورتی است که نرخ رشد تولید گاز در طول دوره‌ی شبیه‌سازی بر روی ۹ درصد تنظیم شده باشد. البته شبیه‌سازی مدل نشان می‌دهد که در بهترین حالت، عرضه‌ی گاز از میادین مستقل تا سال ۱۴۰۵ توان تأمین این نرخ رشد را دارد و در این سال نرخ رشد تولید گاز با قید تولید حداکثر محاسباتی بر اساس الگوی هوبرت برخورد می‌کند.

کاهش نرخ رشد تولید عملی گاز در زیر سطح حداکثر ممکن سبب می‌شود عمر مخازن افزایش یابد و به عنوان مثال در صورتی که نرخ رشد متوسط برداشت از مخازن

گازی کشور به ۳ درصد در طول دوره‌ی شبیه‌سازی کاهش یابد، رسیدن به نقطه‌ی اوج تولید تا سال ۱۴۳۰ به تأخیر می‌افتد. این مسأله می‌تواند پارامتر سیاستی مهمی برای سیاست‌گذار باشد. از سوی دیگر اثر نشت از مخازن شناسایی شده بر روی مسیر حداکثر تولید گاز قابل توجه است، به طوری که نشتی از مخازن گاز با نرخ ۳ درصد برای ۱۰ سال سبب می‌شود که نقطه‌ی اوج تولید به سال ۱۴۰۹ و میزان حداکثر قابل برداشت به ۱۷۳۹ میلیون متر مکعب در روز کاهش یابد که در حقیقت نسبت به وضعیت پایه گویای ۳۵ درصد کاهش در نقطه‌ی اوج تولید است. این مسأله به ویژه با توجه به اشتراک مخازن گاز مستقل کشور با برخی از کشورهای همسایه و کاهش ذخایر قابل استحصال کشور با برداشت آن‌ها، اهمیت واکنش به موقع و سریع در این خصوص را از بعد منافع ملی گوشزد می‌کند.

با کمک مدل پویای تدوین شده ارزیابی‌های متعدد دیگری نیز در خصوص بحث اثر اکتشاف و هم‌چنین سرمایه‌گذاری بر روی نرخ رشد درونی مخازن و یا نرخ بازیافت می‌توان انجام داد که در این تحقیق اثرات آن‌ها بر روی مسیر زمانی حداکثر قابل برداشت ارایه شده است. تحلیل درون‌زای الگوی اکتشاف و سرمایه‌گذاری با گسترش مرزهای سیستم طراحی شده، می‌تواند زمینه‌های تحقیق جدیدی را فراهم آورد. پیشنهاد تحقیقی دیگر این است که مدل تحقیق حاضر عملکرد اثباتی مخازن گازی مستقل کشور را نشان می‌دهد، این‌که کدام الگوی عملکرد مطلوب می‌باشد، قضاوتی هنجاری و وابسته به اهداف کلان انرژی کشور است. این‌که استخراج سریع مطلوب است یا استخراج تأخیری، مسأله ای است که سیاست های بالادستی در حوزه‌ی انرژی باید در این خصوص تصویر شفافی داشته باشد. با روشن شدن این هدف بالاسری و با کمک مدل حاضر می‌توان دریافت که کدام سناریو برای رسیدن به هدف مطلوب، بیش‌ترین اثر بخشی را دارد.

فهرست منابع

برتالنفی، لودویگ فن، ترجمه‌ی کیومرث پریانی(۱۳۷۴)، "مبانی تکامل و کاربردهای نظریه‌ی عمومی سیستم‌ها"، نشر تندر.

دیتون مایکل، جیمز وینبرک، ترجمه‌ی مهدی رضوی و رسام مشرفی (۱۳۸۲). "مدل‌سازی پویای سیستم‌های زیست محیطی"، انتشارات علمی دانشگاه صنعتی شریف.

آرمن، سید عزیز و روح الله زارع (۱۳۸۴). "بررسی رابطه‌ی علیت گرنجری بین مصرف انرژی و رشد اقتصادی در ایران بین سال‌های ۱۳۴۶ تا ۱۳۸۱"، فصل‌نامه‌ی پژوهش‌های اقتصادی ایران، سال هفتم، شماره‌ی ۲۴، صفحات ۱۱۷-۱۴۳.

شانون، رابرت، ترجمه‌ی علی اکبر عرب مازار(۱۳۷۱). "علم و هنر شبیه‌سازی سیستم‌ها"، مرکز نشر دانشگاهی.

قبادی، شهلا (۱۳۸۵). "سیستم داینامیک"، انتشارات سازمان مدیریت صنعتی.

گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، شماره‌ی ۶۷۲۰، مردادماه ۱۳۸۲.

"ترازنامه‌ی هیدروکربوری کشور"، مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، سال‌های مختلف.

Deffeyes, Kenneth, (2005)."*Beyond Oil; The View From Hubbert's Peak*", Douglas & Mc Lntyte Ltd.

Hemmingsen, Emma, (2010), "At The Base of Hubbert's Peak: Grounding The Debate on Petroleum Scarcity", Geoforum 41, 531–540.

Hirsch, Robert L., (2007)."Peaking of World Oil Production: Recent Forecasts", National Energy Technology Laboratory, WWW.Netl.Doe.Gov

Hubbert, M.K. (1956). "Nuclear Energy and the Fossil Fuels", Drilling and Production Practice.

Hubbert, M.K., (1982). "Techniques of Prediction As Applied To Production of Oil And Gas", NBS Special Publication, US Department of Commerce, 631, 1–121.

Naill, Roger 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.

R.W. Bentley, (2002). "Global Oil & Gas Depletion: An Overview", Energy Policy 30 , 189–205.

Reynolds, Doug and Bill White, (2005). "State's Consultant Says Nation Is Primed For Using Alaska Gas", Anchorage Daily News. Http://Dwb.Adn.Com/Money/Industries/Oil/V-Printer/Story/7296501p-7208184c.Html

Zaipu Tao, Mingyu Li, (2007) "What Is The Limit Of Chinese Coal Supplies - A Stella Model Of Hubbert Peak", Energy Policy 35, 3145–3154.

Zaipu Tao, Mingyu Li, (2007). "System Dynamics Model Of Hubbert Peak For China's Oil", Energy Policy 35, 2281-2286.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی