

# بهینه‌یابی مسیر تولید نفت ایران: یک مدل کنترل بهینه برنامه‌ریزی پویا

Szonnoor@gmail.com

سیدحسین ذوالنور

دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه شیراز

saeed.matin@ymail.com

سعید متین

کارشناس ارشد اقتصاد، دانشگاه شیراز (نویسنده مسئول)

پذیرش: ۱۳۹۵/۳/۳

دریافت: ۱۳۹۴/۹/۱۴

**چکیده:** در این پژوهش ما به حل یک مسئله کنترل بهینه برای به دست آوردن مسیر بهینه تولید نفت ایران می‌پردازیم. در اینجا مدل مورد نظر ما یک معادله بلمن است که در آن تابع هدف را که تابع سود تنزیل شده است به صورت یک معادله بلمن نوشته و با تشکیل یک مسئله برنامه‌ریزی پویا به حل آن می‌پردازیم.

به طور خاص برای نشان دادن جریان حرکت مایعات در مخازن نفتی از معادله‌های تفاضلی استفاده خواهیم کرد و همچنین شکل و روند حرکت مایعات در مخازن و نحوه تاثیرگذاری تزریق گاز و آب به مخازن نفتی را بر روی تولید متوسط چاه‌ها و تاثیر افزایش تولید از مخازن نفتی را بر روی تولید آینده با استفاده از شبیه‌سازی‌های مخازن نفتی بررسی کرده و یک مدل تابع تولید پویا را به عنوان یک محدودیت برای مسئله استخراج می‌کنیم. به این ترتیب مدل‌های ساخته‌شده مهندسی نفت را به مدل‌های بهینه‌سازی اقتصادی مرتبط کرده و ارتباط می‌دهیم. نتیجه‌ها نشان می‌دهد که سطح تولید بهینه ایران بسیار بالاتر از سطح تولید واقعی است که این مسئله نشان‌دهنده این است که مسئله تولید نفت صرفاً تحت تاثیر مسائل اقتصادی نبوده و مسائل زیادی از جمله مسائل سیاسی بر روی آن موثر است. به علاوه در این پژوهش به بررسی تاثیر عامل تنزیل‌های متفاوت و انتظارها در بازه زمان ورود فناوری جایگزین بر روی بازار نفت و استخراج نفت خواهیم پرداخت.

**کلیدواژه‌ها:** تولید بهینه نفت، برنامه‌ریزی پویا، تقریب‌زدن تابع ارزش، اقتصاد ایران، تخلیه طبیعی.

طبقه‌بندی JEL: C02, C62, P28

## مقدمه

برنامه‌ریزی اقتصادی و الگوسازی در بازار نفت با توجه به مفهوم «تجدیدناپذیری» و قریب‌الوقوع بودن ورود فناوری رقیب نفت و «تخلیه اقتصادی» آن اهمیت روزافزون دارد. با توجه به لزوم سیاستگذاری بهینه در تولید نفت، این بررسی با هدف دستیابی به مسیر بهینه تولید نفت ایران از یک الگوی ماکزیم‌سازی منافع با قیود و ملاحظات فنی تولید استفاده می‌کند. با توجه به وابستگی کشورهای نفت‌خیز به درآمد نفتی و عدم ثبات درآمدهای نفتی به دلیل عدم ثبات قیمت‌ها و پیامدهای ناشی از آن، نحوه تصمیم‌گیری دولت‌ها در چگونگی استخراج نفت و تبدیل این ثروت به انواع دارایی‌های جایگزین از مسائل اساسی این کشورهاست.

مسئله کمیابی منابع انرژی پایان‌پذیر مانند نفت و افزایش قیمت آن در طول زمان و تلاش در جایگزینی منبع انرژی مورد نیاز مانند انرژی خورشیدی<sup>۱</sup> منجر به توسعه فناوری‌های تولید منابع رقیب نفت شده است. بنابراین یک مقطع زمانی و قیمت حدی وجود دارد که هزینه تولید نفت از هزینه انرژی جایگزین آن بیشتر خواهد بود. آن زمان نقطه تخلیه اقتصادی نفت است، هرچند که نفت در مخازن به صورت فیزیکی موجود است. از این نظر مسئله اتمام منابع و برنامه‌ریزی برای تولید بهینه منابع انرژی همواره مطرح بوده است.

حجم بسیار بالای «نفت درجای اولیه»<sup>۲</sup> و پایین بودن متوسط ضریب بازیافت اولیه در مقایسه با میداین نفتی سایر کشورهای نفتی حوزه خلیج فارس و بسیاری دیگر از تولیدکنندگان بزرگ نفت در جهان دو ویژگی اساسی برای میداین نفت در کشور است. پایین بودن بازیافت اولیه یا «تخلیه طبیعی»<sup>۳</sup> عمدتاً ناشی از این حقیقت است که بیشتر میداین نفتی ایران دارای سنگ مخزن با «تراوایی» بسیار پایین است. خاطر نشان می‌شود که حجمی از نفت درجا را که می‌توان استخراج کرد، در اصطلاح ذخایر نفتی می‌گویند. از این رو ضروری است که برنامه‌های ازدیاد برداشت در مدیریت مخازن در اولویت باشند تا بتوان حجم بیشتری از نفت درجا را استحصال کرد، به ویژه آن که در قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران بر تولید صیانتی از مخازن نفتی که منجر به ازدیاد برداشت از مخازن نفتی می‌شود، تصریح موکد شده است (مسعود درخشان، ۱۳۸۹).

در کشورهایی مانند ایران که تصمیم‌های تولید نفت به طور قابل توجهی تحت نفوذ دولت است، این تصمیم‌ها به طور قابل ملاحظه‌ای تحت تاثیر انگیزه‌های سیاسی، راهبردی و ژئوپولیتیک

1. Photovoltaic
2. Initial Oil in Place or Original Oil in Place
3. Natural Depletion

قرار می‌گیرند. به همین دلیل است که خدوری<sup>۱</sup> (۱۹۹۶)، در مقاله خود این‌گونه بیان می‌کند که «تصمیم‌های تولید نفت ممکن است بر اساس اهداف سیاسی از جمله نگرانی‌های امنیتی برای اعضای اوپک به صورت بهینه باشد». تجزیه و تحلیل بهینه اقتصادی تصمیم‌های تولید از این لحاظ که می‌توان فهمید که آیا در بلندمدت حداکثرکننده تابع ارزش است یا خیر، بسیار مهم و مفید است. این نوع تجزیه و تحلیل به نوبه خود اجازه می‌دهد تا بتوان درآمد ازدست‌رفته دولت و ارز ازدست‌رفته را که در نتیجه سیاست‌های فعلی است، محاسبه کرد. پی‌بردن به میزان این هزینه‌ها به دلایل زیادی دارای اهمیت است، از جمله این که تا چه حد فشارهای سیاسی داخلی و خارجی می‌توانند برای تصمیم‌های قیمت‌گذاری و تولید به عنوان اهرم فشار عمل کنند.

مطالعه‌های زیادی در زمینه تصمیم‌های بهینه تولید در اوپک انجام شده است؛ از جمله مطالعه‌ای که پاول<sup>۲</sup> در سال ۱۹۹۰ انجام داده که بر اساس بهینه‌سازی موقتی است. مدل این پژوهش در دسته مطالعه‌های وی قرار می‌گیرد. این رویکرد به طور سنتی به هتلینگ<sup>۳</sup> (۱۹۳۱) نسبت داده می‌شود. مطالعه‌های جدیدتر مانند لورنز و بیلی<sup>۴</sup> (۱۹۹۵)، بنروف<sup>۵</sup> (۱۹۹۴)، سرانوویچ<sup>۶</sup> (۱۹۹۲)، فوسکیس و استفانو<sup>۷</sup> (۱۹۹۶)، از بهینه‌سازی پویای تولید نفت برای حداکثرسازی تابع ارزش استفاده می‌کنند. در این پژوهش ما با استفاده از این پژوهش‌ها به دنبال به دست‌آوردن عوامل پویای موثر بر هزینه‌های تولید نفت هستیم. به طور ویژه ما جزییات فرآیند تولید را با استفاده از شبیه‌سازی فنی و مهندسی میداین نفتی فرموله می‌کنیم. این مدل به صورت بازگشتی عمل کرده و یک سیستم معادلات تفاضلی همگن را حل می‌کند. این سیستم جریان حرکت و پویایی مایعات در داخل و بین مجموعه‌ای از شبکه‌های سه‌بعدی را توصیف می‌کند که میداین نفتی را که دارای رفتار و ویژگی‌های مشترک هستند در طبقه‌های یکسان قرار داده و پویایی کلی میداین نفتی را نشان می‌دهند.

این رویکرد به ما کمک خواهد کرد تا بتوانیم تأثیراتی را که به وسیله عوامل فنی بر روی هزینه تولید آبی مخازن و ظرفیت کوتاه‌مدت مخازن گذاشته می‌شود بررسی و محاسبه کنیم. این عوامل شامل میزان آب و گاز تزریقی به میداین نفتی یا تعداد چاه‌های جدید حفر شده در میداین هستند. این

1. Khadduri
2. Powell
3. Hotelling
4. Lohrenz & Bailey
5. Benherouf
6. Suranovic
7. Fousekis & Stefanou

نوع بررسی تابع تولید در تضاد با بررسی‌های عمومی و مرسوم در ادبیات اقتصادی است که در آنها تابع تولید بر اساس برخی خصوصیات کلی و عمومی کشش جایگزینی مانند کشش جایگزینی ثابت تابع تولید یا بر اساس فرم‌های تقریبی دیگر مانند ترانسلوگ، لئونتیف تعمیم‌یافته یا کاب داگلاس تعمیم‌یافته به دست می‌آید. تجزیه و تحلیل بر اساس این ویژگی‌ها در کارهای گویلیکی<sup>۱</sup>، لول<sup>۲</sup> و سیکلز<sup>۳</sup> (۱۹۸۳)، یافت می‌شود. راهبرد الگوسازی ما بیشتر شبیه به کار گریفین<sup>۴</sup> (۱۹۷۸-۱۹۷۷)، که در آن از روش‌های شبه‌داده‌های مهندسی برای تقریب تابع تولید و فناوری استفاده کرده است.

### مدل‌سازی پویای تصمیم‌های تولید نفت

برای ساختن و ارائه یک الگو برای تصمیم‌های تولید نفت ایران، تعدادی موارد مهم وجود دارند که باید آنها را در نظر گرفت.

اول، معادله تقاضا برای نفت ایران باید بر اساس ساختار بازار جهانی نفت مطالعه شود. ایران یک تولیدکننده بزرگ نفت در بازار جهانی و به نسبت بزرگ برای استفاده از منابع موجود و تاثیر آن برای تولید در آینده است. ما در الگوی خود ایران را به عنوان یک بنگاه با قدرت انحصاری<sup>۵</sup> فرض می‌کنیم که با تقاضای خالص پرافت‌وخیز به دلیل عرضه‌های تولیدکنندگان دیگر مواجه است. البته باید توجه داشت که در عمل این فرض بیشتر برای گروهی از کشورها مانند اوپک (OPEC) بهتر است اما ما نیز مانند سایر مقالات به صورت فرضی ایران را دارای چنین قدرت انحصاری در نظر گرفته‌ایم که با توجه به جایگاه ایران در این صنعت بسیار دور از واقعیت نخواهد بود. همان‌طور که گائو، هارتلی و سیکلز در مقاله‌ای با عنوان «مقدار بهینه تولید نفت برای یک میدان نفتی بزرگ در عربستان» در سال ۲۰۰۹ نیز همین فرض را برای عربستان در نظر گرفته‌اند.

دوم، توابع هزینه تولید نفت باید به طور دقیق تشریح و بیان شود. هزینه تولید نفت شامل هزینه اکتشاف و توسعه به عبارتی هزینه تولید نهاده از چاه‌های موجود است.

سوم، مسئله ماهیت پویای تولید نفت است؛ در برنامه‌ریزی بهینه تولید، مسئله اثرگذاری روی بهره‌وری آینده مخازن را باید در نظر گرفت. به طور خاص، فرض می‌کنیم که تولید فعلی نفت بر روی

1. Guilkey
2. Lovell
3. Sickles
4. Griffin
5. Monopoly Power

شرایط مخازن<sup>۱</sup> و بنابراین هزینه اولیه آینده و در نهایت منابع کل که از مخازن استخراج شده‌اند اثر می‌گذارد. چارچوب برنامه‌ریزی پویا برای پاسخ‌گفتن به برخی از پرسش‌ها از جمله حساسیت تولید فعلی<sup>۲</sup> به تغییرهای تاریخ احتمالی ورود انرژی جایگزین<sup>۳</sup> یا قیمت فناوری انرژی جایگزین ضروری است. از این رو از طرفی یک مسئله مهم در بازار جهانی نفت فعلی این است که چگونه مقدار عرضه جایگزین‌شده، قیمت‌های فعلی نفت را تعیین خواهد کرد؟ پشتیبانی و حمایت از طرح‌های سرمایه‌گذاری کوتاه‌مدت ممکن است به طور اساسی بستگی به میزان انتظارات در مورد زمان دسترسی در آینده به منابع انرژی جایگزین داشته باشد.

ویژگی‌های مسئله برنامه‌ریزی پویای<sup>۴</sup> ما متفاوت است از مدل مسئله استخراج منابع هتلینگ<sup>۵</sup> که سطح ثابتی از منابع به تدریج در طول زمان استخراج می‌شوند تا هیچ چیزی باقی نماند. در عمل، چاه‌های نفت<sup>۶</sup> قبل از مخازن نفتی<sup>۷</sup> خالی می‌شوند از این رو این تخلیه هزینه استخراج نفت را افزایش می‌دهد تا زمانی که بازایی مستمر دیگر دارای سود اقتصادی نباشد (نقطه تخلیه اقتصادی)<sup>۸</sup>.

در اصل، می‌توان تصور کرد که قیمت‌های اسمی نفت به طور مداوم در حال افزایش است به طوری که فن‌های پرهزینه بازایی ثانویه به طور فزاینده سودآور شده است (Gao, Harthly & Sickles, 2009). الگوی ما بر اساس نزدیک‌ترین دیدگاه به زمانی است که در آن بازار انرژی تحت تاثیر فناوری جایگزین که تقاضای نفت را کنترل می‌کند قرار می‌گیرد.

در نهایت تولید تجمعی از میادین نفتی را به عنوان یک متغیر حالت در مسئله بهینه‌سازی پویا در نظر می‌گیریم به جای حالت رایج‌تر که سطح ذخایر باقی‌مانده را به عنوان متغیر حالت در نظر می‌گیرند. علاوه بر این، از این حقیقت که جهان قیمت‌پذیر<sup>۹</sup> آینده در یک حالت ایستا<sup>۱۰</sup> و باثبات با یک تابع ارزش مستقل از زمان<sup>۱۱</sup> قرار خواهد گرفت استفاده خواهیم کرد. در مقابل، مسئله بهینه

1. Reservoir Condition
2. Current Output
3. Back Stop Energy
4. Dynamic Programing Problem
5. Hotelling
6. Oil Wells
7. Reservoirs
8. Economic Depletion Point
9. Price Taker
10. Stationary
11. Time Invariant Value Function

در دوره‌های قبلی<sup>۱</sup> ایستا نخواهد بود، زیرا ما فرض کرده‌ایم که تابع تقاضا برای نفت ایران (تقاضای کل خالص از عرضه حاشیه رقابتی) در طول زمان تغییر می‌کند. تابع ارزش متغیر در طول زمان در دوره‌های اولیه با استفاده از روش بازگشتی<sup>۲</sup> حل می‌شود. ما سیاست تولید بهینه نفت ایران را با استفاده از معادله بلمن زیر که به وسیله هارتلی و سیکلز (۲۰۰۹) فرمول‌بندی شده است حل می‌کنیم:

$$\vartheta_t(N_t, CP_t) = \text{MAX}_{X_t, N_t} \{r(X_t) - C(X_t, dN_t, W_t, N_t, G_t) + \beta \vartheta_{t+1}(N_{t+1}, CP_{t+1})\}$$

Subject to:

$$N_{t+1} = (1 - \delta)N_t + dN_t, \quad dN_t \geq 0$$

$$CP_{t+1} = CP_t + 365X_t$$

$$W_t = w(X_t, N_t, dN_t)$$

$$G_t = g(X_t, N_t, dN_t)$$

$$0 \leq X_t \leq f(N_t, dN_t, W_t, CP_t, G_t)$$

که در این معادله‌ها  $X_t$  نشان‌دهنده میزان تولید نفت (میلیون بشکه در روز،  $mbd$ ) در دوره  $t$  است،  $dN_t$  تعداد چاه‌های جدید حفر شده در دوره  $t$ ،  $W_t$  میزان آب تزریق شده ( $mbd$ ) برای حفظ فشار مایع درون مخزن<sup>۳</sup> و  $G_t$  میزان گاز تزریق شده،  $N_t$  تعداد چاه‌های تولید نفت در ابتدای هر دوره و  $CP_t$  میزان تولید تجمعی<sup>۴</sup> از میادین نفتی در هر سال است.  $X_t$  و  $dN_t$  متغیرهای سیاستی (کنترلی)<sup>۵</sup> و  $N_t$  و  $CP_t$  متغیرهای وضعیت<sup>۶</sup> هستند.  $\beta$  عامل تنزیل است، در حالی که  $\delta$  نشان‌دهنده تعداد چاه‌های نفت است که در هر دوره از چرخه تولید خارج می‌شوند. تابع درآمد،  $r(X) = P(X) \cdot X$  که  $P$  تابع معکوس تقاضاست که بین قیمت‌های تعادلی بازار جهانی نفت و عرضه ایران ارتباط برقرار می‌کند. افزایش تولید به تزریق آب و گاز اضافه به چاه‌ها نیاز دارد که در معادله  $W_t$  و  $G_t$  بیان شده است. تابع  $f$  نشان‌دهنده ظرفیت کوتاه‌مدت میادین است که بیانگر یک حد بالا برای تولید نفت در طول

1. Earlier Periods
2. Recursive
3. Reservoir Liquid Pressure
4. Cumulative Production
5. Control Variable
6. State Variable

یک دوره مشخص است. تابع ارزش  $\theta_t$  نشان‌دهنده ارزش فعلی تنزیل شده سود به وسیله  $N_t$  و  $CP$  است با فرض این که متغیرهای سیاستی یا کنترل از دوره  $t$  به جلو به صورت بهینه انتخاب شده‌اند. عامل تنزیل زمان و انتظارهای ایران درباره فرض دسترسی به انرژی جایگزین، عواملی حیاتی هستند که ما درباره آنها اطلاعات بسیار کمی داریم. در حالی که به دست آوردن برخی از اطلاعات حیاتی دیگر نیز دشوار است عوامل ذهنی ذاتاً دارای عدم اطمینان هستند. علاوه بر این پاول (۱۹۹۰)<sup>۱</sup> استدلال می‌کند که راه‌حل‌های مدل‌های بهینه‌سازی موقت برای کشورهای عضو اوپک به شدت تحت تاثیر هزینه انرژی‌های جایگزین نفت در آینده در محیط ایستای نهایی<sup>۲</sup> و نرخ تنزیل سیاستگذاران قرار می‌گیرد، از این رو بر روی تغییرات این عوامل حیاتی و ذهنی در تحلیل سناریوهای خود تمرکز می‌کنیم. مسیر بهینه تولید را بر اساس پنج سناریو شیشه‌سازی می‌کنیم. در تمام موارد قبل از آن که دسترسی به انرژی جایگزین میسر شود، مدل ایستا نیست<sup>۳</sup>.

در دو سناریو اول، منحنی تقاضا در برخی از دوره‌ها و تاریخ‌ها ایستا خواهد بود. تفاوت میان این دو سناریو ناشی از تفاوت بین نرخ تنزیل‌های متفاوت است. در اینجا نرخ تنزیل را ۱۰ درصد و ۳۰ درصد انتخاب می‌کنیم که این انتخاب بر اساس پژوهش‌های آدلمن<sup>۴</sup> است که برای نرخ تنزیل کشورهای تولیدکننده نفت صورت گرفته است.

بر اساس پژوهش‌های او، ۱۰ درصد نرخ تنزیل استاندارد (واقعی) مربوط به کشورهای تولیدکننده نفت مانند آمریکا است. از طرف دیگر، برای برخی از کشورهای عضو اوپک مانند ایران ریسک قابل توجهی در ارتباط با استخراج منابع نفتی وجود دارد که به دلیل وابستگی شدید دولت به درآمدهای نفتی است. در واقع، چون ذخایر نفتی دارایی‌های با تنوع کم و ریسک زیاد هستند اجاره ضمنی<sup>۵</sup> خروج نفت از زمین دارای ریسک قابل توجهی است از این رو نرخ تنزیل بیش از ۲۰ درصد یا حتی سه برابر میزان استاندارد است.

بر اساس دو سناریو دیگر، کاهش در هزینه‌های آتی یک انرژی جایگزین نفت (مانند انرژی خورشیدی) تقاضا برای نفت را در وضعیت ایستای نهایی<sup>۶</sup> کاهش خواهد داد. تفاوت این دو سناریو تنها در زمان دستیابی به انرژی جایگزین در مقیاس تولید وسیع است.

1. Powell
2. Terminal Stationary Environment
3. Non Stationary
4. Adelman(1993,a)
5. Implicit Rent
6. Terminal Stationary State

## داده‌ها و تخمین معادله‌ها

در این بخش در ابتدا به بیان فرم تبعی و تخمین توابع درآمد، هزینه و تابع تولید پویا می‌پردازیم. پس از تخمین، مسئله بهینه‌یابی مورد نظر را می‌نویسیم و با استفاده از نرم‌افزار MATLAB مسیر تولید بهینه را شبیه‌سازی می‌کنیم و نتیجه‌ها را تحلیل خواهیم کرد. همچنین در این قسمت باید گفت که ایستایی و مانایی متغیرها برای بحث تخمین‌های اقتصادسنجی و پرهیز از ایجاد رگرسیون‌های کاذب انجام شده است.

### تابع درآمد نفت

در این قسمت به تخمین تابع درآمد که فرم کلی آن به صورت معادله (۱) است می‌پردازیم:

$$R(X_t) = X_t \cdot P_t(X_t) \quad (1)$$

که  $P_t$  را به صورت تابع معکوس تقاضا به فرم معادله (۲) نشان می‌دهیم:

$$\text{Log}P_t = \delta_0 + \delta_1 Y_t + \delta_2 T + \varepsilon \quad (2)$$

در نتیجه:

$$P_t = e^{\delta_0 + \delta_1 Y_t + \delta_2 T}$$

این تابع، تابع معکوس تقاضا برای نفت اوپک است که از مدل OMS از سوی اداره اطلاعات انرژی (EIA) در مدل به صورت جدول (۱) برآورد شده است.

جدول ۱: مقادیر تخمین تابع معکوس تقاضا

$\delta_2$	$\delta_1$	$\delta_0$	
۳/۹۶۵۶	-۰/۰۳۹۸	۳/۵۳۲۳	مقادیر تخمین زده شده
۰/۱۵۵۷	۰/۰۰۲۳	۰/۰۵۲۰	خطای استاندارد (se)
		۰/۷۴۷۶	$R^2$

منبع: اداره اطلاعات انرژی (EIA)

بنابراین تابع درآمد نفت مقادیر تولید ایران را به قیمت‌های اوپک مرتبط می‌سازد، در واقع منظور از قیمت‌های اوپک قیمت سبد نفتی اوپک در سال ۲۰۰۹ است که تابع تقاضا بر آن اساس تخمین زده شده است و به صورت معادله (۳) خواهد بود:



$$R(X_t) = (365X_t). e^{3.5323-0.0398y_t+3.9656T} \quad (۳)$$

در معادله (۳)  $y_t$  کل سهم اوپک در تولید نفت است که تابع معکوس تقاضا، آن را به قیمت‌های اوپک مربوط می‌کند. بنابراین در اینجا برای ایران باید به جای  $y_t$  سهم ایران از  $y_t$  یا مقادیر تولید ایران را قرار دهیم یعنی  $X_t$  ایران را به جای  $y_t$  قرار دهیم.

### تابع هزینه

#### هزینه‌های اکتشاف

این هزینه‌ها، بر اساس پژوهش ماسرون<sup>۱</sup> ۱۰ تا ۲۰ درصد کل هزینه تولید هستند. همچنین با استفاده از آمار هزینه اداره اموال در شرکت ملی نفت مناطق نفت‌خیز جنوب نیز این آمار که تحت عنوان «هزینه‌های تبدیل به دارایی شده» است تایید می‌شود. بنابراین پس از محاسبه هزینه کل مقدار ۲۰ درصد هزینه کل به کل هزینه اضافه می‌شود تا هزینه‌های اکتشاف نیز در نظر گرفته شود.

#### هزینه‌های توسعه

این هزینه‌ها به دو بخش تقسیم می‌شود:

#### هزینه زیرساخت‌ها و نگهداری تاسیسات سطحی ( $\mu_t$ )

این هزینه‌ها از سوی اداره اطلاعات انرژی در سال ۱۹۹۶ برای میداین مختلف با اندازه‌های مختلف و نقش زمین‌شناسی متفاوت اندازه‌گیری و گزارش شده است که مشخصات آن در قسمت منابع ذکر شده است. ما با استفاده از میانگین بین نقش‌های زمین‌شناسی مختلف و اندازه‌های مختلف میداین این مقدار را برای ایران ۰/۴۹۲ محاسبه کرده‌ایم. از این رو این تابع به صورت معادله (۴) خواهد بود:

$$\mu_t = 0.492X_t \quad (۴)$$

#### هزینه چاه‌های نفت (T)

این دسته از هزینه‌ها نیز از سوی اداره اطلاعات انرژی (EIA) گزارش شده است که ما از میانگین آنها برای نقش‌های مختلف زمین‌شناسی و اندازه‌های مختلف میداین مقدار این هزینه‌ها را برای هر بشکه ۰/۶۴ دلار به دست آورده‌ایم. پس این معادله به صورت معادله (۵) خواهد بود:

$$M_t = 0.64N_t \quad (۵)$$

### هزینه‌های عملیاتی تولید

این هزینه‌ها به دو بخش تقسیم می‌شوند:

#### هزینه‌های عملیاتی متغیر تولید

بر اساس گزارش EIA (1996) مخارج عملیاتی در هر بشکه بین ۰/۲۵ دلار تا ۱ دلار متغیر و وابسته به نرخ استخراج هستند. در واقع تمام میادین در تمام دوره‌های زمین‌شناسی را در نظر می‌گیریم. میادین نفتی با کمترین نرخ تولید دارای هزینه یک دلار در هر بشکه و میادین با بیشترین نرخ تولید دارای هزینه متغیر ۰/۲۵ دلار در هر بشکه هستند. تمام میادین دیگر دارای هزینه متغیر بین این دو عدد هستند. بنابراین یک خط مستقیم وجود دارد که این دو مقدار حدی را به هم متصل می‌کند که معادله این خط مستقیم نشان‌دهنده هزینه متغیر است که به صورت معادله (۶) است:

$$V = 0.7714 (X_t)^{-0.2423} \quad (6)$$

#### هزینه‌های تزریق

این هزینه‌ها خود به دو قسمت تقسیم می‌شوند:

#### هزینه‌های تزریق گاز

برای هر بشکه نفت اضافی با توجه به اطلاعات مهندسان نفت حدود ۲۵۰۰ تا ۴۰۰۰ میلیارد فوت مکعب گاز مورد نیاز است. متوسط هزینه تزریق این میزان گاز ۰/۴ تا ۰/۶۴ دلار است. اگر حد بالای این هزینه را در نظر بگیریم هزینه تزریق هر میلیارد فوت مکعب گاز ۱۷۶۰ هزار دلار یا ۰/۱۷۶ میلیون دلار است، بنابراین:

$$GI_t = 0.176gi_t$$

#### هزینه‌های تزریق آب

بر اساس آمار شرکت نفت فلات قاره ایران، هزینه سالانه تزریق آب به میادین نفتی در ایران به طور متوسط ۹۶۰۰ ریال در هر بشکه نفت است که بر اساس نرخ دولتی اعلام شده ۱۲۲۶۰ ریال دلار در سال ۱۳۹۲ از سوی دولت و بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، این هزینه برابر ۰/۷۸ دلار در هر بشکه است. از این رو تابع تزریق آب به میادین نفتی به صورت معادله (۷) است:

$$\omega_t = (0.78)W_t \quad (7)$$

### تابع هزینه کل

در این قسمت با جمع اجزای تابع هزینه کل که بیان شد به تابع هزینه کل برای تولید نفت در ایران دست خواهیم یافت که به صورت معادله (۸) است:

$$C_t = 1.2[\mu + V_t + \omega_t + GI_t + M_t + \tau_t] \quad (۸)$$

که با جایگذاری خواهیم داشت:

$$\begin{aligned} C_t = & 1.2[(0.492) * (365) * X_t \\ & + (0.7714(365) * (X_t)^{-0.2423}) * (365X_t) + \\ & + (0.78)W_t + 0.176G_t + 0.64N_t + 5.519dN_t \end{aligned}$$

### تابع تولید پویا

پویایی بحث استخراج و تولید نفت به این مسئله بر می‌گردد که با افزایش استخراج از میادین و چاه‌های نفت به دلایل فنی از جمله کاهش فشار مخزن و کارایی ریزش ثقلی و تراوش طبیعی آنها، تولید نفت کاهش خواهد یافت. پس برای افزایش استخراج نفت نیازمند استفاده از فن‌های بازیافت ثانویه مانند تزریق آب و گاز در مخازن خواهیم بود.

تابع تولید پویا اشاره به حداکثر ظرفیت تولیدی یک چاه فرضی در اطراف مخزن در طی یک دوره دارد که بیانگر بهره‌وری متوسط هر چاه تولیدی در حوزه نفتی است. برآورد این تابع بیانگر یک مجموعه تولیدی قابل دسترس و وابسته به شرایط فنی و خصوصیات مخزن خواهد بود.

حال با استفاده از داده‌های تزریق آب و گاز و تولید انباشتی میادین نفتی طی سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۶۸ به تخمین تابع تولید پویا می‌پردازیم:

$$\begin{aligned} Max(X_t) = & \alpha_0 + \alpha_1 LogW_t + \alpha_2 LogW_t LogCP_t + \alpha_3 LogG_t \\ & + \alpha_4 LogG_t LogCP_t + \alpha_5 LogCP_t + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (۹)$$

برای تخمین این تابع حداکثر تولید چاه‌های نفت را به عنوان بهره‌وری چاه‌های نفت در نظر گرفته و تخمین را به صورت معادله (۱۰) انجام خواهیم داد:

$$\begin{aligned} \frac{X_t}{N^*} = & \alpha_0 + \alpha_1 LogW_t + \alpha_2 LogW_t LogCP_t + \alpha_3 LogG_t \\ & + \alpha_4 LogG_t LogCP_t + \alpha_5 LogCP_t + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (۱۰)$$

با تخمین معادله (۱۰) ضرایب حاصل دارای علامت‌های نامناسب و میزان برآورد نادرست خواهند بود و همچنین ضرایب در سطح بسیار بالایی بی‌معنا خواهند بود که این مسئله به علت وجود مسئله هم‌خطی در بین متغیرهای تزریق گاز و تزریق آب خواهد بود، پس در ابتدا متغیر تزریق گاز را بر روی متغیر تزریق آب به صورت معادله رگرسیون شماره (۱۱) برآورد می‌کنیم:

$$\text{Log}(G_t) = 4.4075 + 0.067 \log(W_t) \quad (11)$$

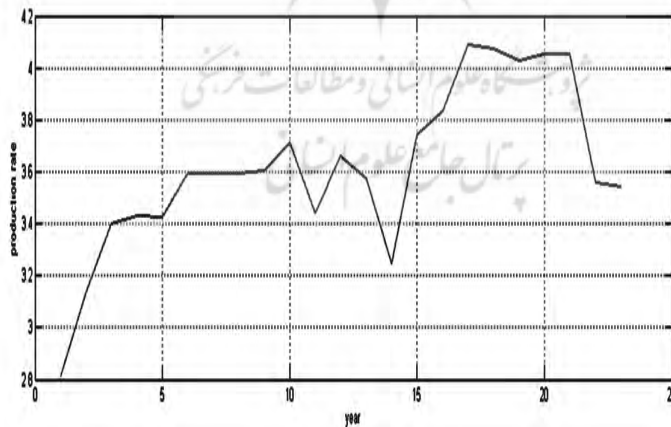
حال برای رفع هم‌خطی در معادله تابع تولید پویا، تابع ۱۱ را در معادله (۱۰) به جای  $\text{Log}(W_t)$  جایگزین می‌کنیم خواهیم داشت:

$$\begin{aligned} \frac{X_t}{N_t} &= \alpha_0 + \alpha_1 (\text{Log}W_t) + \alpha_2 (\text{Log}W_t) (\text{Log}CP_t) \\ &+ \alpha_3 (4.4075 + 0.067 \log(W_t)) \\ &+ \alpha_4 (4.4075 + 0.067 \log(W_t)) \text{Log}CP_t + \alpha_5 \text{Log}CP_t + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (12)$$

با ساده‌سازی خواهیم داشت:

$$\frac{X_t}{N_t} = 4.4075 + 1.067 \log(W_t) + 5.4075 \text{Log}CP_t + 1.067 \log(W_t) \text{Log}CP_t + \varepsilon_t \quad (13)$$

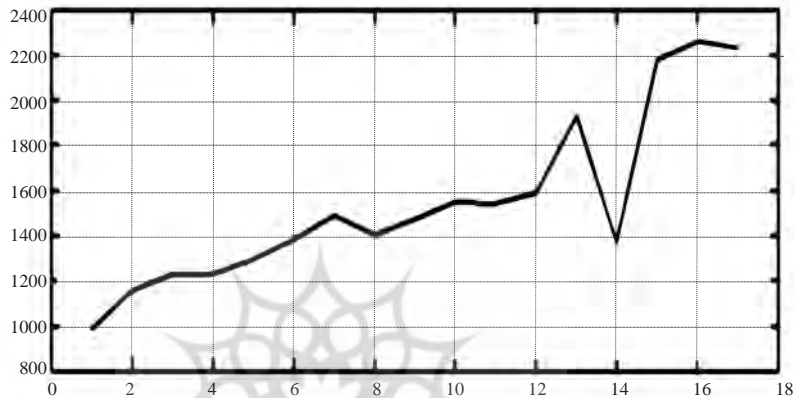
حال هدف تخمین معادله (۱۳) است. از آن رو که نوسان‌های شدید و زیاد در متغیر تولید وجود دارد برای تخمین درست این تابع نیازمند در نظر گرفتن متغیرهای شکست ساختاری در مدل هستیم. روند متغیر تولید طی سال‌های ۱۹۸۹ تا ۲۰۱۱ برای ایران به صورت نمودار (۱) است:



نمودار ۱: تولید نفت ایران در سال‌های ۱۹۸۹-۲۰۱۱

منبع: سالنامه آماری اوپک

همان‌طور که مشاهده می‌شود شکست ساختاری در سال‌های زیادی مشاهده می‌شود که می‌توان صحت وجود آن را با استفاده از متغیر دامی و آزمون چاو اثبات کرد. علاوه بر آن متغیر تعداد چاه‌های تولیدی نیز دارای شکست ساختاری است که شکل آن در نمودار (۲) مشاهده می‌شود:



نمودار ۲: تعداد چاه‌های تولیدی حفر شده ایران در هر سال ۱۹۸۹-۲۰۱۱

منبع: سالنامه اوپک

روند متغیر تعداد چاه‌ها نشان‌دهنده شکست ساختاری است که این مسئله از طریق آزمون چاو اثبات می‌شود. بنابراین باید در مدل دو متغیر دامی را برای تولید و حفر چاه‌ها در نظر گرفت. از این رو معادله بهره‌وری چاه‌های نفت را به صورت معادله (۱۴) می‌توان نوشت:

$$\frac{X_t}{N^*} = (4.407511 + 0.020466) + [(0.024092) * (1.067448 * \log(W))] + (14) \\ [(-0.002210) * (1.067448 * \log(W) * \log(CP))] + [(-0.001483) * \\ (5.407511 * \log(CP))] - 0.000422 * DUM1 + 0.000980 * DUM2$$

در معادله (۱۴) باید به این نکته توجه داشت که هرچند متغیر تزریق گاز ظاهراً حذف شده است اما در عمل درصدی از متغیرهای تزریق آب در این معادله نرخ تزریق گاز را در خود جای داده‌اند که این مسئله به علت عملی است که برای رفع هم‌خطی انجام دادیم. از این رو مشاهده می‌شود که متغیر تزریق گاز به صورت مخفی در مدل وجود دارد.

**تابع تزریق گاز**

حال در این بخش به تخمین تابع تزریق گاز در ایران در دوره ۱۹۸۹ تا ۲۰۱۱ می‌پردازیم. فرم کلی این معادله به صورت معادله (۱۵) است:

$$\text{Log}G_t = \varphi_0 + \varphi_1 \text{Log}X_t + \varphi_2 \text{Log}(N_t^*) \quad (15)$$

برای تخمین این مدل از روش OLS استفاده کرده‌ایم اما به دلیل وجود خودهمبستگی برای رفع آن ناچار شدیم از فرآیند میانگین متحرک استفاده کنیم. نتیجه مدل تخمین زده شده به صورت معادله (۱۶) خواهد بود:

$$\text{Log}G_t = 1.809263 + 0.537193 \text{Log}X_t + 0.244128 \text{Log}(N_t^*) \quad (16)$$

+ [MA2 = 0.952266]

**تابع تزریق آب**

فرم کلی معادله تزریق آب به صورت معادله (۱۷) است:

$$\text{Log}W_t = \gamma_0 + \gamma_1 \text{Log}X_t + \gamma_2 \text{Log}(N_t^*) \quad (17)$$

برای تخمین این معادله در این بخش از روش OLS استفاده می‌کنیم. با تخمین این معادله ضریب تعداد چاه‌ها معنادار نخواهد بود. برای بررسی این مشکل به بررسی مسئله شکست ساختاری در متغیر تزریق آب می‌پردازیم. در سال ۱۳۷۹ متغیر تزریق آب دارای شکست ساختاری است. جهت آزمون این مسئله از آزمون شکست ساختاری چاو استفاده می‌کنیم که نتیجه آن به صورت جدول (۲) است:

**جدول ۲: رگرسیون آزمون شکست ساختاری چاو  
سال شکست ساختاری: ۲۰۰۱**

۰/۰۰۱۰۹۲	احتمال آماره $F$	۱۳/۵۰۴۲۴	مقدار آماره $F$
۰/۰۰۰۰۹۱	احتمال نسبت درست‌نمایی	۱۸/۵۸۹۷۱	نسبت درست‌نمایی

منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طور که مشاهده می‌شود در این آزمون سال ۲۰۰۱ به عنوان سال و نقطه شکست ساختاری

در نظر گرفته شده است که با توجه به نتایج آزمون و این که مقدار احتمال آماره  $F$  بسیار پایین و برابر با  $0/01$  است فرضیه صفر مبنی بر نبود شکست ساختاری رد می‌شود از این رو شکست ساختاری وجود دارد. با در نظر گرفتن شکست ساختاری و در نظر گرفتن دو متغیر دامی برای سال شکست نتایج تخمین مدل به صورت معادله (۱۸) خواهد بود:

$$\text{Log}W_t = -2468143 + 4.629176\text{Log}X_t + 2.305237\text{Log}(N_t^*) - 1.997083(DUM) + 0.928247(DUM11) \quad (18)$$

### جمع‌بندی و تشکیل مسئله

مسئله بلمن به دست‌آمده و قیده‌های آن را به صورت معادله (۱۹) می‌نویسیم:

$$\begin{aligned} \vartheta_t(N_t, CP_t) = \text{MAX}_{X_t, dN_t} \{ & 365 * (X_t) \cdot e^{3.5323 - 0.0398 * 17 * X_t + 3.96567} - 1.2[0.492 * \\ & (365) * X_t + (0.7714 * (365) * (X_t)^{-0.2423}) * (365 * X_t) + (365) * (0.78)W_t \cdot \\ & (365) * (0.176)G_t + (0.64)N_t + (5.519)dN_t] + \beta \vartheta_{t+1}(N_{t+1}, CP_{t+1}) \} \quad (19) \end{aligned}$$

Subject to:

$$\begin{aligned} N_{t+1} &= (1 - \delta)N_t + dN_t \\ CP_{t+1} &= CP_t + 365 * X_t \\ G_t &= e^{1.809263} * [X_t^{0.537193}] * [(N_t^*)^{0.244128}] \\ W_t &= e^{-2468143} [X_t^{4.629176}] * [(N_t^*)^{2.305237}] \\ 0 \leq X_t \leq & [(4.407511 + 0.020466) + [(0.024092) * (1.067448 * \log(W))]] + \\ & [(-0.002210) * (1.067448 * \log(W) * \log(CP))] + [(-0.001483) * (5.407511 * \\ & \log(CP))] * N^* \\ N_t^* &= N_t + dN_t \\ X_t \geq 0, \quad & dN_t \geq 0 \end{aligned}$$

برای حل این فرم از مسائل بلمن ناچار هستیم که فرم تابع ارزش را بدانیم یا نسبت به آن یک حدس مناسب بزنیم تا بتوان با استفاده از روش‌های محاسبه عددی در ریاضیات مسئله را حل کرد. در اینجا برای حل مسئله و به دست‌آوردن مسیر بهینه فرض می‌کنیم که تابع ارزش به صورت یک تابع اسپلاین درجه ۲ به صورت معادله (۲۰) است:

$$\vartheta_t(N_t, CP_t) = a_0 + a_1N_t + a_2N_t^2 + a_3CP_t + a_4CP_t^2 + a_5(CP_tN_t) \quad (20)$$

با استفاده از تقریب اسپلاین این تابع می‌توان ضرایب آن را به دست آورد، در نتیجه فرم تابع کاملاً معلوم می‌شود و در نتیجه با استفاده از شرایط اولیه بهینه‌سازی مسئله حل خواهد شد. توابع اسپلاین

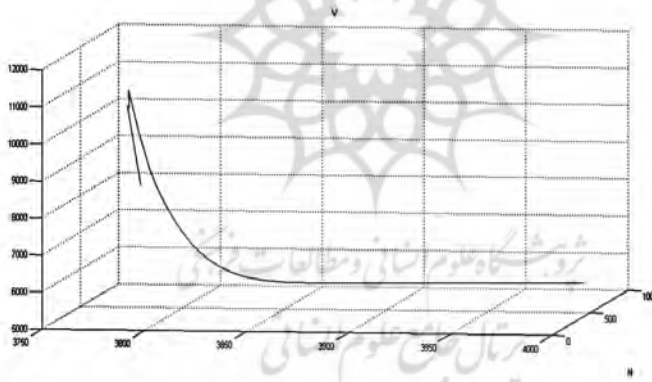
نوعی از توابع قطعه‌قطعه هستند که پیوسته هستند از این رو در نقاط اتصال مشتق اول و دوم آنها موجود است. این توابع همچنین کاملاً صاف و محدب هستند که برای استفاده اقتصاددانان مناسب است. منابع تکمیلی در خصوص این توابع در قسمت منابع آمده است.

### نتیجه‌های شبیه‌سازی

در این بخش تقریب‌های عددی تابع ارزش  $Q$  و مسیرهای بهینه سیاست‌ها و متغیرهای کنترل را در ۵ سناریو نشان می‌دهیم.

#### سناریو اول

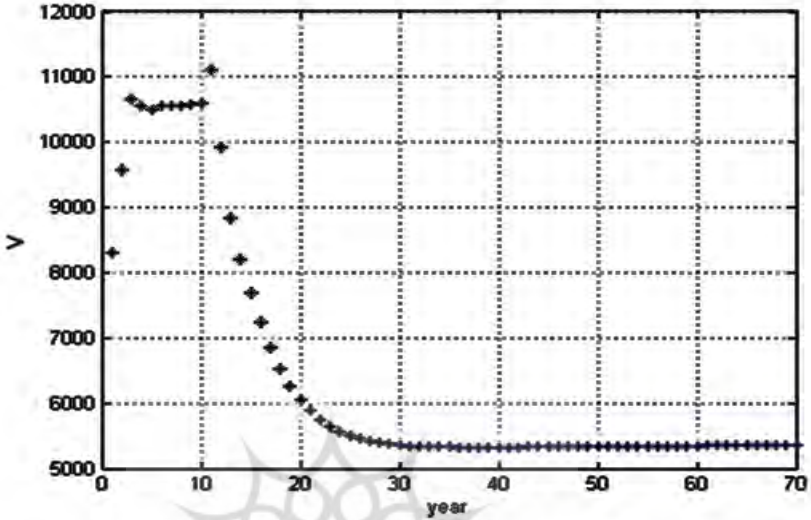
در این سناریو فرض بر آن است که عامل تنزیل  $\beta = 0/9$  است و نرخ استهلاک چاه‌ها برابر  $0/1$  است و منحنی تقاضا از سال چهارم یعنی سال ۱۴۰۸ ایستا خواهد شد یعنی متغیر روند زمانی  $T$  در تابع تقاضا برابر با یک می‌شود.



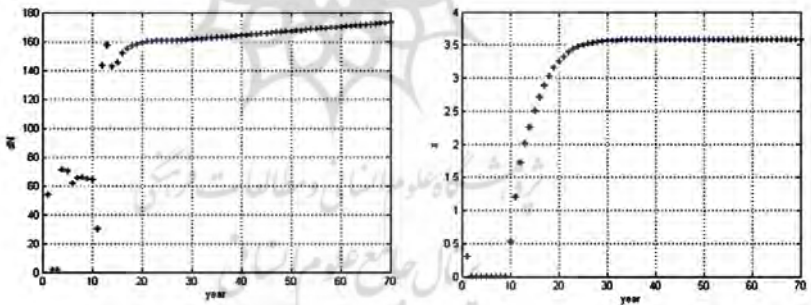
نمودار ۳: تابع ارزش باثبات برای  $\beta = 0/9$  و تقاضای نهایی ایستا

همان‌طور که در نمودار (۳) مشاهده می‌شود تابع ارزش که به صورت یک تابع اسپلاین درجه ۲ فرض شد و ضرایب آن را به دست آوردیم در مقابل تعداد چاه‌ها و تولید انباشت رسم شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تابع ارزش تا سال سوم به صورت صعودی و از سال چهارم تا دهم روند نسبتاً باثباتی دارد و از سال یازدهم پس از یک صعود روند نزولی به خود می‌گیرد.





نمودار ۴: تابع ارزش باثبات در طول زمان برای  $\beta = 0/9$  و تقاضای نهایی ایستا



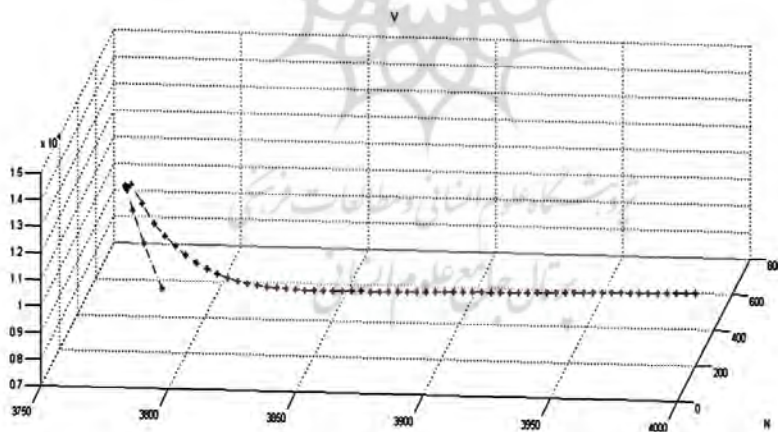
نمودار ۵: نرخ استخراج بهینه و تعداد چاه‌های جدید برای  $\beta = 0/9$  و تقاضای نهایی باثبات

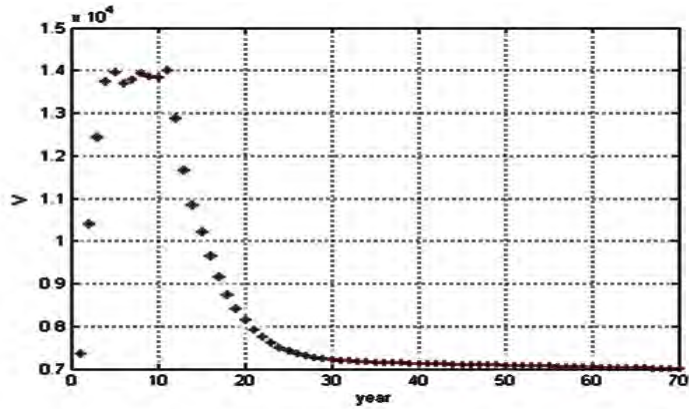
نمودارهای (۵) نشان‌دهنده مسیر بهینه تولید و تعداد چاه‌های جدید حفر شده در هر دوره است. همان‌طور که مشاهده می‌شود از سال اول تا سوم با یک کاهش در تعداد چاه‌های بهینه مواجه هستیم اما از سال چهارم تا سال یازدهم یک روند پرنوسان در حفر چاه داریم و با افزایش در تعداد چاه‌های حفر شده مواجه هستیم و از سال پانزدهم با یک روند افزایشی ملایم و باثبات روبه‌رو خواهیم بود. در نمودار (۵) منحنی تولید بهینه همان‌طور که مشاهده می‌شود تا سال هشتم یک کاهش در

تولید را دارد که نشان‌دهنده پایین آمدن سطح قیمت‌هاست اما از سال نهم با بالا رفتن سطح قیمت‌ها سطح تولید بهینه به شدت افزایش پیدا می‌کند تا در اثر مرور زمان شدت این افزایش کاهش پیدا کند تا سال چهارم که تابع تقاضا ایستا می‌شود. از سال ایستاشدن تابع تقاضا تا انتهای دوره شبیه‌سازی با کاهش در تولید بهینه روبه‌رو خواهیم بود که این کاهش به علت آن است که از سال ایستاشدن، اثر منفی تولید انباشت بر روی تولید قدرت بیشتری پیدا می‌کند. این کاهش در تولید در شکل بسیار کند است و علت این کندی آن است که ما قید نامساوی تابع تولید پویا را به صورت مساوی با استفاده از ضریب لاگرانژ وارد مدل کرده‌ایم. در صورتی که اگر این قید به صورت نامساوی وارد مسئله شود شدت تاثیر منفی تولید انباشت از سال ایستاشدن تابع تقاضای بیشتر خواهد شد.

### سناریو دوم

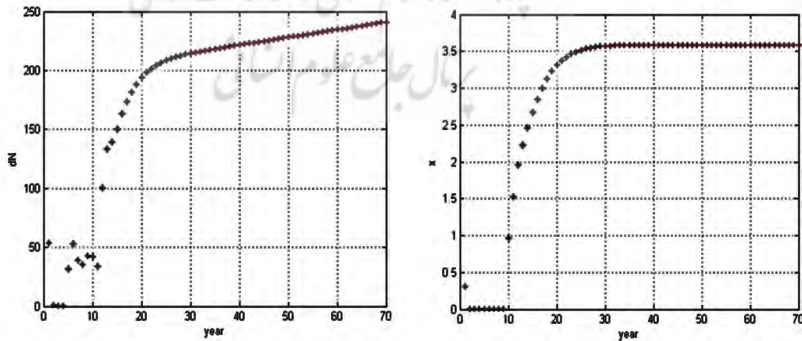
سال ۱۴۰۸ را همچنان به عنوان تاریخ ایستابودن منحنی تقاضا در نظر می‌گیریم اما عامل تنزیل به ۰/۷ کاهش پیدا کرده است. تفاوت بین سناریو اول و دوم می‌تواند برای بررسی اثر نرخ تنزیل بر روی جواب‌های بهینه، مورد استفاده قرار گیرد.





نمودار ۶: تابع ارزش باثبات برای  $\beta = 0.7$  و تقاضای نهایی ایستا

در نمودارهای (۴)، نمودار اول نشان‌دهنده تقریب اسپلاین تابع ارزش در سناریو ۲ است که در فضای تولید انباشت و تعداد چاه‌های جدید نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود این تابع با کاهش عامل تنزیل از  $0.9$  به  $0.7$  به سطح بالاتری در مقایسه با سناریو ۱ انتقال یافته است. در نمودار دوم تابع ارزش در طول زمان رسم شده است. مشاهده می‌شود که در ۱۰ سال ابتدایی یک روند تا حدی بانوسان را داریم اما از سال دهم به بعد با یک روند باثبات تابع ارزش در طول زمان کاهش پیدا می‌کند.



نمودار ۷: نرخ استخراج بهینه و تعداد چاه‌های جدید برای  $\beta = 0.7$  و تقاضای نهایی باثبات

نمودارهای (۷) نرخ استخراج بهینه و تعداد چاه‌های بهینه حفر شده در طول زمان را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با کاهش نرخ تنزیل از ۰/۹ به ۰/۷ تعداد بهینه حفر چاه‌های جدید در طول زمان افزایش پیدا کرده است که این مسئله در راستای افزایش تولید است. همان‌طور که در شکل مشاهده می‌شود در ۱۰ سال ابتدایی روند حفر چاه دارای نوسانات بیشتری است و از سال یازدهم این مسیر روند باثبات‌تری را نشان می‌دهد که در طول زمان افزایش پیدا می‌کند. در شکل مشاهده می‌شود که از سال ۴۰ که تابع تقاضا ایستا می‌شود روند حفر چاه‌ها در مسیر بالاتری قرار گرفته است.

نمودار سمت راست در نمودارهای (۷) نشان‌دهنده مسیر تولید بهینه است. مانند روند حفر چاه‌ها در سال‌های ابتدایی روند پرنوسان‌تری مشاهده می‌شود و از آن به بعد در یک حالت افزایشی بسیار کند و باثبات قرار می‌گیریم و از سال ایستاشدن روند تولید به دلیل غلبه کردن اثر منفی تولید انباشت به صورت کاهشی خواهد شد. یادآوری می‌کنیم که همان‌طور که قبلاً گفته شد به دلیل آن که تابع محدودیت بهره‌وری چاه‌ها را که به صورت قید نامساوی بود به صورت مساوی وارد مدل کرده‌ایم قدرت این کاهش را کمتر کرده است به طوری که این اثر کاهش در تولید از بعد از سال ایستاشدن تابع تقاضا در شکل به صورت یک خط نسبتاً صاف مشاهده می‌شود اما در حقیقت این مقادیر در حال کاهش هستند.

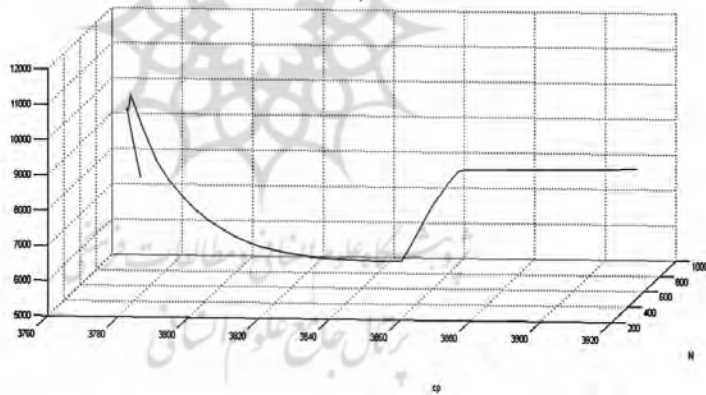
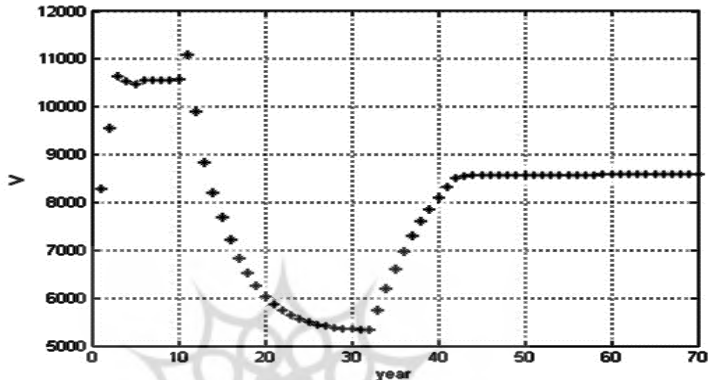
### سناریو سوم

در سناریوهای ۳ و ۴ فرض بر آن است که  $\beta = 0.9$  است و به بررسی تاثیر زمان ورود فناوری جایگزین و انتظار زمان ورود این فناوری بر روی تولید نفت می‌پردازیم. در این سناریوها چون مقدار  $T$  تحت تاثیر قرار می‌گیرد پس فقط تابع درآمد را متاثر می‌سازد که این تاثیرگذاری به واسطه تاثیرگذاری  $T$  در تابع معکوس تقاضاست که بخشی از تابع درآمد است.

در سناریو ۳ فرض می‌کنیم که فناوری جایگزین نفت از سال ۱۳۹۸ یعنی سال سی‌ام به صورت فراوان قابل تولید و رقابت با بازار نفت است و بازار این فناوری در طول ۱۰ سال توسعه پیدا کرده است و تقاضا برای نفت را کاهش خواهد داد. به طور ویژه فرض بر آن است که معادله معکوس تقاضا به طور متناسب با عامل ۲، کاهش پیدا خواهد کرد. با این کاهش یکنواخت معادله معکوس تقاضا در طول دوره گذار به صورت رابطه (۲۱) خواهد بود:

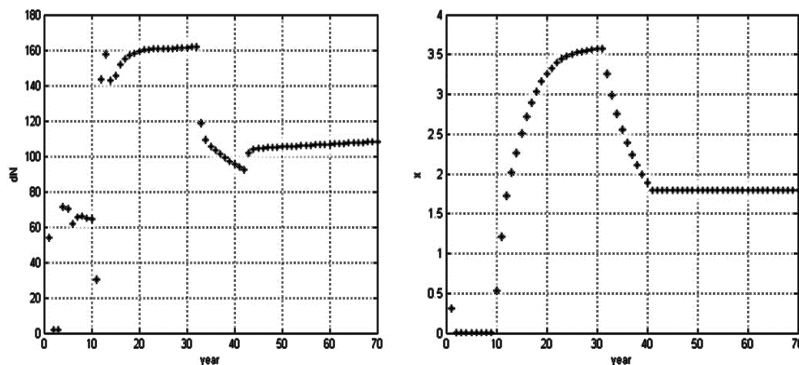
$$\log 2P_t = \alpha_0 + \alpha_1 2y_t + \alpha_2 T \quad (21)$$

الگوی دوره انتقال یک الگوی صرفاً فرضی است که نشان‌دهنده تمایل و علاقه ما به درک تاثیر انتظاراتی این‌چنینی در مورد دوره انتقال بر روی روند تصمیم‌گیری تولید در کوتاه‌مدت و میان‌مدت است.



نمودار ۸: تابع ارزش باثبات در سناریو ۳

نمودارهای (۸) نشان‌دهنده تابع ارزش در سناریو سوم است. همان‌طور که مشاهده می‌شود این تابع نیز در بازه‌ای از زمان کاهش پیدا کرده و سپس یک روند افزایشی را در پیش می‌گیرد. از سال دهم تا سال سی‌وسوم روند تابع ارزش کاهش پیدا کرده و از سال سی‌وچهارم تا سال چهارم روند افزایشی شدید را داریم و از سال چهارم به بعد روند افزایش با ملایمت بیشتری افزایش می‌یابد.



نمودار ۹: نرخ استخراج بهینه و تعداد چاه‌های جدید برای  $\beta = 0.9$  و توسعه سریع فناوری جایگزین که تقاضا در شرایط باثبات را کاهش می‌دهد

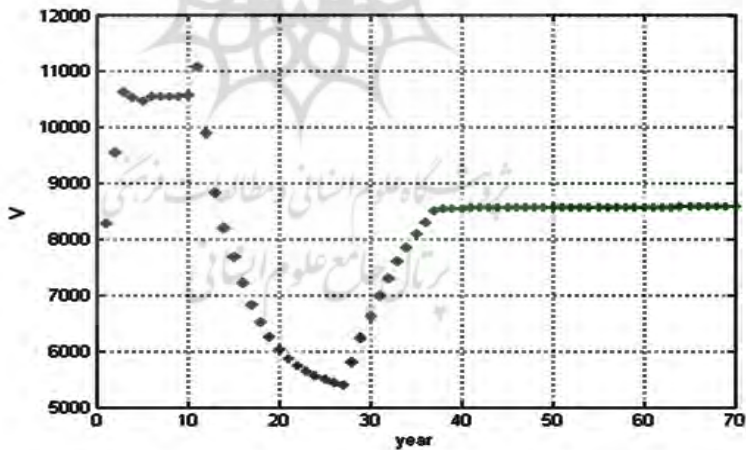
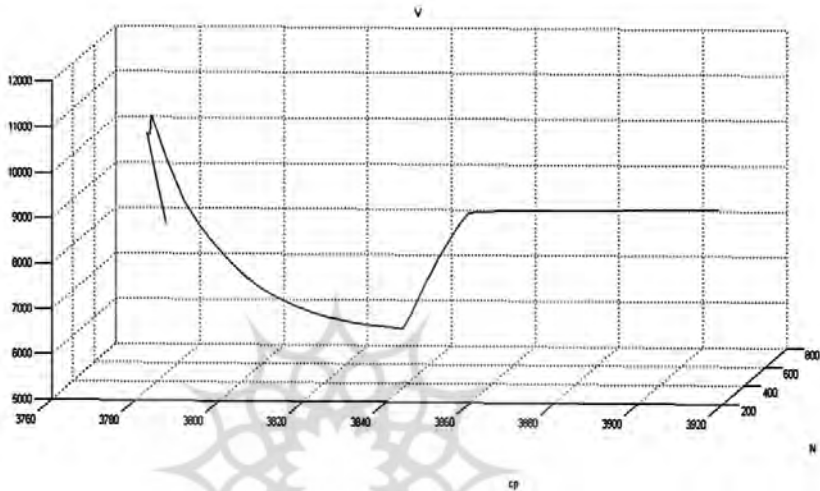
نمودارهای (۹) مسیر تولید را برای سناریو ۳ نشان داده و تعداد چاه‌های جدید حفر شده در این سناریو را بررسی می‌کند. این سناریو نشان می‌دهد که یک کاهش آنی در تقاضا برای نفت منجر به کاهش چشمگیری در تولید و حفر چاه خواهد شد. به علاوه، اگرچه تشخیص از طریق شکل‌ها مشکل است اما متوجه می‌شویم که انتظار توسعه سریع‌تر منابع انرژی جایگزین، تمایل دارد تولید را قبل از آن که کاهش در تقاضا رخ دهد، در دوره‌های اولیه افزایش دهد. مانند مقادیر پایین‌تر  $\beta$ ، انتظار کاهش زودتر در تقاضا یا کاهش سریع‌تر در تقاضا، هزینه-فرصت تولید فعلی از درآمد نفت را در آینده کاهش می‌دهد. انتظار می‌رود که کاهش شدید در بازده منابع نفتی به دلیل وجود یک انرژی جایگزین مناسب قابل رقابت با نفت، باعث شود که سرعت حفاری برای استخراج بیشتر در کوتاه‌مدت به شدت افزایش یابد. یک بار دیگر باید متذکر شویم که پیامدهای یک تغییر چشمگیر در انتظار تقاضای آتی بسیار ناچیز است.

### سناریو چهارم

در سناریو ۴ مانند سناریو ۳ عمل کرده و همان هدف را دنبال می‌کنیم، اما این بار کمی خوش‌بینانه‌تر فرض را بر آن می‌گذاریم که فناوری جایگزین پنج سال زودتر یعنی در سال ۱۳۹۳ به جای سال ۱۳۹۸ وارد رقابت با بازار نفت خواهد شد. این سناریو به ما اجازه خواهد داد تا تاثیر تکانه ورود فناوری انرژی جایگزین را بر روی تصمیم‌های تولید پیدا کنیم.

باید توجه داشت که تغییر در زمان ورود فناوری جایگزین در بازار رقابتی تابع ارزش را در زمانی

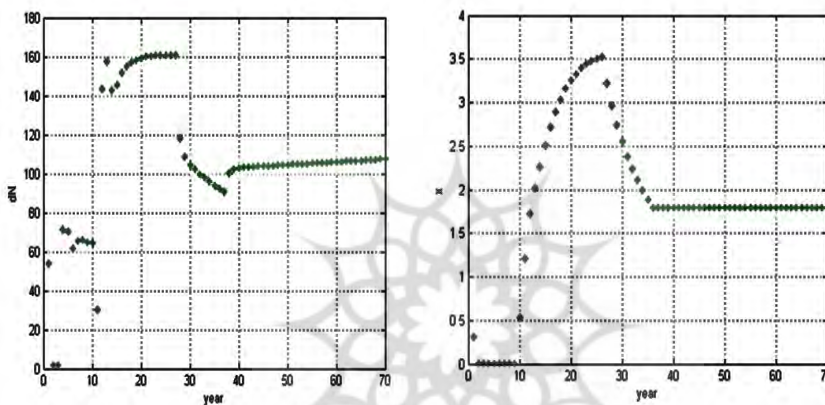
که تابع تقاضای ایستار را داریم تحت تاثیر قرار نخواهد داد حتی اگر مقادیر متغیرهای وضعیت در زمان شروع مقطع زمانی ایستاشدن تابع تقاضای متفاوت باشند.



نمودار ۱۰: تابع ارزش بانبات در سناریو ۴ با فناوری جایگزین که تقاضا را در شرایط بانبات کاهش می‌دهد.

نمودارهای (۱۰)، نمودار اول تابع ارزش در مقابل تعداد چاه‌های جدید حفر شده در هر سال و

تولید انباشت رسم شده است. مشاهده می شود که تابع ارزش تا قبل از ورود فناوری جایگزین و بعد از ایستادن تابع تقاضا کاملاً مانند تابع ارزش در سناریو ۳ است و فقط به علت ظهور زودتر فناوری جایگزین پنج سال زودتر کاهش پیدا کرده است. نمودارهای (۱۱) همان نمودارهای (۹) در سناریو ۳ را نشان می دهد؛ با این تفاوت که توسعه و زمان ورود فناوری جایگزین را پنج سال زودتر در نظر می گیرد.



نمودار ۱۱: نرخ تولید بهینه و تعداد چاه های جدید برای  $\beta = 0.9$  و توسعه ملایم فناوری جایگزین که تقاضای باثبات را کاهش می دهد.

مسیر تولید در این سناریو تا قبل از ورود به دوره گذار و ورود فناوری جایگزین مانند سناریو ۳ است اما در اینجا بر خلاف سناریو ۳ تولید پنج سال زودتر و از سال بیست و پنجم کاهش پیدا می کند. مسیر حفر چاه های جدید نیز مانند سناریو ۳ پیش می رود تا این که با ورود فناوری جایگزین پنج سال زودتر از سناریو ۳ با یک کاهش مواجه می شویم. با ایستادن تابع تقاضا از سال چهارم روند افزایش تعداد حفر چاه های جدید افزایش پیدا می کند.

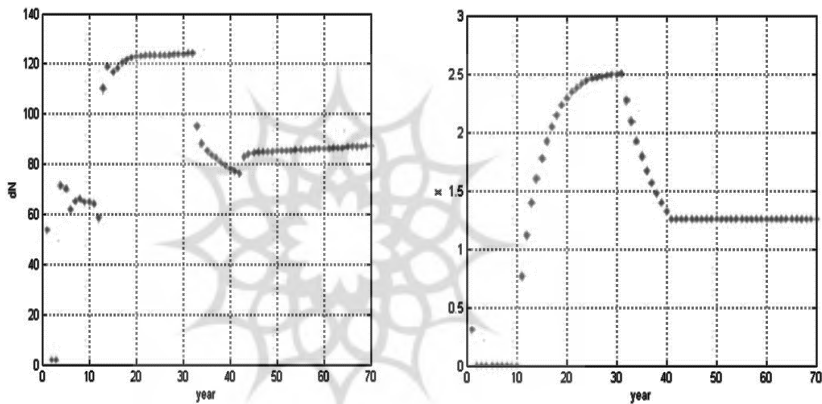
### سناریو پنجم

تعیین اندازه بحرانی تولید متناظر با حداکثر درآمد نشان دهنده سهم ایران از تولید اوپک است. سناریو ۵ سهم ایران از تولید اوپک را تغییر می دهد و مانند سناریو ۳ عامل تنزیل و زمان ایستادن تابع تقاضا را سال چهارم در نظر می گیرد. به طور ویژه، نسبت تولید اوپک به ایران یا سهم تولید



اوپک به ایران را می‌توانیم بین ۷ تا ۱۰ در نظر بگیریم. این سناریو به ما این امکان را می‌دهد که اثر تحریم‌های نفتی و کاهش سطح خرید نفت ایران و در نتیجه کاهش این سهم در تولید اوپک را بر روی تولید نفت ایران بررسی کنیم.

در سناریو ۳ فرض بر آن بود که این سهم از تولید برابر با ۱۷ درصد است و مقدار کسر برابر با هفت است اما در این سناریو فرض را بر آن گذاشته‌ایم که سهم ایران به ۱۳ درصد کاهش پیدا کرده، از این رو مقدار این کسر به ۱۰ رسیده است. این به دلیل کاهش تقاضای جهانی برای نفت ایران به دلیل تحریم‌های بین‌المللی در نظر گرفته شده است.



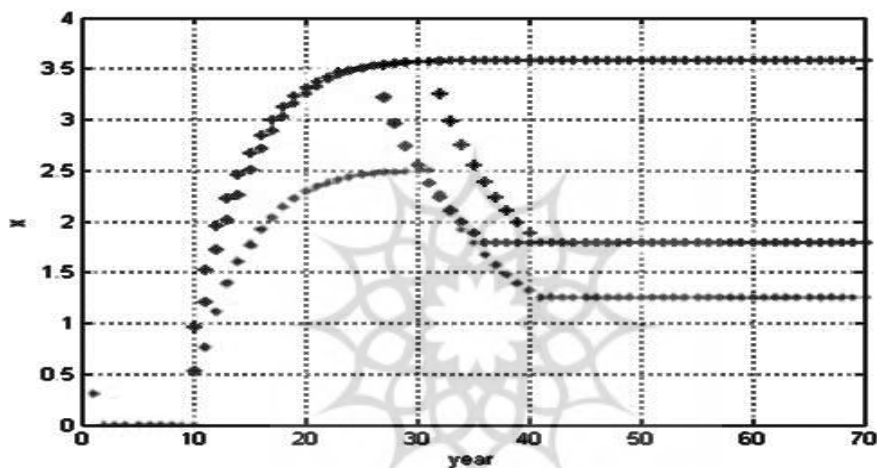
نمودار ۱۲: نرخ استخراج بهینه و تعداد چاه‌های جدید برای  $\beta = 0.9$ ، و توسعه سریع فناوری جایگزین و کاهش سهم ایران از تولید اوپک

در نمودارهای (۱۲) مشاهده می‌شود که کاهش در سهم ایران باعث کاهش تولید و مسیر بهینه تولید شده است که در نمودار کاملاً واضح است. در سناریو ۳ حداکثر تولید ایران حدود ۳/۵ میلیون بشکه در روز بود که با در نظر گرفتن اثر تحریم‌های بین‌المللی این رقم به ۲/۵ میلیون بشکه در روز رسیده است یعنی معادل یک میلیون بشکه در روز کاهش مشاهده می‌شود. همچنین مشاهده می‌شود که با در نظر گرفتن سناریو شماره ۵ میزان تولید نفت کفاف مصرف داخلی را نیز نخواهد داد.

مقایسه نتایج شبیه‌سازی با مقادیر تحقق‌یافته تولید در سال‌های ۱۴۲۸-۱۳۶۸

نمودار (۱۳) به مقایسه مسیر تولید بهینه شبیه‌سازی شده از سال ۱۳۶۸ تا سال ۱۴۳۸ در چهار

سناریو اول و مقدار بهینه با میزان گزارش شده برای ایران از سوی سالنامه اوپک تا سال ۱۳۹۰ می‌پردازد. نمودارهای (۱۱) بر این مسئله تاکید دارد که تفاوت بین سناریوهای مختلف در مقایسه با اختلاف بین سطوح تولید موجود در سناریوها و سطوح تولید واقعی و تحقق یافته بسیار ناچیز و اندک است. بدیهی است که عوامل تنزیل متفاوت یا انتظارات متفاوت در بازه زمان ورود فناوری جایگزین نمی‌تواند شکاف زیاد بین تولید شبیه‌سازی شده و تولید تحقق یافته را بیان و توجیه کند.



نمودار ۱۳: مسیر تولید شبیه‌سازی شده برای دوره ۱۳۸۹-۱۳۶۸ در مقایسه با ۱۰ درصد سهم تولید ایران در طول این دوره

همان‌طور که قبلاً بیان کردیم پیامدهای یک تغییر چشمگیر در انتظار تقاضای آتی بر روی سطح تولید بسیار ناچیز است. حال با استفاده از توابع درآمد به بررسی علت این موضوع خواهیم پرداخت. یک دلیل برای کوچکی زیاد، تاثیرات تغییر در  $\beta$  (در اوایل دوره) یا زمان ورود فناوری جایگزین شیب منحنی درآمد نهایی است. چون منحنی درآمد نهایی شیب‌دار است، بنابراین یک تغییر کوچک در هزینه نهایی شامل هزینه - فرصت انجام حفاری در زمان حال، به جای موکول کردن آن به آینده باعث تغییرات کوچکی در تولید بهینه می‌شود، پس تا زمانی که تغییر در هزینه‌ها از یک دوره به دوره بعد بزرگ شوند مسیر تولید بسیار صاف و هموار خواهد بود. به عبارتی تغییر در عواملی که هزینه‌ها را تحت تاثیر قرار می‌دهند، تاثیر کمی بر تولید بهینه قبل از سال ۱۴۲۳ دارند. در مقابل، تاثیر زمان مورد انتظار

ورود فناوری جایگزین بسیار بزرگ‌تر است، زیرا تا حد زیادی سطح تولید متناظر با حداکثر درآمد را تحت تاثیر قرار می‌دهد. سناریو پنجم بیشتر بر روی این سطح تولید متناظر با حداکثر درآمد تمرکز داشت.

### نتیجه‌گیری

چندین مفهوم و نتیجه جالب از یافته‌های به دست آمده در اینجا وجود دارد.

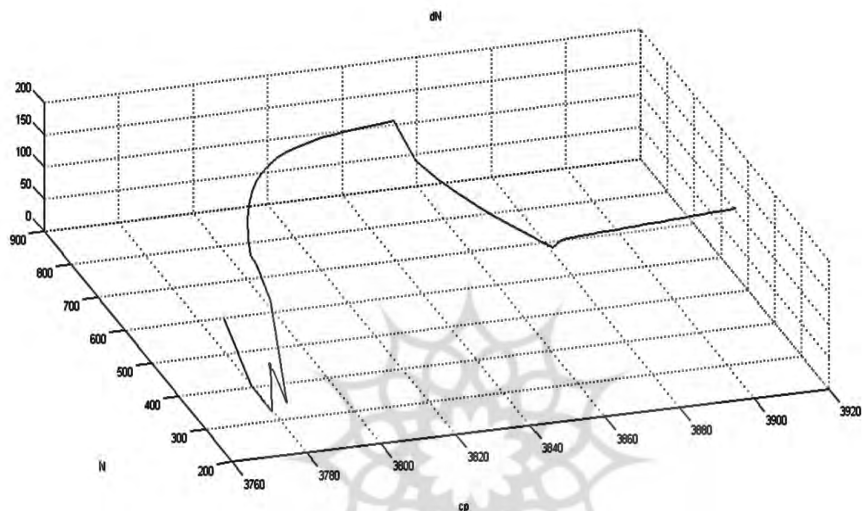
اول این که در هر دو سناریو ۱ و ۲ تولید از سال ۱۴۰۸ به طور ملایم کاهش می‌یابد که این مسئله به دلیل مساوی در نظر گرفتن قید تابع تولید پویا است که اگر آن را به صورت نامساوی در نظر می‌گرفتیم کاهش تولید شدیدتر بود. از آنجا که منحنی تقاضا برای نفت از سال ۱۴۰۸ ایستا فرض شده است این مسئله در درجه اول نشان‌دهنده اثر منفی تولید تجمعی سال‌های گذشته بر ادامه بهره‌وری میادین است.

دوم این که مقایسه سناریو ۱ که در آن  $\beta = 0/9$  با سناریو ۲ که در آن  $\beta = 0/7$  است، نشان می‌دهد که نرخ تنزیل بالاتر (نرخ بهره پایین‌تر)<sup>۱</sup> باعث می‌شود تا سال چهارم که تابع تقاضا ایستا می‌شود تمایل به کاهش تولید، نسبت به حالت با نرخ تنزیل پایین‌تر (نرخ بهره بالاتر) و تولید کمتر در تمام سال‌های بعد از ایستاشدن تابع تقاضا یعنی از سال چهارم و یکم تا سال هفتم داشته باشیم. با نرخ تنزیل بالاتر، ارزش فعلی درآمد آتی نفت به نسبت پایین است در حالی که ارزش فعلی هزینه‌های حفر یک چاه بالاتر است از این رو تابع تولید در طول زمان به جلو انتقال پیدا خواهد کرد. باید توجه کرد که اثرات تغییرات نسبتاً بزرگ در  $\beta$ ، به طور شگفت‌آوری کوچک است. همچنین متذکر می‌شویم که تا سال سی‌وسوم این اختلاف بین دو سناریو کاملاً در شکل‌ها مشاهده می‌شود تا این که از سال سی‌وسوم تا پنجاهم این اختلاف بسیار کم می‌شود و بعد از سال پنجاهم منطبق می‌شوند.

سوم، اگرچه سرمایه‌گذاری در حفر چاه‌های جدید به طور منطقی مسیری هموار و صاف<sup>۲</sup> را تا سال چهارم طی می‌کند (یعنی تا سالی که تولید شروع به سقوط می‌کند)، اما قبل از سال پانزدهم می‌تواند نوسانات قابل توجهی از هر سال به سال بعد داشته باشد. دلیل این مسئله در نمودار (۷) مشاهده می‌شود که در آن تعداد بهینه چاه‌های جدید ( $dN$ ) در محیط با تقاضای باثبات را به عنوان تابعی از تعداد چاه‌های موجود ( $N$ ) و تولید تجمعی ( $CP$ ) در نظر می‌گیرد. در ناحیه‌ای از فضای متغیرهای حالت هنگامی که در

۱. منظور از نرخ تنزیل در اینجا نرخ تنزیل ذهنی نسبت به درآمدهای آتی و منظور از نرخ بهره نرخ بهره‌ای است که به این نوع از دارایی‌های سرمایه‌ای تعلق می‌گیرد.

آن تعداد بهینه چاه‌های حفر شده جدید مثبت است و به عبارتی کمی به بالا منتقل شده و از مسیر هموار خود - همان‌طور که در شکل پایین می‌بینیم - خارج می‌شود، این مثبت‌بودن باعث می‌شود که مقادیر حفر چاه‌های جدید نسبت به مقادیر متغیرهای حالت بسیار حساس شده و به شدت واکنش نشان دهد.



نمودار ۱۴: تعداد چاه‌های بهینه جدید به عنوان تابعی از تعداد چاه‌های موجود و تولید تجمعی در محیط باثبات تقاضا برای  $\beta = 0.7$

چهارم این که مقادیر بهینه به طور لزوم بالاتر از مقادیر تحقق یافته یا پایین‌تر نیستند و این منطبق یا نزدیک‌نبودن به مقادیر بهینه به علت آن است که تصمیم‌گیری برای تولید نفت صرفاً تحت تاثیر تصمیم‌های بهینه‌سازی اقتصادی نیست و بسیار تحت تاثیر مسائل سیاسی و غیراقتصادی نیز هست. همچنین که از سال ۱۹۸۲ تحت تاثیر سهمیه‌بندی مقداری اوپک قرار گرفته است که این نیز خود عاملی برای کمتر از حد بهینه اقتصادی تولیدکردن ایران است.

به عنوان نتیجه نباید این نکته را فراموش کرد که مدل در نظر گرفته‌شده در این پژوهش یک مدل دترمینستیک<sup>۱</sup> یا مطمئن است در حالی که ما در دنیای واقعی عدم اطمینان را داریم از این رو در نظر گرفتن مدل‌های با عدم اطمینان که قیمت را به صورت یک متغیر گام تصادفی وارد الگو می‌کنند می‌تواند پیش‌بینی‌های بهتری داشته باشد که این به عنوان توصیه برای پژوهش‌های آتی باید در

نظر گرفته شود. ما در این الگو بیشتر به دنبال روش حل ریاضی یک معادله غیراحتمالی یا قطعی بلمن بودیم تا بتوانیم مشکلات این کار را برای پژوهشگران آتی نیز حل کنیم.

## منابع

### الف) فارسی:

- امامی‌مبیدی، علی؛ حق‌دوست، احسان‌الله و جواد، پاکدین (۱۳۸۹). «آزمون پایداری رشد در مورد منابع تجدیدناپذیر (بازبینی مدل هتلینگ) مطالعه موردی نفت اوپک»، *فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی ایران*، سال چهاردهم، شماره ۴۲، صص ۱۶۷-۱۴۹.
- پورقاسم، باقر (۱۳۸۸). «نگرشی تحقیقی پیرامون عملکرد تولید نفت در مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب گذشته، حال و آینده»، *نهمین همایش نفت، گاز، پتروشیمی، پژوهشگاه صنعت نفت*، صص ۷۸-۷۴.
- خلعتبری، فیروزه (۱۳۷۹). «بهره‌برداری بهینه از منابع نفتی در راستای توسعه پایدار»، *فصلنامه تامین اجتماعی*، سال دوم، شماره سوم، صص ۸۱۸-۷۹۱.
- درخشان، مسعود (۱۳۸۹). «ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاستگذاری‌های بالادستی نفت و گاز کشور»، *فصلنامه راهبرد، سال نوزدهم*، شماره ۵۷، صص ۱۳۱-۱۰۹.
- قاسم‌زاده، امیر و پیرامون، ابراهیم (۱۳۸۹). «شبیه‌سازی و بهینه‌سازی عملکرد تزریق گاز در یکی از مخازن جنوب غربی ایران با تاکید بر افزایش تولید نفت»، *ماهنامه اکتشاف و تولید*، شماره ۷۷، صص ۴۲-۳۹.
- قاسمیان، سلیمان (۱۳۹۰). «بررسی چشم‌انداز تجارت جهانی نفت خام در افق ۲۰۳۰ و تبیین راهبردهای حضور موثر ایران»، *ماهنامه اکتشاف و تولید*، شماره ۷۸، صص ۱۷-۱۴.
- محمدی، تیمور و معتمدی، منیره (۱۳۸۸). «بهبوده‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفت گل با تاکید بر تولید صیانتی)»، *پژوهشنامه اقتصادی*، سال دهم، شماره سوم، صص ۲۶۵-۲۳۵.
- محب‌رحمانی، سعید و حیدری‌قره‌بلاغ، هادی (۱۳۸۹). «ارائه مدل برنامه‌ریزی آرمانی جامع تولید با رویکرد فازی در صنعت پالایش نفت»، *فصلنامه مدیریت*، سال هفتم، شماره ۱۸، صص ۶۰-۴۸.
- مقدم، محمدرضا (۱۳۸۸). «مقایسه تکنیک‌های تحلیل داده در پیش‌بینی میزان تولید نفت: مورد کاربرد میدان اهواز»، *پژوهشنامه اقتصادی*، سال یازدهم، صص ۱۶-۱.

### ب) انگلیسی

- Adelman, M.A. (1993a). *The Economics of Petroleum Supply*. Cambridge: The MIT Press.

- Adelman, M.A. (1993b). Modeling World Oil Supply. Cambridge: *The Energy Journal*. No.14, pp.1-31
- Bellman, Richard. (1971b). *Mathematics in Science and Engineering*. Los Angeles. California: Academic Press.
- Energy Information Administration, (1996). *Oil Production Capacity Expansion Costs for the Persian Gulf*. DOE/EIA-TR/0606, February. Washington, D.C.
- Gao, Weiyu; R. Hartely, Peter & C. Sickles Robin (2009). Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia. *Empirical Economics* 37(1), pp.153-184.
- Gao, Shang; Zaiyue, Zhang & Cungen, Cao (2011). Differentiation and Numerical Integral of the Cubic Spline Interpolation, *Journal of Computers*, 6(7), pp. 2037-2044.
- Griffin, J.M. (1985). OPEC Behavior: a Test of Alternative Hypotheses. *American Economic Review*, 75(5), pp. 954-63.
- Ireland, Peter (2012). *Dynamic programming*. Boston College, Department of Economics.
- John Rust. (2006). Dynamic Programming, Entry for Consideration by the New Palgrave Dictionary of Economics. *Department of Economics, University of Maryland*.
- K.L. Judd (2001). Numerical Methods in Economics. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 25(8).pp. 1263-1271.
- Kenneth, L. Judd (1998). *Numerical Method in Economics*. Cambridge: MIT Press.
- Khadduri, B. (1996). Oil and Politics in the Middle East. *Security Dialogue*, 27(2). Pp.155-166.
- Kronenberg, Tobias. (2008). Should We Worry about the Failure of the Hotelling Rule?. *Journal of Economic Surveys*, 22(4). Pp.774-793.
- Manuel, S. Santos. (1998). *Numerical Solution of Dynamic Economic Models*, Department of Economics, University of Minnesota.
- Nemet, G.F. (2006). Beyond the Learning Curve: Factors Influencing Cost Reductions in Photovoltaics. *Energy Policy*, 34, pp. 3218-3232.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries, (2011). Annual Statistical Bulletin.
- Patunru, A. A. (2001). *Demand Uncertainty and the Decision to Extract: A Tour on the Oil Economics Literature and Suggested Improvement*. University of Illinois.
- Powell, S. (1990). The Target Capacity-Utilization Model of OPEC and the Dynamic of The World Oil Market. *The Energy Journal*, 11(1), pp.27-61.
- Salehi-isfahani, D. (1995). Models of the Oil Market Revisited. *The Journal of Energy Literature*, No.1, pp.3-21.
- Šuleji C. Marko (2011). B-spline and NURBS Curves. *A-5020 Salzburg, Austria*.
- Shang, Gao & Zaiyue, Zhang & Cao, Cungen (2011). Differentiation and Numerical Integral of the Cubic Spline Interpolation. *Journal of Computers*, 6(10), pp.2037-2044.
- Todorou, Emanuel (2006). *Optimal Control Theory*, Doya, K.(ed): MIT Press.
- Turhan, Nezihe (2011). Deterministic and Stochastic Bellman's Optimality Principles on Isolated Time Domains and Their Applications in Finance. *Master Theses & Specialist Projects, Paper 1045*.
- Stokey, N. L.; R. E. Lucas, Jr., & Prescott, E. C, (1989). *Recursive Methods in Economic Dynamics*. Harvard University Press, Cambridge, MA.
- W.k.Zahra, S.M.Elkholy (2012). The Use of Cubic Splines in the Numerical Solution of Fractional Differential Equation. *International Journal of Mathematics and Mathematical Science*, pp.1-17.