



شبیه سازی تولید نفت خام ایران براساس تئوری هوبرت

رسام مشرفی^{۱*}، وحید یکتاپرست^۲

دانشگاه شهید بهشتی، r-moshrefi@sbu.ac.ir

دانشگاه شهید بهشتی، vyekta1991@gmail.com

چکیده

نفت خام یکی از منابع پایان پذیر انرژی است. طبق نظریه هوبرت تولید نفت تمایل دارد از یک الگوی زنگوله مانند پیروی کند و از نقطه اوج به بعد نرخ استخراج نفت از مخازن با کاهش روبه رو می شود. در این پژوهش تولید نفت از مخازن نفتی کشور با استفاده از روش شناسی پویای سیستمی و با کمک تئوری هوبرت در افق ۱۳۸۵ تا ۱۴۳۵ شبیه سازی شده است. طبق نتایج حاصل از شبیه سازی، در صورت سرمایه گذاری در سطح دستیابی به پتانسیل تولید و عدم برداشت شتابان از میادین مشترک، سال ۱۴۱۱ با مقدار اوج تولید ۱۹۷۰ میلیون بشکه در سال شرایط اوج تولید نفت ایران خواهد بود. این مساله با توجه به روند همواره صعودی مصرف انرژی داخلی حاکی از این است که زمان محدودی برای تبدیل موهبت درآمدهای نفتی به زیرساخت های تولیدی و صنعتی رقابت پذیر باقی مانده است. البته ارتقاء نرخ بازیافت میادین از ۲۷ درصد به ۳۵ درصد می تواند این نقطه اوج را به سال ۱۴۲۵ با مقدار تولید ۲۵۵۵ میلیون بشکه در سال جابه جا کند. تخمین درآمدهای ناشی از این جابه جایی می تواند معیاری برای تلاش سیاستگذاران برای جلب مشارکت و سرمایه گذاری در این مقوله باشد.

واژه های کلیدی: اوج تولید نفت، روش پویایی شناسی سیستمها، نرخ بازیافت نفت، سیستم پشتیبان تصمیم

۱ و * - نویسنده مسئول: استادیار گروه اقتصاد، دانشکده علوم اقتصادی و سیاسی، دانشگاه شهید بهشتی

۲ - کارشناس ارشد اقتصاد انرژی



۱- مقدمه

نفت خام یکی از مهم‌ترین منابع انرژی است. طبق گزارش سالیانه بریتیش پترولیوم علی‌رغم توسعه سایر منابع انرژی در سال ۲۰۱۶، بیش از ۳۳ درصد از مصرف انرژی اولیه جهان نفت خام بوده است^۱. نفت همواره نقش مهمی در جامعه ایران از جنبه‌های مختلف سیاسی، اقتصادی، اجتماعی داشته و در این برهه از زمان نیز صنعت نفت ایران با چالش‌های متعددی مثل فقدان سرمایه‌گذاری لازم، نرخ پایین بازیافت چاه‌های نفتی و افت شدید قیمت نفت در بازارهای جهانی روبه‌رو است. اطلاع از توان تولید نفت کشور، به‌خصوص الگوی رفتاری آن در افق زمانی پیش رو و میزان و زمان اوج تولید نفت، دینامیک‌های مستتر در آن درکنار توجه به جنبه ارزآوری نفت خام دارای اهمیت فراوانی برای سیاست‌گذاران اقتصادی کشور و فعالان حوزه نفت و شرکت‌های سرمایه‌گذاری است. رفتار تولید نفت بر اساس دینامیک درونی برداشت از یک مخزن پایان پذیر دارای یک ساختار بازخوردی منفی است و برداشت بیشتر باعث می‌شود به طور غیر خطی امکان برداشت کمتری در آینده میسر باشد. با توجه به وابستگی ساختار اقتصاد ایران به نفت درک مقدار تولید که به طور بالقوه قابل استخراج است می‌تواند راهنمای مهمی برای سیاست‌گذاران باشد. یکی از نظریه‌های مهم که دینامیک برداشت از منابع پایان پذیر را ترسیم می‌کند، نظریه نقطه اوج هوبرت است. این نظریه بر مبنای این فرض استوار است که منابع در هر منطقه جغرافیایی در افق معنادار از نظر اقتصادی، مقدار مشخصی است و براین اساس برای یک محدوده جغرافیایی مشخص نرخ تولید نفت خام تمایل به پیروی از یک الگوی زنگوله‌ای دارد. یعنی ابتدا به دلیل وجود فشار قوی مخزن نفت با یک نرخ افزایشی استخراج می‌شود، تا اینکه به اوج می‌رسد و پس از آن با یک روند کاهشی نفت از مخزن خارج می‌شود. اهمیت مسأله اوج تولید و زمان و مقدار منابع در این است که پس از اوج مقدار نفت در دسترس کاهش می‌یابد. پس از رسیدن به اوج بدون توجه به تعداد چاه‌های حفار شده بر روی یک مخزن تولید نفت خام شروع به کاستن می‌کند که این مسأله برای اقتصاد وابسته به نفت ایران به معنی و اثرات اقتصادی و اجتماعی سنگینی است. در همین راستا در این مقاله به بررسی مسیر زمانی حرکت تولید نفت ایران طی ۵۰ سال از سال ۱۳۸۵ تا سال ۱۴۳۵ بر اساس داده‌های موجود از ذخایر اثبات شده نفت پرداخته خواهد شد. با توجه به اینکه مقوله مقدار توان تولید نفت در برنامه‌های توسعه‌ای از قبیل سندهای چشم انداز و توسعه اهمیت ویژه دارد، مطالعاتی در این خصوص اهمیت می‌یابد.

۲- مبانی نظری و پیشینه تحقیق

تخمین مسیر زمانی تولید نفت خام موضوع بسیار مهمی برای کشورهای نفت خیز و شرکت‌های پیمانکار نفتی متولی تولید و استخراج است. مشاهدات ده‌ها میدان نفتی نشان می‌دهد که نرخ تولید نفت همیشه تا اوج بالا می‌رود و در نقطه‌ای که نیمی از منابع قابل استحصال نفت استخراج شده این نرخ کاهش می‌یابد. روش‌های مختلفی برای پیش‌بینی مسیر زمانی تولید نفت وجود دارد. روش کسب کار معمول^۲ از نظر تکنیکی یکی از ساده‌ترین آنها است. هر چند تنظیم مفروضات و سناریوهای آن نیازمند دانش و تجربه می‌باشد. در این روش فرض می‌شود که تغییر قابل توجهی در ترجیحات، تکنولوژی یا سیاست‌ها به وجود نمی‌آید، به‌طوری‌که انتظار می‌رود شرایط عادی بدون تغییر ادامه یابد. این روش با محدودیت‌های فیزیکی تولید همراه نیست و به‌سادگی از روندهای رشد تاریخی تأثیر می‌پذیرد. (هالوک^۳ ۲۰۰۴)

روش سنجش منحنی تولید نفت براساس مشخصه‌های میدان روش پیچیده‌تری است. منحنی تولید تخمین زده شده در این حالت نشان دهنده کل تولید نهایی است که انتظار می‌رود سطح زیر منحنی برابر با ذخایر قابل بازیافت نهایی^۴ باشد. در

^۱. Finley, M. "BP statistical review of world energy." (2017).

^۲. Business as usual

^۳. Hallock

^۴. Ultimately Recoverable Resource (URR)



اولین کنفرانس ملی
انجمن ایرانی پویاشناسی سامانه‌ها

این زمینه نظریه هوبرت از کارهای پیشگام هست. البته این روش نیز دو محدودیت مهم دارد، اول، فقدان توافق برای میزان ذخایر قابل بازیافت نهایی و دوم، محدودیت‌های مربوط به روش منحنی هوبرت که فقط در شرایط تولید در سطح حداکثر ممکن کاربردی هستند. با وجود این محدودیت‌ها، روش کلی و رایج برای تعیین نقطه اوج تولید نفت این روش است. دو روش فوق، در دسته بندی روشهایی با نگرش بالا به پایین^۱ قرار می‌گیرند و بیشتر در لایه های سیاستگذاری کلان مورد توجه قرار دارند. اما در حوزه پیش بینی مقادیر آتی تولید نفت روش تجزیه و تحلیل جز به کل^۲ نیز به خصوص در حوزه های فنی مورد استفاده است. این روش برپایه‌ی داده‌های فنی دقیق مربوط به مقدار نفت تولید شده از هر چاه‌ها و میدان نفتی استوار است که توسط اسکرپووسکی^۳ (۲۰۰۷) مورد استفاده قرار گرفته است، همچنین کوپلار^۴ (۲۰۰۶) نیز از این رویکرد استفاده کرده است، این روش ابزار قدرتمندی است که می‌تواند برای پیش‌بینی میزان تولید نفت خام در هر میدان مورد استفاده قرار بگیرد. البته با محدودیت‌های مهمی نیز همراه است، که مهمترین آن دسترسی به داده های تفصیلی است. در این روش پیدا کردن اطلاعات قابل اعتماد درباره‌ی توسعه همه‌ی میدان‌های آتی غیرممکن است. از سوی دیگر این روش به دلیل تمرکز بر روی سطح خرد در اغلب موارد برای پیش بینی های کوتاه مدت دقیق است و در ارایه روندهای بلندمدت قابل اتکاء نیست.

با توجه به تمرکز روش تحقیق حاضر بر روی روش هوبرت در ادامه مبانی نظری این روش بیشتر تشریح می‌گردد.

نظریه هوبرت^۵

سال ۱۹۵۶ زمین‌شناسی به نام کینگ هوبرت^۶ با استفاده از تخمین ذخایر قابل بازیافت نهایی بیان کرد که تولید نفت تمایل به پیروی از یک منحنی به شکل زنگوله دارد در مراحل اولیه تولید، نرخ تولید به صورت نمایی افزایش می‌یابد و بعد از رسیدن به اوج این نرخ به صورت نمایی کاهش می‌یابد. وی پیش‌بینی کرد که تولید نفت آمریکا در سال ۱۹۷۰ به اوج خود خواهد رسید. مدیران وی در شرکت شل بهت زده شده بودند. آن‌ها حتی کوشیدند هوبرت را متقاعد کنند که از اظهار علنی این ادعا منصرف شود اما حق با وی بود تولید نفت آمریکا در سال ۱۹۷۰ به اوج خود رسید و از آن زمان مرتباً کاهش یافته است. حتی کشف ذخایر قابل ملاحظه در خلیج پرودو در آلاسکا، به میزان ۱۳ میلیارد بشکه، نتوانسته است این روند را تغییر دهد هوبرت همچنین محاسبه کرد که کل ذخایر قابل استخراج نفت آمریکا ۱۷۰ میلیارد بشکه خواهد بود. ابتدا منتقدان با تحلیل وی مخالفت و استدلال کردند پیشرفت فناوری اکتشاف و استخراج سبب می‌شود میزان نفت موجود آمریکا افزایش یابد. همین اتفاق افتاد ولی ذخایر آمریکا از حدی که هوبرت تخمین زده بود، بالاتر نرفت. حتی اگر نفت آلاسکا را در نظر بگیریم تاریخ نفت آمریکا تقریباً عین پیش‌بینی هوبرت سیر کرده است و منابع نفت داخلی آمریکا فقط تا سال ۲۰۱۳ کفاف می‌دهد^۷. زمین شناسان شیوه‌های هوبرت را به کل تولید نفت در جهان تعمیم دادند تحلیل آن‌ها حاکی از آن بود که تولید نفت در خلال اولین دهه قرن بیست و یکم به اوج خواهد رسید برخی می‌گویند این نقطه اوج در سال ۲۰۰۵ یا ۲۰۰۶ از راه می‌رسد رابرت هرش^۸ در تحقیقی برای وزارت نفت آمریکا چنین نتیجه گرفت که بیش از یک دهه وقت لازم است تا اقتصاد این کشور با افت تولید

^۱. Top-Down Approach

^۲. Bottom-Up

^۳. Chris Skrebowski

^۴. Koppelar

^۵. Hubbert peak theory

^۶ - King Hubbert

^۷. روزنامه رسالت، ۱۳۹۱، ۱، ۵.

^۸. Robert Hersh



نفت سازگار شود. البته از سال ۲۰۱۲ با افزایش بی‌سابقه تولید نفت از ذخایر نفت غیرمتعارف و نفت حاصل از ماسه‌های نفتی در کانادا این نظریه به چالش کشیده شده و با وجود ناآرامی‌های بسیار در مناطق نفت‌خیز، قیمت نفت سیر نزولی به خود گرفته است. البته هوبرت محدودیت‌های مصنوعی در تولید نفت که در سال‌های ۱۹۳۷ و ۱۹۸۰ اتفاق افتاد را اعمال نکرده است. دفیس^۱ زمین‌شناس و از همکاران هوبرت با استفاده از تجزیه روش هوبرت، بین معادلات هوبرت و مدل‌های استفاده شده بیولوژیکی به مشاهدات قابل توجهی دست یافت. برای نمونه در مدل ساده رشد علف‌های هرز در یک منطقه متروکه، در ابتدا علف‌ها دور از هم هستند و رشد نمایی دارند. نرخ توسعه آن‌ها به فضای خالی و استفاده نشده وابسته است، علف‌ها برای منابع باهم رقابت می‌کنند نرخ رشد آن‌ها بر اثر کاهش منابع به‌طور معنی‌داری کاهش می‌یابد. به‌طوری‌که در نهایت مقدار علف‌های هرز به یک مقدار ثابتی که برابر با ظرفیت منطقه‌ی متروکه باشد می‌رسد. کل نفتی که انتظار می‌رود باز یافت شود شبیه جمعیت ثابت علف‌های هرز است. بزرگ‌ترین و ساده‌ترین میدان‌ها برای استخراج کشف و حفاری می‌شوند رگه‌های بزرگ تولید به دست می‌آیند، نفت به‌سرعت تخلیه می‌شود. پس از آن باز یافت نفت سخت می‌شود نرخ تخلیه در یک سطح اوج قرار می‌گیرد و پس از آن به‌طور فراوان کاهش می‌یابد. دفیس یک منحنی ساده لجستیک بر پایه‌ی معادله‌ی $P = a(1 - Q/Q_r)Q$ مطابق با متدولوژی هوبرت برای یافتن اوج تولید منابع پایان‌پذیر ارائه کرد.

وی $\frac{P}{Q}$ را در مقابل Q برای تولید کل جهان ترسیم کرد و به این نتیجه رسید که تولید نفت جهان در سال ۲۰۰۵ به اوج خود رسیده است و با استفاده از روش رگرسیون خطی تولید تجمعی نفت جهان را ۲ تریلیون بشکه تخمین زد. آژانس اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) در سال ۲۰۰۴ برآورد بدبینانه‌ای از اوج تولید نفت ارائه داد. در مطالعات آن‌ها از دو روش کاربردی برای پیش‌بینی تولید نفت خام استفاده شده بود. با یک درصد ثابت تولید تا اوج افزایش می‌یابد و سپس با نسبت ثابت ذخایر به تولید ۱۰، تولید نفت کاهش می‌یابد. آن‌ها از منحنی لجستیک استفاده نکردند زیرا از نظرشان یک تابع نمی‌تواند به‌طور دقیق نشان دهنده تولید جهان باشد. مدل ریاضی منحنی زنگوله مانند هوبرت، در واقع مشتق منحنی لجستیک است. دلیل این مسأله بر فرض هوبرت در مورد رفتار مخازن نفتی استوار است. زمانی که یک مخزن نفتی کشف می‌شود، در ابتدا نرخ استخراج از مخزن به دلیل به کار گرفتن تجهیزات بیشتر و حفاری‌های دقیق‌تر به شکل نمایی افزایش می‌یابد در نقطه‌ای میزان تولید به مقدار 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 به صورت نمایی به کاهش خود ادامه می‌دهد. تا کل ذخایر قابل استخراج از مخزن استخراج شود. از سوی دیگر منحنی هوبرت یک منحنی متقارن است. و نقطه‌ی اوج در جایی قرار می‌گیرد که نیمی از میزان قابل برداشت از مخزن استخراج شود. اهمیت نظریه هوبرت برای پیش‌بینی مقدار قابل برداشت از مخزن در این است که بر اساس داده‌های گذشته از برداشت مخزن، می‌توان منحنی هوبرت را ساخت و به این ترتیب میزان قابل برداشت از مخزن را پیش‌بینی نمود. در واقع بر اساس اصل پارسیمونی الگوی هوبرت الگوی مناسب‌تری نسبت به مدل‌های پیچیده‌ای است که در نهایت نتیجه‌ای مشابه ارائه می‌دهند (مشرقی ۱۳۹۰).

مروری بر مطالعات انجام‌شده

مطالعات داخلی اخیر صورت گرفته در این حوزه علی‌رغم اهمیت بسیار بخش نفت برای اقتصادی ایران، نشان از محدودیت مطالعه در کشور است. شرافت جهرمی و مشرفی (۱۳۹۰) با شبیه‌سازی تولید گاز از میدان‌ها مستقل در ایران (که حدود ۷۰ درصد از منابع گازی کشور را تشکیل می‌دهد) با استفاده از تئوری هوبرت نشان دادند که زمان بروز نقطه اوج به مواردی از قبیل وضعیت اکتشاف، نشت از مخازن، نرخ برداشت، پارامتر سرمایه گذاری و کیفیت مخازن وابسته است. در

^۱. Kenneth Deffeyes



سناریوی پایه در نظر گرفته شده با فرض ادامه‌ی شرایط موجود، نقطه‌ای اوج برداشت سال ۱۴۱۲ با حداکثر تولید ۲۳۵۰ میلیون مترمکعب در روز است. عباسی و غرقانی (۱۳۹۰) با بررسی تابع تقاضای نفت خام در ایران با نگاهی به صادرات تا سال ۲۰۱۵، با استفاده از داده‌های سری زمانی مربوط به سال‌های ۱۹۸۰-۲۰۱۰ و به روش حداقل مجذور مربعات^۱، میزان تقاضای داخلی نفت خام را تابعی از تولید ناخالص داخلی و قیمت نفت به دلار گرفتند. طبق نتایج تحقیق آن‌ها بر اساس سناریوی پایه (کاهش سالیانه ۸ درصد در تولید) صادرات نفت خام در سال ۲۰۱۵ به ۲۸ درصد مقدار آن در سال ۲۰۱۱ و براساس سناریوی خوش‌بینانه (کاهش ۴ درصد) به ۵۷ درصد مقدار سال ۲۰۱۱ می‌رسد. ابراهیمی و چشمه‌غصبانی (۲۰۱۱) با پیش‌بینی تولید نفت خام اوپک به روش مدل هوبرت چند دوره‌ای مقدار ذخایر قابل بازیافت نهایی^۲ اوپک را ۱۲۷۱ گیگا بشکه تخمین زدند. هم چنین مطالعه انجام شده نشان داده است که برپایه تکنولوژی استخراج و نرخ تولید سال ۲۰۰۵، اوج تولید نفت اوپک سال ۲۰۲۸، با نرخ تولید سالیانه ۱۸,۸۵ گیگابشکه خواهد بود. آلمیدا و سیلوا^۳ در سال ۲۰۰۸ با بررسی اوج تولید با در نظر گرفتن مقررات بازار و هم چنین انتظارات شرکت‌کنندگان بازار از مقدار عرضه نفت خام در آینده با استفاده از یک روش مستقل بر اساس تجزیه و تحلیل تکامل منحنی قیمت نفت خام، اوج تولید نفت خام جهان را سال ۲۰۱۵ پیش‌بینی کردند. تائو^۴ و لی^۵ در سال ۲۰۰۷ با بررسی مدل سیستم دینامیکی اوج هوبرت برای صنعت نفت چین با استفاده از نرم‌افزار استلا^۶ به نتایج زیر دست یافتند. اوج تولید نفت خام چین در سال ۲۰۱۹ و با مقدار ۱۹۹,۵ میلیون تن خواهد بود بر اساس شبیه‌سازی آن‌ها، قبل از اوج ستانده نفت خام چین سالیانه ۲ تا ۳ درصد رشد می‌کند و بعد از اوج مقدار ستانده کاهش می‌یابد تا سال ۲۰۴۰ که مقدار ستانده معادل سال ۱۹۹۰ می‌شود. در طی ۲۰ سال آینده تقاضای نفت خام چین سالیانه ۲ تا ۳ درصد رشد خواهد کرد، و شکاف بین عرضه داخلی و کل تقاضا ممکن است بیش از نیمی از تقاضای فعلی باشد.

ماجو و کاسیولا^۷ در سال ۲۰۰۹ با استفاده از یک منحنی هوبرت چند چرخه‌ای به پیش‌بینی تولید نفت خام جهان پرداختند آن‌ها از رویکرد اصلاح‌شده منحنی هوبرت (هوبرت چندگانه) استفاده کردند. و با فرض طیف وسیعی برای ذخایر قابل بازیافت نهایی از ۲۲۵۰-۳۰۰۰ گیگابشکه نفت معمولی، سال اوج تولید نفت خام جهان بین سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۲۱ خواهد بود. نرخ تولید سالیانه نفت خام ۳ تا ۳۲,۱ گیگابشکه خواهد بود. زوبری^۸ و همکاران از تئوری هوبرت برای شبیه‌سازی تولید بیوگاز در پاکستان استفاده کردند، آن‌ها از نظریه هوبرت برای تعیین مقدار ذخایر قابل بازیابی گاز تحت یک سناریوی بدبینانه با این فرض که ذخایری در آینده کشف نخواهد شد استفاده کردند، در تحقیق آن‌ها تجزیه و تحلیل داده‌ها نشان داده که تولید گاز طبیعی در پاکستان احتمالاً در سال ۲۰۱۶ به اوج رسیده، و پس از آن تولید کاهش می‌یابد و تولید گاز طبیعی در سال ۲۰۵۵ به صفر خواهد رسید. دجوتاروئو دیناس^۹ و هووارد نیکولاس^{۱۰} (۲۰۱۰) در پایان نامه‌ای در دانشگاه ماستریخت^{۱۱} هلند

¹ . Ordinary Least Square

² . Ultimate Recoverable Resource

³ . Pedro D.Silva Pedro de Almeida

⁴ . ZaiPuTao

⁵ . Ming yu Li

⁶ . Stella

⁷ . Maggio & Cacciola

⁸ . M.Jibran Zuberi

⁹ . Dianas Djotareno

¹⁰ . Howard Nicholas

¹¹ . Maastricht



تئوری هوبرت را برای مدل‌سازی چرخه هزینه‌های دارایی نفت در سورینام به کار بردند، عمده کار این محققین پیش‌بینی حجم ذخایر قابل بازیابی هیدروکربن، و چرخه هزینه‌های نفت با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و رویکرد هوبرت تحت سناریوهای مختلف بوده است. بر اساس سناریوهای مختلف برآوردهای احتمالی اوج تولید نفت برای سورینام پیش‌بینی می‌شود که بین سال‌های ۲۰۰۴ تا ۲۰۳۹ رخ دهد مقدار تولید اوج نیز بین ۵ تا ۲۲ میلیون بشکه از موجودی مخزن در سال خواهد بود. نتایج حاصل از شبیه‌سازی اشاره می‌کند که محتمل‌ترین میزان برای ذخایر قابل بازیافت نهایی ۴۴۴ میلیون بشکه از موجودی مخزن خواهد بود که میزان تنزیل چرخه هزینه عمر^۱ ۱۲۱،۱ میلیون دلار است. سناریوی بدبینانه نشان می‌دهد که با ذخایر باقی مانده‌ی فعلی سورینام تقریباً در سال ۲۰۱۰ به اوج تولید نفت خام خود می‌رسد.

۳- روش شناسی تحقیق

به علت وجود روابط علت و معلولی، تغییرات گسترده متغیرها در طول زمان و ابعاد مختلف اقتصادی، و فنی موضوع تحقیق، مناسب‌ترین شیوه برای بررسی این پدیده و اثرات ناشی آن، روش پویای سیستمی است که قابلیت بررسی همه جوانب را دار است. به غیر از مفاهیم و معادلات ریاضی که در متدولوژی سیستم‌های پویا وجود دارد، هر سیستم مجموعه‌ای از مخازن و جریان‌ها می‌باشد که بازخوردهایی را در سیستم به وجود می‌آورند.

مدل تحقیق حاضر از متدولوژی دینامیک سیستمی که توسط فورستر در سال ۱۹۶۱ پدید آمد بهره‌برداری می‌کند و از نرم‌افزار *IThink* ویرایش ۹ برای مدل‌سازی استفاده می‌کند متدولوژی دینامیک سیستمی مبنی بر تئوری کنترل مدرن است که در آن رفتار سیستم به وسیله‌ی معادلات دیفرانسیل و انتگرال شبیه سازی می‌گردد. در این متدولوژی از هیچ پیش فرض محدودکننده‌ای در مورد رفتار سیستم استفاده نمی‌شود و برای تحلیل سیستم‌های پیچیده که در آن عوامل متعددی به یکدیگر تنیده شده‌اند، مناسب است.

جدا از روش مدل‌سازی، از نظر تئوریک روابط زیربنای مدل‌سازی دینامیکی مساله به شرح زیر است. فرم تبعی تابع تولید نفت، با الهام از تئوری نقطه اوج هوبرت، به شکل مشتق تابع لجستیک و به صورت زیر در نظر گرفته شده است.

$$P = aQ(1 - Q/R) \quad (۱)$$

که در آن p نشان‌دهنده‌ی تولید سالیانه نفت خام، Q مقدار تولید انباشتی، R مقادیر ذخایر نهایی، a نشان‌دهنده‌ی نرخ رشد ذاتی مخزن است. این به معادله به شکل‌های زیر نیز می‌تواند نوشته شود که m در معادله ۳ نشانگر نرخ کاهش تولید سالانه است.

$$P/Q = a - aQ/R \quad (۲)$$

$$P/Q = a - mQ \quad (۳)$$

نظریه هوبرت بر این فرض استوار است که رابطه‌ی بین $Q(t)$ و $\frac{P(t)}{Q(t)}$ یک رابطه نزولی خطی است، فرضی که مطالعات زمین شناسی و بررسی رفتار مخزن در دنیای واقعی نیز آن را تأیید می‌کند. اگر خطی بر روی داده‌های تاریخی برازش شود معادله‌ی خط به صورتی است که در آن نقطه‌ای که خط برازش شده محور افقی را قطع می‌کند جایی است که نرخ استخراج از مخزن به صفر می‌رسد، درحقیقت این نقطه، میزان حداکثر تولید انباشتی از مخزن را نشان می‌دهد از سوی دیگر عرض از مبدا خط نیز از تقاطع منحنی رسم شده با محور عمودی به دست می‌آید.

^۱ . Life Cost Cycle



بعد از تعیین مقدار نهایی تولید انباشتی و عرض از مبدا، تعیین حداکثر تولید ممکن سالیانه بر اساس منحنی هوبرت، تنها نیازمند بسط معادله به دست آمده زیر است.

$$\frac{P_t}{Q_t} = -mQ_t + a \quad (4)$$

$$\frac{P_t}{Q_t} = -a \frac{Q_t}{Q_{max}} + a \quad (5)$$

$$\frac{P_t}{Q_t} = a \left(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}} \right) \quad (6)$$

$$P_t = a \left(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}} \right) Q_t \quad (7)$$

در حقیقت عبارت $Q_t \left(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}} \right)$ نشان دهنده‌ی کسر باقی مانده از مخزن در زمان t 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 از مخزن بنا به دلایل مختلف و به طور عمدی از میزان حداکثر قابل برداشت پایین تر نگه داشته شود (رویدادی که در مخازن نفتی کشور به دلیل وجود سهمیه بندی های اوپک، اتفاقی معمول است) دیگر این اطلاعات حاوی الگوی رفتار مخزن نمی باشند و برای تبیین پیش بینی مقدار نهایی قابل برداشت از مخزن مناسب نمی باشند. در چنین شرایطی استفاده از روش شبیه سازی مقادیر واقعی عملکرد می توان مقدار نهایی قابل برداشت از مخزن را تعیین کرد.

۴- مدل سازی، بررسی و تحلیل داده ها

منابع متعارف هیدروکربوری ایران شامل مجموع کل ذخایر هیدروکربوری نفت و گاز قابل استحصال کشف شده در ابتدای سال ۱۳۹۴، با ۴۳،۵ درصد ذخایر نفتی و ۵۶،۵ درصد ذخایر گازی، ۳۶۴،۴۲ میلیارد بشکه بوده است. کل ذخایر در جای کشور شامل ذخایر نفت خام و میعانات گازی از زمان اکتشاف تا سال ۱۳۹۳ حدود ۸۳۳،۳۹ میلیارد بشکه است که از میزان با توجه به نرخ بازیافت ۲۸ درصد، میزان ۲۳۳،۳۴ میلیارد بشکه قابل برداشت می باشد. که میزان ۸۰،۴۲ میلیارد بشکه تا سال ۱۳۹۳ برداشت شده است. میزان ۱۵۸،۴۳ میلیارد بشکه مقدار ذخایر قابل استحصال از سال ۱۳۹۳ به بعد است. تا پایان سال ۱۳۹۳ میزان کل ذخایر هیدروکربوری مایع کشور معادل ۱۵۸،۴۳ میلیارد بشکه است که ۷۱ درصد آن در خشکی و ۲۹ درصد آن در دریا قرار دارد.

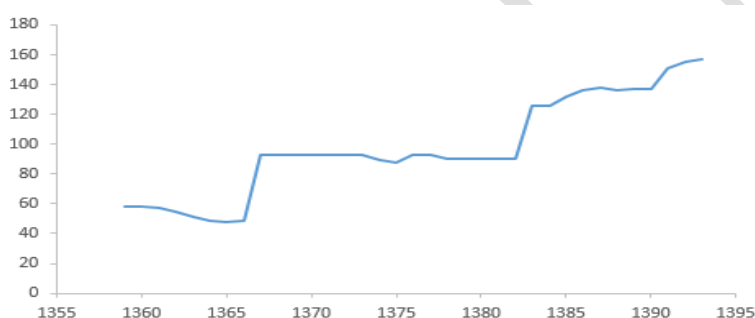


اولین کنفرانس ملی
انجمن ایرانی پویاشناسی سامانه‌ها

جدول ۱. وضعیت ذخایر هیدروکربوری مایع ایران تا پایان سال ۱۳۹۳ (میلیارد بشکه)

مناطق	نوع	ذخیره درجای اولیه	ذخیره نهایی	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۹۳	قابل استحصال تا پایان سال ۱۳۹۳
خشکی	نفت خام	۵۸۱,۱۷	۱۵۲,۲۸	۶۴,۱۴	۸۸,۱۳
	مایعات و میعانات گازی	۶۸,۸۶	۳۱,۱۳	۶,۳۳	۲۴,۸۰
	جمع	۶۵۰,۰۴	۱۸۳,۴۱	۷۰,۴۸	۱۱۲,۹۳
دریا	نفت خام	۱۲۹,۲۷	۲۳,۱۲	۷,۷۹	۱۵,۳۲
	مایعات و میعانات گازی	۵۴,۰۸	۲۳,۳۲	۲,۱۵	۳۰,۱۸
	جمع	۱۸۳,۳۵	۵۵,۴۵	۹,۹۵	۴۵,۵۰
جمع کل کشور		۸۳۳,۳۹	۲۳۸,۸۵	۸۰,۴۲	۱۵۸,۴۳

منبع: ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۴



شکل ۱. ذخایر اثبات شده نفت ایران از سال های ۱۳۹۳-۱۳۵۹ (میلیارد بشکه)

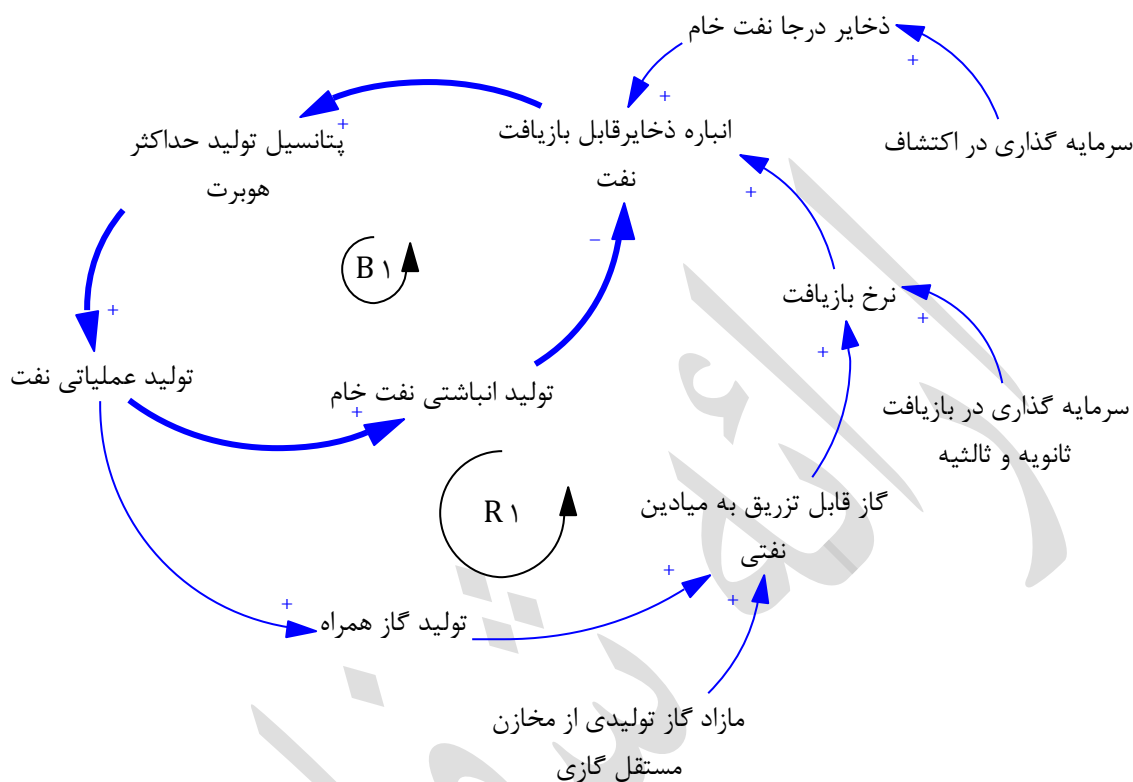
منبع: BP

تولید نفت خام و به طور کلی بهره‌برداری از مخازن فسیلی تابع میزان ذخایر موجود، کیفیت مخزن و سرمایه‌گذاری‌های صورت گرفته است. ابتدا ذخایر قابل برداشت مدل‌سازی می‌شود، به این صورت که با توجه به میزان ذخایر درجا و ضریب نرخ بازیافت میزان ذخایر قابل بازیافت حاصل می‌شود که میزان این ذخایر با تزریق، تزریق گاز یا حتی برخی مواد شیمیایی به مخازن نفت (روشهای ارتقاء بازیافت ثانویه و ثالثیه) قابل افزایش است.^۱ از طرفی ظرفیت تولیدی نیز با اثرگذاری بر روی ضریب بازیافت می‌تواند موجب افزایش نرخ بازیافت و در نتیجه افزایش ذخایر برداشت شود.^۲

در ادامه ابتدا روابط علت و معلولی و نحوه‌ی ارتباط بین متغیرهای بخش تولید نفت شرح داده می‌شود و پس از آن مدل دینامیکی ارایه و شبیه‌سازی می‌شود.

^۱ - در فصل زمستان به علت نیاز به گاز برای گرمایش گاز به صورت مرتب به چاه‌های نفت تزریق نمی‌شود.

^۲ - حسین احمدی، اقتصاد کاربردی نفت



شکل ۲. رابطه‌ی علت - معلولی مدل تولید نفت مخازن کشور

با به دست آمدن میزان نفت قابل بازیابی در قسمت قبل در این قسمت تولید حداکثر هوبرت با وجود این متغیر و پارامتر a (که این پارامتر هم از سرمايه‌گذاري‌های موجود تأثیری پذیرد و هم ناشی از کیفیت طبیعی مخازن نفتی است، که به آن نرخ رشد ذاتی مخزن گفته می‌شود) و مقدار تولید انباشتی بر اساس رابطه‌ی ریاضی زیر ساخته می‌شود.

$$Hubbert \text{ max oil extraction} = (1 - \text{Cumulative oil production} / \text{ultimate oil recovery}) * \text{Cumulative oil production} * a \quad (8)$$

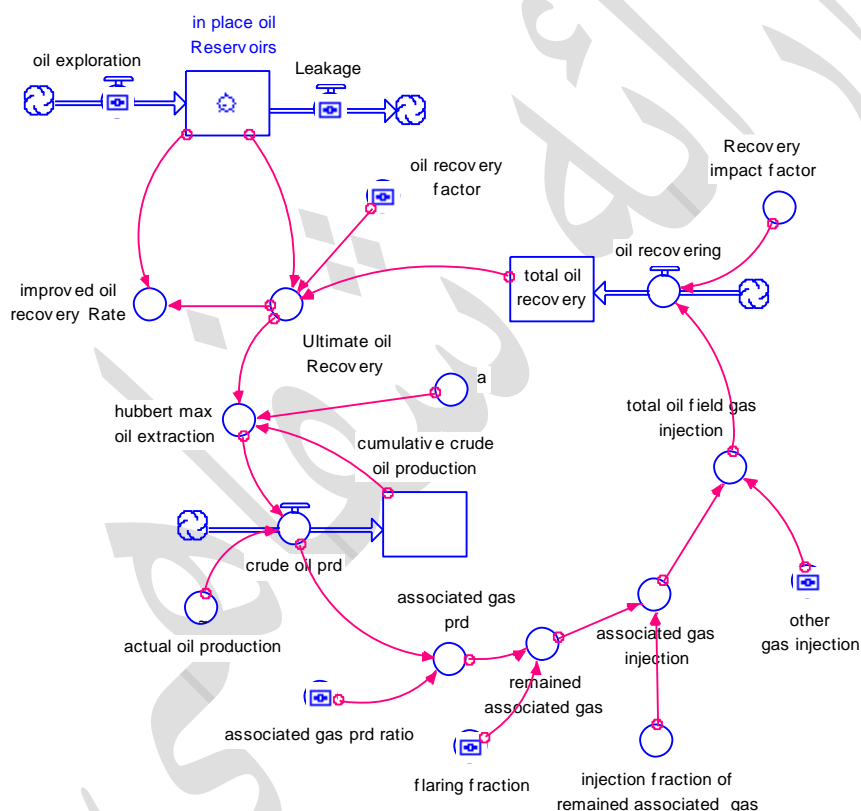
یک رابطه بازخوردی پس از شبیه سازی مقدار تولید حداکثر نفت در دیاگرام فوق مشاهده می‌شود. میزان تولید نفت خود باعث تغییر مقدار انباشتی تولید نفت شده و به این ترتیب مقدار انباشتی تولید مخزن در تعیین مقدار تولید سالیانه نقش داشته است، در مقابل مقدار تولید نیز خود مقدار تولید انباشتی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در واقع حلقه $B1$ حاکی از آن است که با ازدیاد برداشت از میادین نفتی زمینه ساز کاهش تولید در سالهای آتی را فراهم می‌کنیم و این ناشی از ماهیت پایان پذیری مخزن نفتی است. در واقع افزایش سرمايه‌گذاري در اکتشاف یا ارتقاء نرخ بازیافت هر چند زمان رسیدن به نقطه اوج برداشت را به عقب می‌اندازد اما بر روی الگوی تولید تأثیر ندارد.



اولین کنفرانس ملی
انجمن ایرانی پویاشناسی سامانه‌ها

در این سیستم دو حلقه بازخوردی وجود دارد حلقه دوم حلقه مثبت R1 است. حلقه مثبت این سیستم به این صورت تعریف می‌شود که افزایش تولید نفت خام باعث افزایش تولید گاز می‌شود. در فرایند تولید نفت، همراه با تولید نفت گاز نیز استخراج می‌شود و طبیعتاً تلاش برای استخراج نفت بیشتر منجر به تولید گاز بیشتر هم می‌شود. گاز همراه به همراه گاز کلاهدک و گاز تولید از میادین مستقل به طور بالقوه این قابلیت را دارند که مجدد برای افزایش فشار مخزن به مخزن تزریق شود. بنابراین به طور بالقوه تولید گاز همراه منجر به تزریق بیشتر گاز به چاههای نفتی البته با تأخیر شده که تزریق گاز به چاههای نفتی نیز عاملی تأثیرگذار در افزایش میزان ذخایر قابل بازیافت است.

الگوی دیاگرام انبار-جریان به همراه شرح متغیرها و روابط ریاضی مربوطه در ادامه ارایه شده است.



شکل ۳. دیاگرام تولید نفت خام



اولین کنفرانس ملی
انجمن ایرانی پویاشناسی سامانه‌ها

جدول ۲. متغیرهای تولید حداکثر هوبرت سیستم

نام متغیر	نوع متغیر	توضیح
oil exploration	جریان	میزان اکتشاف
In place oil reservoirs	انباره	حجم ذخایر نفت درجا
leakage	جریان	میزان برداشت سایر کشورها و یا جابه جایی نفت به خارج از قلمرو ایران
Oil recovery factor	مبدل	نرخ بازیافت پایه مخازن نفتی کشور
Ultimate oil recovery	مبدل	حجم ذخایر قابل بازیافت نهایی
Hubert max oil extraction	مبدل	تولید حداکثر میادین نفتی کشور بر اساس الگوی هوبرت
a	مبدل	نرخ رشد ذاتی مخازن نفتی ناشی از کیفیت مخازن و سرمایه گذاری اولیه
Comulative crude oil production	انباره	مقدار تولید انباشتی نفت خام
Crude oil prd	جریان	تولید نفت خام
Actual oil production	مبدل	آمار تاریخی مقادیر واقعی تولید تا سال ۱۳۹۳
Flaring fraction	مبدل	نرخ سوزاندن گاز همراه تولیدی
Associated gas prd ratio	مبدل	نرخ تولید گاز همراه
Associated gas prd	مبدل	تولید گاز همراه
Flaring fraction	مبدل	نرخ سوزاندن گاز همراه در فلر
Remained associated gas	مبدل	گاز همراه باقیمانده برای تزریق
Injection fraction of remained associated gas	جریان	نرخ تزریق گاز همراه پس از حذف گاز فلر
Associated gas injection	مبدل	تزریق گاز همراه به مخزن نفتی
Other gas injection	مبدل	تزریق گاز از میادین مستقل به مخازن نفتی
Total oil field gas injection	مبدل	کل گاز تزریق شده به مخازن نفتی
Recovery impactfactor	مبدل	تاثیر تزریق گاز بر روی بهبود بازیافت
Oil recovering	جریان	مقدار نفت بازیافتی ناشی از تزریق
Total oil recovery	انباره	کل ذخایر بازیافتی ناشی از تزریق گاز



جدول ۳. معادلات الگوی تولید نفت کشور

```

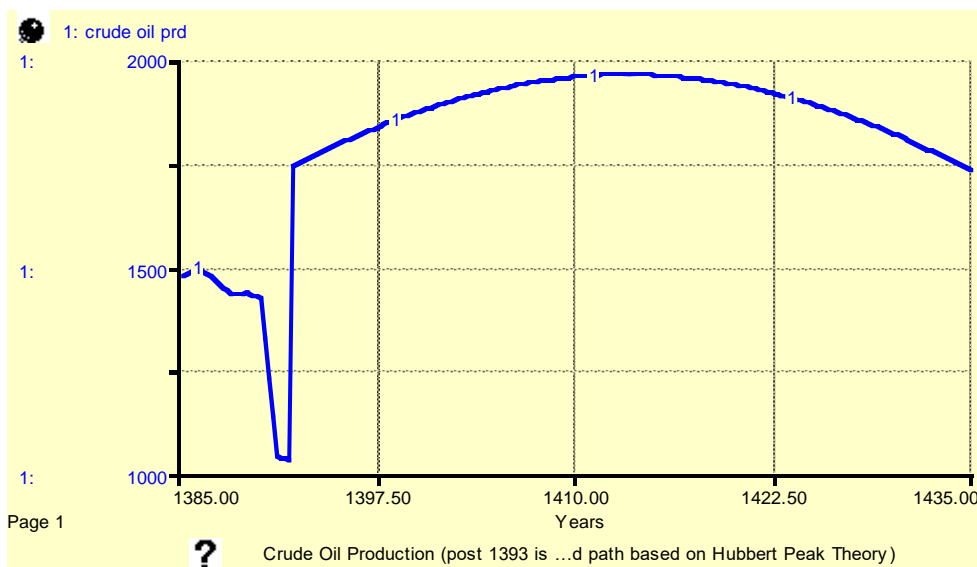
cumulative_crude_oil_production(t) = cumulative_crude_oil_production(t - dt) + (crude_oil_prd) * dt
INIT cumulative_crude_oil_production = 69.91*1000
INFLOWS:
crude_oil_prd = if time < 1392 then actual_oil_production else hubbert_max_oil_extraction
in_place_oil_Reservoirs(t) = in_place_oil_Reservoirs(t - dt) + (oil_exploration - Leakage) * dt
INIT in_place_oil_Reservoirs = 883.39*1000
INFLOWS:
oil_exploration = 0
OUTFLOWS:
Leakage = 0
total_oil_recovery(t) = total_oil_recovery(t - dt) + (oil_recovering) * dt
INIT total_oil_recovery = 0
INFLOWS:
oil_recovering = Recovery_impact_factor*total_oil_field_gas_injection/100000
a = 0.033
associated_gas_injection =
injection_fraction_of_remained_associated_gas*remained_associated_gas/100
associated_gas_prd = crude_oil_prd*associated_gas_prd_ratio
associated_gas_prd_ratio = 0.119387663
flaring_fraction = 0
hubbert_max_oil_extraction =
cumulative_crude_oil_production/Ultimate_oil_Recovery)*cumulative_crude_oil_production*a
improved_oil_recovery_Rate = Ultimate_oil_Recovery/in_place_oil_Reservoirs
injection_fraction_of_remained_associated_gas = 100
oil_recovery_factor = 0.27
other_gas_injection = 72
Recovery_impact_factor = 5296.5
remained_associated_gas = associated_gas_prd*(100-flaring_fraction)/100
total_oil_field_gas_injection = associated_gas_injection+other_gas_injection
Ultimate_oil_Recovery = in_place_oil_Reservoirs*oil_recovery_factor+total_oil_recovery
actual_oil_production = GRAPH(TIME(
(۹۸۹, ۱۳۶۲), (۹۸۰, ۱۳۶۱), (۵۲۶, ۱۳۶۰), (۵۴۱, ۱۳۵۹), (۱۲۵۹, ۱۳۵۸), (۱۵۴۹, ۱۳۵۷), (۲۰۶۷, ۱۳۵۶), (۲۱۵۳, ۱۳۵۵),
(۱۲۴۵, ۱۳۶۳), (۸۶۵, ۱۳۶۴), (۹۱۴, ۱۳۶۵), (۷۹۶, ۱۳۶۶), (۸۹۲, ۱۳۶۷), (۹۳۳, ۱۳۶۸), (۱۰۷۵, ۱۳۶۹), (۱۱۹۲, ۱۳۷۰), (۱۲۴۵, ۱۳۷۱),
(۱۳۷۸, ۱۳۷۲), (۱۴۲۷, ۱۳۷۳), (۱۴۰۰, ۱۳۷۴), (۱۴۳۳, ۱۳۷۵), (۱۳۲۱, ۱۳۷۶), (۱۳۱۵, ۱۳۷۷), (۱۳۴۱, ۱۳۷۸), (۱۳۷۸, ۱۳۷۹),
(۱۲۳۴, ۱۳۸۰), (۱۳۴۴, ۱۳۸۱), (۱۳۲۸, ۱۳۸۲), (۱۴۵۷, ۱۳۸۳), (۱۴۶۳, ۱۳۸۴), (۱۴۶۸, ۱۳۸۵), (۱۴۸۱, ۱۳۸۶), (۱۴۹۸, ۱۳۸۷),
(۱۴۷۰, ۱۳۸۸), (۱۴۳۴, ۱۳۸۹), (۱۴۳۹, ۱۳۹۰), (۱۴۲۵, ۱۳۹۱), (۱۰۴۱, ۱۳۹۲), (۱۰۳۰, ۱۳۹۳), (۱۰۲۳, ۱۳۹۴)

```

شبیه سازی مدل تدوین شده از سال ۱۳۸۵ تا ۱۴۳۵ در طول ۵۰ سال صورت گرفته است. با توجه به وجود مقادیر تولید در سالهای ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۳ رفتار مشاهده شده در نمودار زیر عملکرد تولید نفت کشور است که در سالهای ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۲ به دلیل ضربه تحریمها از مسیر خود خارج شده است. اگر فرض شود از سال ۱۳۹۳ تا پایان دوره شبیه سازی سرمایه گذاری در سطح پتانسیل تولید میادین نفتی کشور صورت بگیرد، همانطور که مشاهده می شود تولید نفت کشور پتانسیل رشد تا سطح حدود ۱۹۷۰ میلیون بشکه در سال را در سال ۱۴۱۱ دارد. این میزان سقف تولید مخازن موجود کشور است و پس از



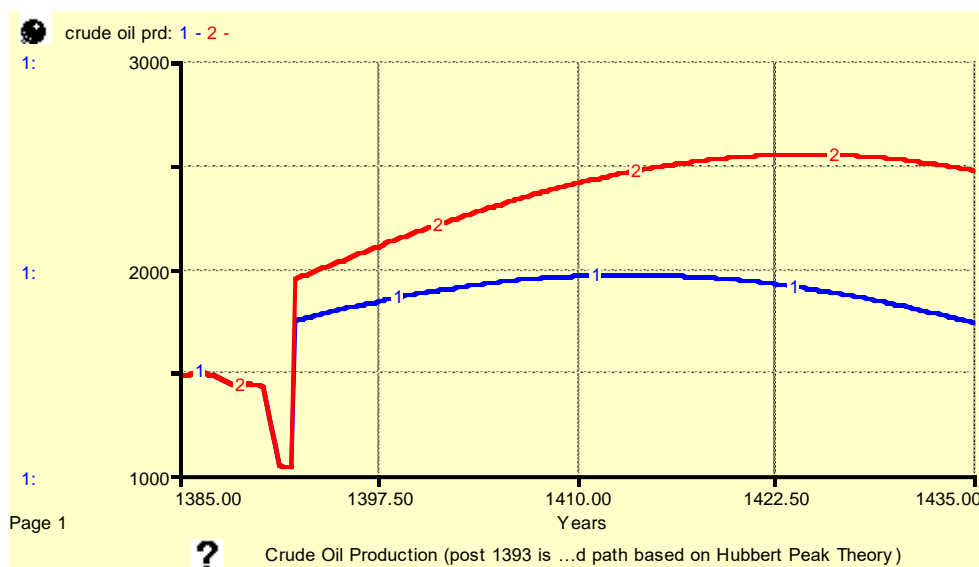
آن حتی با وجود سرمایه گذاری برای تولید حداکثر مقدار تولید نفت کشور روند نزولی به خود می گیرد. البته این نتیجه گیری به فرض عدم کشف مخازن جدید، عدم برداشت توسط کشورهای همسایه در مخازن مشترک و عدم تغییر در روند تزریق گاز به مخازن کشور است و تغییر در هر یک از این سناریوها می تواند زمان و مقدار تولید نفت کشور در نقطه اوج را دستخوش تغییرات نماید.



شکل ۴. شبیه سازی تولید نفت خام کشور بر اساس تئوری هوبرت تا افق ۱۴۳۵ (میلیون بشکه در سال)

مدل با کمک داشبورد تدوین شده قابلیت اجرای مجموعه ای از آزمایشات کنترل شده را دارد. در واقع تبدیل به یک سیستم پشتیبان تصمیم^۱ در میان سناریوهای مختلف، تغییر در نرخ بازیافت میادین نفتی کشور نشان دهنده اثر گذاری قابل توجه بر روی مسیر زمانی تولید نفت خام در کشور است. به طوری که بهبود نرخ بازیافت از ۲۷ درصد پایه مدل به سطح ۳۵ درصد که نرخ از نظر فنی قابل برنامه ریزی در میادین نفتی کشور بود، منجر به انتقال زمان پیک به سال ۱۴۲۵ و مقدار تولید اوج در سطح ۲۵۵۵ میلیون بشکه در سال می شود. هزینه فرصتی که با سرمایه گذاری ناکافی و ناهمینه در زیرساختهای نفتی کشور به اقتصاد کشور و منافع ملی تحمیل شده است، از همین شبیه اولیه کاملاً قابل درک است.

^۱. Decision Support System



شکل ۴. شبیه سازی تولید نفت خام کشور در سناریوی افزایش نرخ بازیافت از ۲۷ درصد به ۳۵ درصد

در صورت شبیه سازی قیمت نفت که در این تحقیق انجام نشده است و تبدیل کردن اقلام فیزیکی به دلاری، پتانسیل افزایش درآمدی که کشور در اثر حرکت در راستای این سیاست می تواند بدست آورد مشخص می شود و این می تواند اندازه اقتصادی سرمایه گذاری برای افزایش نرخ بازیافت را روشن کند.

نتیجه دیگری که از شبیه سازی حاصل شده است این است که در صورت سرمایه گذاری متعارف و امکان تولید بدون محدودیت در شرایط موجود در بهترین حالت تولید نفت خام کشور در سطح پیک به ۱۴۲۵ بشکه در سال می رسد که کمی کمتر از ۵,۴ میلیون بشکه در روز تولید را نشان می دهد و پس از آن مسیر زمانی تولید نزولی خواهد شد. این مطلب شاهدی کمی بر این مدعا است که فاصله زیادی با دوران سخت پس از نفت نداریم. پتانسیل رشد تولید محدود نفت به خصوص با توجه به نرخ فزاینده مصرف داخلی نیاز به بازنگری در مدل های فکری و سیاست گذاری کشور در این خصوص را بیشتر می نمایاند.

در نهایت الگوی تولید نفت با سیاست های مختلف تنها جابه جا می شود و الگوی زنگوله مانند تولید در سناریوهای مختلف ثابت است. بنابراین هر آنچه در بالا اشاره شد تنها زمان بروز نقطه اوج را جابه جا می کند و اگر در مسیر رسیدن به اوج سرمایه گذاری مولد تولیدی که بتواند جایگزین درآمدهای نفتی شود در کشور صورت نگیرد، این فرصت اقتصادی که در قالب موهبت نفت نصیب کشور ایران شده است به خاموشی می گراید.

۵- نتیجه گیری و پیشنهاد

تولید و صادرات نفت خام، یکی از مهمترین فرایندهای تولید در اقتصاد کشور است که بخش عمده منابع ارزی کشور، بودجه دولت و تامین انرژی بخشهای اقتصادی را حمایت می کند. تخمین مسیر زمانی تولید نفت خام موضوع بسیار مهمی برای کشورهای نفت خیز است. مشاهدات ده ها میدان نفتی نشان می دهد که نرخ تولید نفت همیشه تا اوج بالا می رود و در نقطه ای که نیمی از منابع قابل استحصال نفت استخراج شده این نرخ کاهش می یابد. بررسی این الگو در خصوص مجموع میادین نفتی کشور نشان می دهد تولید نفت ایران از رفتار اوج و منحنی زنگوله مانند هوبرت پیروی می کند و در صورت برداشت بر اساس توان تولید حداکثر نقطه اوج نقطه در حدود سال ۱۴۱۱ و با مقدار اوج تولید ۱۹۷۰ میلیون بشکه در سال



خواهد بود. بر طبق نتایج حاصل از شبیه سازی البته این نتیجه بر مبنای مفروضاتی از قبیل مقدار ذخایر درجای کشور، نرخ بازیافت و عملیاتی بهبود بازیافت ثانویه و ثالثیه موجود، تلاش برای تولید در سطح حداکثر ممکن، عدم برداشت پرشتاب از میادین مشترک کشور توسط همسایگان در مناطق مرزی است و تغییر هر یک از این پارامترها می تواند تاثیر خود را بر روی زمان و میزان نقطه اوج تولید نفت کشور بگذارد. بررسی نتایج شبیه سازی مختلف با مدلی که برای سال ۱۳۸۵ تا ۱۴۳۵ در فضای نرم افزار iThink9 مدلسازی شد حاکی از اهمیت سرمایه گذاری در بهبود شرایط بازیافت از میادین نفتی است به طوری که بهبود نرخ بازیافت از ۲۷ درصد به ۳۵ درصد باعث رشد حدود ۳۰ درصدی تولید در نقطه اوج می شود و زمان اوج نیز به سال ۱۴۲۵ انتقال می یابد. مدل در قالب یک سیستم پشتیبان تصمیم مجهز به داشبورد تحلیل سیاستگذاری شده است که می تواند در زمینه تصمیم سازی تحت آزمونهای کنترل شده نیز قرار بگیرد.

در مجموع باتوجه به شرایط میادین نفتی کشور و روند موجود سرمایه گذاری در مخازن نفتی، برداشت توسط همسایگان از میادین مشترک و تزریق گاز به میادین نفتی احتمال اینکه نقطه اوج تئوریک حتی پیش از ۱۴۱۱ رخ دهد بیش از تاخیر در بروز اوج در سالهای پس از آن است. از سوی دیگر روند پرشتاب مصرف داخلی که در بسیاری از موارد بهره ور نیز نمی باشد، درآمد ارزی صادراتی نفت کشور را هر روز محدود تر خواهد کرد. بنابراین دهه پیش رو به نظر آخرین پنجره بهره مندی از موهبت درآمد ارزی نفت است و این مساله اصلاح سریعتر ساختار اقتصادی کشور و برنامه ریزی دقیق تر برای اجرای اهداف سند چشم انداز برای ایجاد زیرساخت صنعت رقابت پذیر برای حفظ درآمد ارزی صادراتی کشور را ضروری می نماید.

لازم به ذکر است مطالعه حاضر یک مطالعه تجمیعی از حوزه تولید نفت کشور بوده است و می تواند با تفکیک مدل های تولید به تفکیک مناطق نفت خیز کشور تدقیق شود. از سوی دیگر علاوه بر روش هوبرت که زیربنای نظری این مطالعه بوده است امکان بسط مدلسازی از روشهای تئوریک دیگر نیز وجود دارد که به عنوان زمینه مطالعات آتی پیشنهاد می شود. پیش بینی قیمت نفت و افزودن آن به مدل می تواند اقلام تولیدی را به اقلام دلاری تبدیل کند و زمینه ساز محاسبات اقتصادی بیشتری برای کمک به تصمیم سازی سیاست گذاران باشد.



مراجع

۱. شرافت جهرمی، محمدناصر رسام مشرفی (۱۳۹۰)، "شیبه‌سازی تولید گاز از میدان‌ها مستقل ایران با استفاده از تئوری هوبرت یک مدل پویای سیستمی" فصل‌نامه مطالعات انرژی، سال هشتم، شماره ۳۰، پاییز ۱۳۹۰، صفحات ۶۳-۹۵.
۲. عباسی ابراهیم، فاطمه غرقانی (۱۳۹۰)، "بررسی تابع تقاضای نفت خام در ایران با نگاهی به صادرات تا سال ۲۰۱۵"، فصل‌نامه علوم اقتصادی، سال ۵، شماره ۱۷، زمستان ۱۳۹۰.
۳. مشرفی، رسام (۱۳۸۹)، "ندوین الگوی پویای سیستمی تولید و مصرف انرژی در اقتصاد ایران"، پایان‌نامه دکتری، دانشکده اقتصاد و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی.
۴. روث، ماتیاس و بروس هانن (۱۳۹۶)، مدلسازی سیستمهای پویای اقتصادی، ترجمه علی اکبر عرب مازار و رسام مشرفی، تهران، انتشارات دانشگاه شهید بهشتی.
۵. احمدی، حسین (۱۳۷۸)، "اقتصاد نظری و کاربردی نفت"، پژوهشکده اقتصاد، دانشگاه تربیت مدرس.
۶. امیری مصطفی، علی اصغر قاسمی نژاد، (۱۳۸۹) "بررسی آثار ترزریق گاز بر نحوه تولید و عملکرد مخازن یکی از میادین غرب ایران"، ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۸۹.
۷. سجادیان ولی احمد، (۱۳۸۸)، "ترزریق گاز برای افزایش بازیافت نفت"، مشعل (نشریه کارکنان صنعت نفت ایران)، شماره ۴۶۲، دوره جدید ۵ مهر ۱۳۸۸.
۸. ترازنامه هیدروکربوری کشور، وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران، سالهای مختلف.
9. Ebrahimi Mohsen, Nahid cheshme Ghasabani, (2015). "Foracasting OPEC crude oil production using avariant Multi Hubbert Model", journal of petroleum Science and Engineering.
10. Tao Zaipu, Ming yu Li, (2007). "System dynamic model of Hubbert peak for china oil", Energy policy 35, 2281-2286.
11. De Almeida pedro, Pedro D.Silva, (2009). "The peak of oil production-Timing and market recognition", Energy policy 37, 1267-127.
12. Gallagher Brian, (2011). "Peak oil analysed with a logistic function and idealized Hubbert curve, Energy policy 39, 790-802.
13. M. Jibran S. Zuberi, Murat Fahrioglu, (2015). "Application of Hubbert peak Theory to Simulate Biogas Production, International Journal of Renewable", Energy Research, vol.5, No.1, 2015
14. Diane S Djotaroeno, (2010). "Application of Hubbert Peak Oil Theory to Model Life Cycle Cost of Assets in Suriname", MBA V Progame, 2008-2010.
15. Maggio, Cacciola, (2009). A Variant of the Hubbert Curve for World Oil Production Forecast, Energy Policy 37(2009), 4761-4770.
16. Tao Zaipu, Ming yu Li, (2007). "What is The Limit of Chinese Coal Supplies a STELLA Model of Hubbert Peak", Energy policy 35, 3145-3154.
17. www.opec.org/
18. www.bp.com
19. <https://www.eia.go>



The First National Conference of
The Iranian System Dynamics Society

اولین کنفرانس ملی
انجمن ایرانی پویاشناسی سامانه‌ها



Simulation of Iran's crude oil production based on Hubert's theory

Rassam Moshrefi^{1,*}, Vahid Yektaoarast²

Shahid beheshti university, r-moshrefi@sbu.ac.ir
Shahid beheshti university, vyekta1991@gmail.com

abstract

Crude oil is an exhaustible source of energy. According to Hubbert's theory, oil production tends to follow a bell-shaped pattern and after a peak in oil production, it is running the downward path. In this study, oil production was simulated in the horizon between 2006 and 1435 by using system dynamics and Hubbert's peak theory. According to the results of the simulation, provided with happening required investment and non-accelerating extraction by neighbor countries from pool resource, the peak of the country's crude oil production would be in the year of 1411 with a peak production of 1970 million barrels per year. Due to the ever-increasing trend of domestic energy consumption, this suggests that limited time remained to transform oil export revenues into competitive industrial infrastructure. Of course, upgrading the oil field recovery rate from 27 to 35 can move the peak to year 1425 by the peak production of 1425 million barrel per year. Estimating the huge revenues generated by this upgrading can be a good incentive for policy makers' efforts for attracting investment with this regard.

Keywords: Peak Oil Production, System Dynamics, Oil recovery factor, Decision Support System.

1,* (Correspondent Author), Assistant Professor of Economics, Department of Economics, Faculty Of Economics and Political Sciences.

2 Master of Science, Energy Economics