

# مطالعه قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت ایران

## میدان‌های نفتی A و B

نویسنده: عباس قندی! [aghandi@ucdavis.edu](mailto:aghandi@ucdavis.edu)

مترجم: رامه رضازاده مهرجو؛ [rameh.mehrjou@gmail.com](mailto:rameh.mehrjou@gmail.com)

### چکیده

در این نوشتار مدل پویایی را برای بدست آوردن تولید بهینه از میادین نفتی B , A- که در قالب قرارداد بیع متقابل توسعه داده شده اند - بدست آورده ایم. بدین منظور تولید قراردادی و تولیدی که در عمل محقق شده را با پروفایل تولید بهینه حاصل از مدل مقایسه نموده ایم. نتایج حاصل از این مقایسه حاکی از این است که تقریباً در تمامی نرخ‌های تنزیل، تولید حقیقی حداکثر سود را حاصل ننموده است. این امر از آنجا ناشی می‌شود، که هدف شرکت ملی نفت ایران از تولید نفت، به جای دستیابی به حداکثر ارزش حال تنزیل شده کل جریان سود پروژه، حداکثر نمودن تولید تجمعی است. همچنین در ادامه، با مقایسه عملکرد شرکت ملی نفت ایران با پروفایل تولیدی که به حداکثر تولید تجمعی می‌انجامد، دریافتیم که شرکت ملی نفت به هدف حداکثر نمودن تولید تجمعی میدان نیز، به دلایل فنی و عملیاتی<sup>۱</sup>، نائل نگشته است.

**کلمات کلیدی:** تولید بهینه پویا، قرارداد بیع متقابل، عملکرد شرکت ملی نفت ایران در خصوص تولید نفت

<sup>۱</sup> موسسه مطالعات حمل و نقل، دانشگاه کالیفرنیا

<sup>۲</sup> عدم رفع نقص کامل تجهیزات فراورش، ذخیره سازی و صادرات توسط پیمانکار خارجی و عدم پشتیبانی فنی در زمان بهره برداری از میادین توسط پیمانکار خارجی به دلایل سیاسی علی‌رغم تعهد پیمانکار در متن قرارداد

## ۱. مقدمه

آژانس بین المللی انرژی افزایش قابل توجهی در تقاضای نفت جهان از سطح کنونی ۸۴.۶ میلیون بشکه در روز به ۱۰۵.۲ میلیون بشکه در روز برای سال ۲۰۳۰ پیش‌بینی می‌کند (آژانس بین المللی انرژی، ۲۰۰۹). تولید برای تقاضایی به میزان سال ۲۰۳۰ نیازمند سرمایه‌گذاری عمده-ای در زیرساخت‌های حمل و نقل و تولید دارد. بیشتر سرمایه‌گذاری‌ها در کشورهای عضو اوپک که دارای بزرگترین ذخایر قابل استحصال و ثابت شده هستند می‌باشد و تا سال ۲۰۳۰ سهم اوپک در تولید نفت جهانی از ۴۲ درصد به ۵۲ درصد افزایش خواهد یافت.<sup>۳</sup>

افزایش سهم تولید اوپک اهمیت درک تصمیمات تولیدی یا بطور کلی سیاست‌های انرژی کشورهای اوپک را افزایش می‌دهد. در میان اعضای اوپک، ایران با ۱۳۷.۶ میلیارد بشکه ذخایر اثبات شده نفتی دومین تولیدکننده و صادرکننده بزرگ بعد از عربستان سعودی است. ایران همچنین دارای بزرگترین ذخایر گاز طبیعی جهان بعد از روسیه است. محور سیاست‌های انرژی ایران بوسیله شرکت ملی نفت ایران (NIOC) که بر اساس قراردادهای بیع متقابل شکل گرفته است انجام می‌شود. شرکت ملی نفت ایران قرارداد بیع متقابل را تقریباً به عنوان تنها چارچوب برای توسعه میدان‌های گازی و نفتی در نظر گرفته است. یک قرارداد بیع متقابل به عنوان قراردادی بین یک شرکت نفتی بین المللی و شرکت ملی نفت ایران تعریف می‌شود که در آن، شرکت بین المللی توافق می‌کند تا یک میدان گازی یا نفتی را توسعه دهد و سپس آن را در زمان شروع تولید به شرکت ملی نفت ایران تحویل دهد. نرخ‌های بازپرداخت سالانه شرکت بین المللی بر اساس درصدهای مشخص تولید میدان و یک نرخ بازده توافقی است.

شرکت ملی نفت ایران با کاربرد چارچوب قرارداد بیع متقابل، قادر است تا محدودیت‌های موجود در قانون اساسی ایران در خصوص مشارکت شرکت‌های نفت بین المللی در پروژه‌های نفت و گازی را برطرف نماید. زیرا در این نوع قرارداد، شرکت بین المللی ملزم است میدان را پس از شروع تولید به شرکت ملی نفت ایران بازگرداند و همچنین از آنجایی که شرکت بین المللی مسئول توسعه میدان است، این سیاست شرکت ملی نفت را قادر می‌سازد تا از قابلیت‌های مالی و فنی شرکت‌های بین المللی نیز بهره مند شود (ون گوردال و مزرعتی، ۲۰۰۶).

<sup>۳</sup> این سهم نزدیک به تولید اوپک در سال ۱۹۷۳ است، کل تولید جهانی در آن زمان ۵۵.۶۸ میلیون بشکه در روز بود و از این میزان اوپک ۲۹.۶۶ میلیون بشکه در روز را تولید می‌کرد.

تاکنون مطالعات اندکی موضوع قرارداد بیع متقابل ایران را مورد بررسی قرار داده‌اند. بیندمان (۱۹۹۹) قراردادهای بیع متقابل در ایران را به عنوان ترکیبی از قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی، با بیشتر ویژگی های قرارداد خدماتی توصیف می‌کند. مارسل (۲۰۰۶) قراردادهای بیع متقابل را به صورت مقایسه با قرارداد مشارکت در تولید و با تاکید بر تفاوت‌های آنها مورد بررسی قرار می‌دهد.

شیروی و ابراهیمی (۲۰۰۶) به بررسی جالبی از تاریخ قراردادهای خرید خدمت از سال ۱۹۷۴ در ایران پرداخته‌اند. همچنین این مطالعه شرایط قرارداد بیع متقابل و فاکتورهای ریسک موجود برای شرکت های خارجی را مورد مطالعه قرار داده است. ون گروندل و مزرعتی (۲۰۰۶) فاکتورهای ریسک در قرارداد بیع متقابل را با استفاده از یک مدل کاربردی و با جزئیات بیشتر مورد بررسی قرار داده‌اند. مدل جریان نقدینه‌گی آنها که بر اساس یک قرارداد بیع متقابل در میدان گازی پارس جنوبی است، نشان می‌دهد در صورتی که کاهش قیمت نفت از حد معینی فراتر رود یا تاخیر در دوره توسعه میدان وجود داشته باشد، احتمال کاهش قابل توجه در نرخ بازده شرکت خارجی (پیمانکار) وجود دارد.

شرکت ملی نفت ایران به عنوان یک شرکت دولتی مسئول اجرای اهداف دولت در زمینه های اقتصادی و غیراقتصادی است. از این رو، هدف شرکت ملی نفت ایران حداکثر کردن درآمد و پایین نگه داشتن قیمت های داخلی سوخت‌های فسیلی و همچنین حفظ نرخ بالای اشتغال است.<sup>۴</sup>

در این مطالعه به قراردادهای بیع متقابل پرداخته و بهینه‌گی تصمیماتی که برای تولید از میداین از این قراردادها منتج می شود را مورد بررسی قرار می‌دهیم و با استفاده از بهینه یابی پویا، مدل تولید بهینه پویا را بر اساس قراردادهای بیع متقابل در میدان‌های A و B طراحی خواهیم کرد.

بطور کلی، پوول (۱۹۹۰) مدل‌هایی را که کشورهای اوپک برای تصمیم گیری در خصوص تولید نفت از آنها بهره می جویند را به مدل‌های بهینه یابی بین دوره‌ای و مدل‌های مبتنی بر شبیه سازی رفتار تصمیم‌گیران دسته بندی می‌کند. رمچران (۲۰۰۲) طبقه بندی کلی تری در

---

<sup>۴</sup> سازمان بین المللی انرژی هزینه سیاست ایران در حفظ پایین قیمت سوخت‌های فسیلی در کشور را سالانه معادل ۶۶ میلیارد دلار می‌داند. اگرچه در اکتبر ۲۰۱۱ دولت ایران برای برداشتن یارانه برق، گاز طبیعی، بنزین، گازوئیل، نفت سفید و دیگر مشتقات نفت اقدام کرد اما عواید حاصل از این تغییر سیاستی عمدتاً بین خانوارها باز توزیع شد (آژانس بین المللی انرژی، ۲۰۱۰). این سیاست بخشی از سیاست کلی تری بود برای حذف تدریجی یارانه از اقتصاد ایران است.

مطالعات رفتار تولیدی ارائه می‌دهد که شامل نظریه منابع تجدید ناپذیر، نظریه بازی ها، شبیه سازی و بازدهی اقتصادی است.

بهینه یابی بین دوره‌ای که بر اساس مدل استخراج ذخایر تجدیدناپذیر هتلینگ (۱۹۳۱) شکل گرفته رایج‌ترین ابزار در مطالعه رفتار تولیدی از میادین نفت و گازی است.

برای تصمیم گیری در خصوص سطوح بهینه تولید از میادین، مدل‌های مهندسی محور نیز مورد استفاده قرار می‌گیرند. هدف این مدل‌ها حداکثر کردن حجم تولید میدان است (گئو و همکاران، ۲۰۰۹). اما همچنانکه رود و کلیولند (۱۹۹۳) بیان کرده‌اند، در حالی که اکثر مدل‌های عرضه و تقاضای نفت امریکا ویژگی‌های فیزیکی و فنی را مورد توجه قرار نمی‌دهند، مدل‌های مهندسی محور نیز فاقد ملاحظات اقتصادی هستند. تنها استثنا، مطالعه گئو و همکاران (۲۰۰۹) است که جهت حداکثر کردن سود یکی از میادین بزرگ نفتی عربستان، ویژگی‌های فنی میدان را با قیود نامعادله‌ای تلفیق نمود.

جدا از اهداف کلی گفته شده در بالا، از دیگر اهداف شرکت ملی نفت ایران حداکثر کردن تولید تجمعی میدان بر اساس مطالعات فنی میدان‌هاست.<sup>۵</sup> در این مطالعه، از یک مدل بهینه یابی پویا که بر اساس مطالعه هتلینگ (۱۹۳۱) شکل گرفته برای یافتن پروفایل تولیدی که ارزش خالص فعلی تنزیل شده کل جریان سود هر دوره را حداکثر می‌کند، استفاده شده است. در این پژوهش در کنار قیود اقتصادی، ویژگی‌های فنی میدان‌های مورد بررسی نیز لحاظ شده اند.

تئوری استخراج منابع تجدید ناپذیر هتلینگ روند افزایشی را برای قیمت‌های سایه ای منابع در طول زمان ارائه می‌دهد. گرچه برخی پژوهش‌ها، شواهدی از روندهای متفاوتی را در قیمت‌های واقعی نشان داده‌اند (کراتکرامر، ۱۹۹۸؛ لین ۲۰۰۹؛ لین و همکاران؛ لین و واگنر، ۲۰۰۷). این مطالعات عوامل مختلفی را دلیل شکست تئوری هتلینگ در توضیح قیمت‌های واقعی معرفی می‌کنند که برای مثال یکی از آنها فرض استقلال هزینه استخراج از ذخیره باقیمانده مخزن است. در این مطالعه ما از نوع تعمیم یافته مدل هتلینگ که در آن از آنچه اثر ذخیره‌ای نامیده می‌شود، استفاده نموده ایم.

---

<sup>۵</sup>. مذاکرات غیر رسمی با کارکنان شرکت ملی نفت، سپتامبر ۲۰۰۹.

اثر ذخیره‌ای فرض واقعی‌تر وابستگی هزینه استخراج مخزن به باقیمانده ذخیره مخزن است. واقع بینانه است که فرض کنیم افزایش سطح منبع یا کاهش فشار مخزن، هزینه استخراج را در دوره‌های آتی افزایش خواهد داد. در یک میدان نفتی در مراحل شروع، هزینه‌های تولید پایین‌تر از مراحل نهایی است (لین، ۲۰۰۹؛ لین و همکاران، ۲۰۰۹؛ لین و واگنر، ۲۰۰۷). اثر ذخیره‌ای همچنین توسط محققان دیگری مورد بررسی قرار گرفته است (برای مثال نگاه کنید: فرزین، ۱۹۹۲؛ اسلید، ۱۹۸۲؛ هنسن، ۱۹۸۰؛ لواری و لیویتان، ۱۹۷۷؛ سولو و وان، ۱۹۷۶).

در این پژوهش، نتایج واقعی ناشی از قراردادهای بیع متقابل میدان‌های A و B با نتایج سناریوهای بهینه‌یابی پویا مقایسه شده‌اند. در یکی از سناریوها ارزش حال تنزیل شده کل جریان سود و در دیگری تولید جمعی میدان حداکثر می‌شود. زمانی که تولید قراردادی و تولید واقعی را با شرایط تولید تحت شرط حداکثرسازی سود مقایسه می‌کنیم، در خواهیم یافت که قرارداد های بیع متقابل در اکثر نرخهای تنزیل، منجر به تولید بهینه نشده است، زیرا هدف این شرکت به جای حداکثر کردن ارزش حال تنزیل شده کل جریان سود، حداکثر کردن تولید جمعی است. همچنین این نتیجه حاصل شد که حتی اگر تولید قراردادی به حداکثر تولید جمعی نیز نزدیک باشد، باز هم شرکت ملی نفت ایران به هدف اصلی خود که همانا حداکثرسازی سود جمعی است، نخواهد رسید.

ساختار این نوشتار بدین شرح است: در قسمت ۲ مدل و روش تحقیق ارائه می‌شود. در قسمت ۳ داده‌ها توصیف میشوند، قسمت ۴ به بیان نتایج حاصل از مدل می‌پردازد و نتیجه‌گیری و بحث در قسمت ۵ ارائه شده است.

## ۲. مدل

### ۲.۱. قرارداد بیع متقابل میدان‌های A و B

اساس مدل تولید بهینه در این پژوهش بر مشخصه‌های قرارداد بیع متقابل در میدان‌های A و B استوار است.

شروع تولید این دو میدان مجاور هم از سال ۱۹۶۰ آغاز و در ادامه این دو سکوی نفتی طی جنگ ایران و عراق در سالهای دهه ۸۰ میلادی تخریب شدند. در سال ۱۹۹۰ به دنبال اجرای چارچوب بیع متقابل توسط شرکت ملی نفت ایران، قرارداد توسعه این میادین منعقد گردید.

هدف این قرارداد رسیدن به تولید روزانه ۱۹۰ هزار بشکه از دو میدان با سقف هزینه سرمایه ای در حدود ۸۰۰ میلیون دلار بود.

قرارداد طرح توسعه میادین A و B همانند دیگر قراردادهای بیع متقابل مشابه که بین سالهای ۱۹۹۵ و ۲۰۰۳ منعقد شدند، فاقد ضمانت بازپرداخت بانک مرکزی ایران بود که این از جمله ویژگی های قراردادهای بیع متقابل نسل دوم محسوب می شود (شیروی و ابراهیمی، ۲۰۰۶).

این قرارداد سایر ویژگی های قراردادهای بیع متقابل شامل حق بهره برداری و مالکیت میدانها و نفت خام تولید شده و به همان میزان روش محاسبات جریان نقدینگی را دارا می باشد. یکی از شرایط اساسی این قراردادها این است که زمانی که تولید میدان آغاز می شود، شرکت ملی نفت ایران عملیات بهره برداری از میدان را بدست می گیرد (ون گروندال و مزرعتی، ۲۰۰۶). بدین معنا که علاوه بر حق مالکیت نفت خام تولید شده و برخلاف قراردادهای مشارکت در تولید، شرکت ملی نفت ایران در چارچوب بیع متقابل به عنوان تنها بهره بردار میدان عمل می کند.

محاسبه جریان نقدینگی قرارداد بیع متقابل براساس فرمول زیر صورت می پذیرد (ون گروندال و مزرعتی، ۲۰۰۶):

$$NPV_{IOC} = \sum_{t=0}^T \frac{-(Capex)_t}{(1+r_{IOC})^t} + \sum_{i=T+1}^I \frac{(Bank\ Charge)_i + (Remuneration)_i + (Repayment)_i}{(1+r_{IOC})^i} = 0$$

در اینجا NPV خالص ارزش حال جریان نقدی تا دوره T نشان می دهد، r نرخ بازده است، Capex هزینه سرمایه ای، Bank charge هزینه استقراض سرمایه برای توسعه میدان است، Remuneration پاداش پرداخت های مازاد شرکت خارجی شامل انجام فعالیت های مهندسی، ساخت و خرید در کنار تامین مالی پروژه و انتقال فناوری و repayment کسری از بازپرداخت است که در هر دوره بوسیله شرکت ملی نفت ایران به شرکت خارجی پرداخت می شود.

در محاسبه جریان نقدینگی قرارداد بیع متقابل دو مکانیسم مجزا اجرا می شود که هر یک هدف متفاوتی را دنبال می کند. در مرحله مذاکرات (مکانیسم نخست)، Capex، هزینه های بانکی و بازپرداخت ها مشخص هستند. در این مرحله هدف حصول توافق در خصوص نرخ بازده و پاداش شرکت خارجی است. محاسبات باز پرداخت ها بر اساس قیمت ثابت نفت و معادل پولی سهمی از نفت خام تولید شده انجام می شود.

اما زمانی که تولید شروع شد (مکانیسم دوم)، هدف جلوگیری از افزایش نرخ بازده از نرخ مورد توافق است. در این مرحله، Capex، هزینه‌های بانکی و پاداش مشخص هستند.

## ۲.۲. مدل کنترل بهینه میدان‌های A و B

قراردادهای بیع متقابلی که در زمینه استخراج و بهره برداری از منابع طبیعی تمام شدنی مانند نفت و گاز طبیعی به کار می‌روند، پروژه‌های بلندمدتی هستند و برای شرکت ملی نفت که می‌بایست سیاست حداکثرسازی سود را دنبال نماید، بهترین روش برای رسیدن به این هدف در بلند مدت، حداکثر کردن سود هر میدان در قالب قرارداد بیع متقابل است. تئوری استخراج منابع تجدیدناپذیر هتلینگ (۱۹۳۱) چنین حداکثر سازی را با استفاده مدل بهینه یابی پویا انجام داده که بعدها توسط بلمن (۱۹۵۷) بسط داده شده است. برنامه ریزی پویا به عنوان راه حل مقداری مسائل بهینه‌سازی پویا تعریف شده است. هدف، یافتن یک سیاست بهینه برای حداکثر کردن تابع هدف است. مسئله کنترل بهینه شرکت ملی نفت برای میدان‌های A و B، انتخاب پروفایل بهینه تولید  $Q_t$  برای حداکثر کردن ارزش حال تنزیل شده کل جریان سود خالص برای هر دوره است، با ذخیره اولیه  $s_0$  مشخص. برای در نظر گرفتن محدودیت‌های خاص بیع متقابل و همچنین محدودیت‌های فنی، ما سه قید را به مدل اضافه کردیم شامل: حداکثر ظرفیت تولید، که براساس محدودیت ویژگی‌های خاص زمین‌شناسی هر میدان است،<sup>۶</sup> محدودیت حداقل تولید که براساس شرایط قرارداد معین می‌شود و محدودیت امکانسنجی تولید.<sup>۷</sup> از نظر ریاضی، مسئله کنترل بهینه شرکت ملی نفت را می‌توان به شکل زیر نوشته و نشان داد:

$$\text{Max}_{(Q_t)} \sum_{t=0}^T \beta^t \{P_t * Q_t - C(S_t, Q_t)\}$$

Subject to

$$Q_t \geq 0$$

$$S_t \geq 0$$

$$S_0 = s_0$$

$$S_{t+1} - S_t = -Q_t$$

$$\sum_{t=0}^T Q_t \leq s_0$$

$$C(S_t, Q_t) \geq c_0$$

$$Q_t \leq Q_{\max}$$

$$Q_t \geq Q_{\min}$$

$$ABS(Q_t - Q_{t-1}) \leq Q_f$$

<sup>۶</sup> مذاکرات غیر رسمی با کارکنان شرکت ملی نفت، سپتامبر ۲۰۰۹

<sup>۷</sup> بدون این قیود اضافی نتایج بهینه سازی برای برخی سال‌ها و برخی نرخ‌های تنزیل، بطور غیرواقعی بالا خواهد بود.

در اینجا  $S_t$  ذخیره باقیمانده در مخزن،  $s_0$  ذخیره اولیه نفت در مخزن - که میزان آن مشخص است -  $Q_t$  متغیر کنترل (نرخ استخراج)،  $C(S_t, Q_t)$  تابع هزینه که  $c_0$  مقداری ثابت و  $\beta$  عامل تنزیل می باشد. براساس شرایط قرارداد،  $Q_{max}$  به ترتیب ۱۰۰ هزار و ۹۰ هزار بشکه در روز برای میدانهای A و B هستند.  $Q_{min}$  در هر دوره براساس شرایط قرارداد تعیین می شود (تا ۶۰ درصد تولید هر دوره می تواند برای محاسبه سهم درآمدی طرف خارجی تخصیص داده شود) و  $Q_f$  حداقل ارزش ممکن برای قدر مطلق تفاوت بین تولید در دو دوره متوالی است که معادل ۱۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته می شود.

جدول ۱: مشخصات میدانهای A و B

عنوان	میدان A	میدان B
موقعیت	دریایی	دریایی
نوع قرارداد	توسعه‌ای (عمدتا تولید نفت)	توسعه‌ای (عمدتا تولید نفت)
تعداد چاهها (نوع سکو)	۱۰	۱۷
عمق آب در موقعیت چاهها	حداکثر ۹۰ متر (۲۵۶ فوت)	حداکثر ۹۰ متر (۲۵۶ فوت)

همچنین  $S_{t+1} - S_t = -Q_t$  در مسئله کنترل بهینه نشان می دهد که در هر دوره، برای محاسبه ذخیره باقیمانده نفت در مخزن، تولید سالانه دوره از متغیر ذخیره نفت دوره قبل کم می شود. یا به عبارت دیگر، ذخیره این دوره نفت برابر ذخیره دوره قبل منهای تولید سال قبل است.

برای هر دو میدان، یک روند برونزای قیمت  $P_t$  براساس قیمت مرجع ارائه شده توسط سازمان مدیریت اطلاعات انرژی در چندین سال وجود دارد. در واقع، نوآوری این پژوهش در نظر گرفتن این واقعیت است که در زمان های مختلف تخمین های متفاوتی از قیمت وجود دارد.

برای حل عددی این مسئله بهینه یابی پویا، معادله بلمن (۱۹۵۷) را بکار برده ایم:

$$V(S_t) = \text{Max}_{(Q_t)} \{P_t * Q_t - C(S_t, Q_t) + \beta(V(S_{t+1}))\}$$

در اینجا  $V(S_t)$  تابع ارزش است که بعنوان تابع متغیر ذخیره نفت در مخزن تعریف می شود و حداکثر مقدار تابع هدف در دوره t را بدست می دهد. بمنظور یافتن این مقدار، می بایست تابع بهینه یابی - که یک انتخاب بهینه تولید (کنترل) است - با توجه به ذخیره مخزن در زمان t،



محاسبه گردد (جاد، ۱۹۹۸). از میان راه‌حل‌های ممکن برای حل معادله بلمن، ما روش استنتاج عددی معکوس را به کار برده ایم.<sup>۸</sup>

### ۲.۳. تابع هزینه

بطور کلی، تخمین تابع هزینه ای که خاص یک میدان باشد، خارج از حوزه این مطالعه است، علاوه بر این تمامی داده‌های مرتبط با هزینه نیز برای میدان‌های مورد مطالعه موجود نبود. در واقع بنظر می‌رسد که حتی شرکت ملی نفت ایران هم نتواند تخمین دقیقی از چنین تابع هزینه-ای داشته باشد.<sup>۹</sup> از اینرو و براساس اصول مبحث استخراج منابع، ما از تابع هزینه ای که توسط چاکرورتی و همکاران (۱۹۹۷)، لین (۲۰۰۹) و لین و همکاران (۲۰۰۹) تخمین زده شده است، استفاده نموده ایم. تابع هزینه نهایی که داده‌ها را به بهترین شکل برازش می‌کند به شکل تابع نمایی زیر است:

$$\frac{\partial C(S_0 - S_t, Q_t)}{\partial Q_t} = c_1 e^{c_2(S_0 - S_t)}$$

در اینجا  $c_1 = 1.02899$  و  $c_2 = 0.00125868$ ، منابع برحسب بشکه و هزینه برحسب دلار در روز می باشد.

وابستگی نمایی تابع هزینه به ذخایر باقیمانده در مخزن بیانگر فرض اثر ذخیره‌ای است که همانا استخراج بیشتر، هزینه استخراج را در آینده افزایش خواهد داد. استخراج بیشتر، ذخیره باقیمانده را کاهش داده و به دنبال آن عبارت  $S_0 - S_t$  را در قسمت نمایی تابع هزینه افزایش می‌دهد. پارامتر  $c_2$ ، درجه ارتباط بین ذخیره باقیمانده و هزینه استخراج را نشان می‌دهد.

شکل نهایی تابع بالایی یک تابع هزینه بشرح زیر است:

$$C(S_0 - S_t, Q_t) = c_1 e^{c_2(S_0 - S_t)} Q_t + c_0$$

این تابع هزینه نشان دهنده هزینه‌های عملیاتی بوده و هزینه‌های تامین مالی را شامل نمی‌شود و از دو قسمت متغیر و ثابت ( $c_0$ ) تشکیل شده است. عبارت ثابت یک انتخاب اختیاری در

<sup>۸</sup>. به عبارت دیگر با یک حدس اولیه، تابع ارزش را به روش تکرار رو به عقب محاسبه می‌کنیم.  
<sup>۹</sup>. مذاکرات غیر رسمی با کارکنان شرکت ملی نفت، دسامبر ۲۰۰۷.

مدل نیست. هزینه متوسط ثابت برای میدان‌های A و B براساس تخمین‌های سازمان مدیریت اطلاعات انرژی (EIA) (۲۰۰۷) در مورد هزینه عملیات تولیدی و تجهیزات میدان‌های نفت و گاز امریکا محاسبه شده است. این تنها قسمتی است که در آن از تخمین‌هایی که EIA برای میداین خلیج مکزیک انجام داده است، استفاده می‌کنیم.

داده‌های هزینه سکوه‌های دریایی EIA براساس عمق آب در موقعیت چاه‌ها، نوع سکوها و اینکه آیا توسعه اولیه یا ثانویه میدان است، طبقه‌بندی شده است. برای انتخاب نزدیکترین طبقه بندی به میدان‌های A و B در جدول ۱ ویژگی‌های اصلی A و B بطور جداگانه آورده شده است.

از آنجایی که میدان‌های A و B میداین دریایی هستند، داده‌های هزینه EIA برای توسعه اولیه میداین نفتی در خلیج مکزیک برای میداین A و B مناسب بنظر می‌رسد.

مجموعه داده‌های EIA در مورد خلیج مکزیک شامل چاه‌هایی در عمق ۱۰۰، ۳۰۰ و ۶۰۰ فوتی سطح دریا می‌باشد.

چنانکه در جدول ۱ نشان داده شده است حداکثر عمق بستر دریا در خلیج فارس ۹۰ متر (۲۵۶ فوت) است. اگرچه محاسبه هزینه عملیات سالیانه برمبنای ۱۱ هزار بشکه تولید نفت خام در روز به ازای هر سکو، اندازه‌گیری می‌شود، از آنجایی که اندازه سکو قسمتی از هزینه نهایی است و نه هزینه ثابت، ما میزان ۱۱ هزار بشکه در روز را برای هر دو میدان A و B با تولید روزانه ۱۰۰ هزار و ۹۰ هزار در نظر می‌گیریم.

هزینه‌های نیروی کار، نظارت، هزینه‌های بالاسری حقوق و دستمزد، مخارج غذا، هزینه‌های اداری و بیمه از جمله هزینه‌هایی هستند که حتی در صورت عدم تولید نیز شرکت ملی نفت ملزم به پرداخت آنها می‌باشد.

جدول ۲ این هزینه‌ها را برای سال ۲۰۰۶ ارائه می‌دهد. هزینه ثابت برای میدان A ۷۷۰۰ دلار در روز و ۹۱۰۰ دلار در روز برای میدان B خواهد بود.

**جدول ۲:** هزینه‌های بهره‌برداری سالانه در خلیج مکزیک براساس داده‌های EIA

موارد هزینه	12- slots platform (دلار)	18- slots platform (دلار)
نیروی کار	۱۰۶۲۷۰۰	۱۱۷۱۳۰۰
نظارت	۱۵۹۴۰۰	۱۷۵۷۰۰
بالاسری حقوق و دستمزد	۴۸۸۸۰۰	۵۳۸۸۰۰
مخارج غذا	۹۵۰۰۰	۱۰۸۵۰۰
اداری	۵۰۹۹۰۰	۵۵۳۳۰۰
بیمه	۵۰۲۵۰۰	۶۹۷۷۰۰
کل هزینه سالانه	۲۸۱۸۳۰۰	۳۲۴۵۳۰۰
متوسط هزینه روزانه	۷۷۳۱ (دلار در روز)	۹۱۴۲ (دلار در روز)

**جدول ۳:** میدان B

فاز	۱	۲	۳
دوره	تا سال ۱۹۹۹	۱۹۹۹-۲۰۰۵	۲۰۰۵-۲۰۰۹
وضعیت قرارداد	مذاکره	توسعه	تولید واقعی
سالی که تخمین قیمت انجام گرفته	۱۹۹۹	۲۰۰۵	۲۰۰۹
آخرین سال افق زمانی	۲۰۲۰	۲۰۲۵	۲۰۳۰

**۲.۴. مدل مبتنی بر افق زمانی**

در مدل‌های تولید بهینه، برای وارد کردن قیمت برون‌زا، ما نیاز به تخمین تغییرات قیمت در یک سال داریم. به منظور لحاظ کردن آثار تغییرات تخمین قیمت بر روند تولید بهینه ما سه نوع مدل مبتنی بر افق زمانی متمایز را برای هر دو میدان تعریف کرده‌ایم. همچنانکه در جدول ۳ نشان داده شده است برای میدان B این سال‌ها روی هم رفته سه مرحله متفاوت از مذاکرات (قبل از ۱۹۹۹)، توسعه (۱۹۹۹-۲۰۰۴ برای میدان A و ۲۰۰۵ برای میدان B) و تولید واقعی تا سال ۲۰۰۹ را نشان می‌دهد. برای میدان A ما تولید بهینه را از افق سال‌های ۱۹۹۹، ۲۰۰۴ و

۲۰۰۹ مدلسازی کردیم. برای میدان B نیز همچنانکه در جدول ۳ قابل مشاهده است، تولید بهینه را در سال‌های ۱۹۹۹، ۲۰۰۵ و ۲۰۰۹ مدلسازی نموده ایم.

### ۳. داده‌ها

در این پژوهش، ما داده‌های مربوط به میدان‌های A و B و قرارداد بیع متقابل آنها را مورد استفاده قرار دادیم. داده‌ها هم بطور مستقیم در مدل و هم بطور غیرمستقیم برای مقایسه نتایج، مورد استفاده قرار گرفتند. داده‌هایی که بطور مستقیم بکار گرفته شده اند شامل تخمین‌های قیمت، میزان ذخیره اولیه و نرخ‌های تنزیل هستند<sup>۱</sup>. داده‌هایی که بطور غیرمستقیم به کار رفته اند نیز شامل تولید واقعی و تولید قراردادی می‌باشند.

#### ۳.۱. تخمین قیمت نفت در میدان‌ها

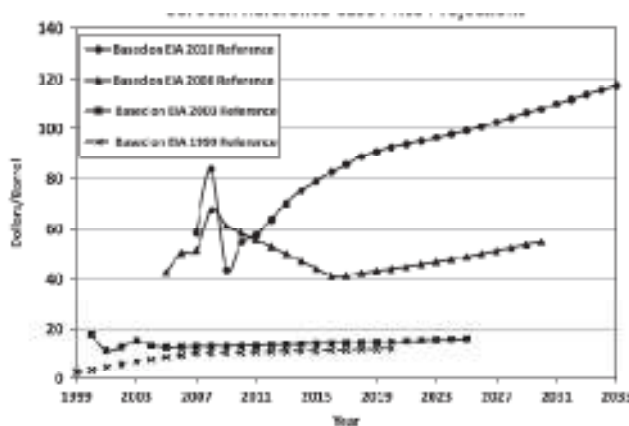
به منظور تخمین قیمت و براساس مدل مبتنی بر افق زمانی در هر میدان، ما قیمتی را که براساس قیمت مرجع EIA تعدیل شده برای هر سال خاص در مدل به کار برده ایم. بدین معنی که تخمین‌هایی از قیمت که در این مطالعه استفاده نموده ایم تا حدودی از داده‌های EIA و تاحدودی نیز از روش کالیبراسیون که در پایین توضیح داده ایم استفاده نموده ایم.

قیمت نفت خام ایران استفاده شده در مدل از قیمت‌های نفت خام برنت حاصل شده است اما تخمین قیمت‌های آتینفت از EIA گرفته شده است. در گزارش چشم انداز انرژی که سالانه توسط EIA تهیه می‌شود، قیمت متوسط نفت خام کم سولفور وارد شده به پالایشگاه‌های امریکا به عنوان قیمت جهانی نفت خام گزارش شده است (EIA ۲۰۰۶). از آنجایی که نفت خام (با درصد پایین سولفور) ورودی به پالایشگاه‌های امریکا مشابه نفت خام وست تگزاس اینترمدیت (WTI) است (EIA ۲۰۰۶) و نفت خام برنت و WTI بسیار مشابه‌اند<sup>۱۱</sup> منطقی به نظر می‌رسد که قیمت مشابه‌ای برای نفت برنت، WTI و نفت خام وارداتی با درصد پایین سولفور EIA در نظر بگیریم. بنابراین ما قیمت‌های EIA را به عنوان نماینده قیمت‌های برنت در آینده در نظر

---

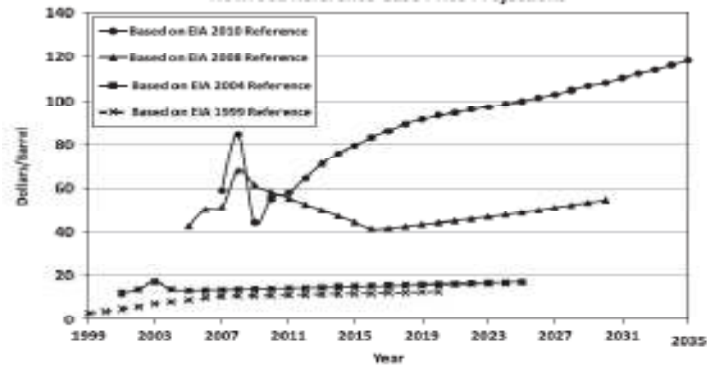
<sup>۱۱</sup> براساس اطلاعات مشخص زمین شناسی، هر دو میدان ظرفیت برداشتی پایین‌تر از ۶۰۰ میلیون بشکه از نفت دارند (مذاکرات غیر رسمی با کارکنان شرکت نفت، سپتامبر ۲۰۰۹).

می‌گیریم و قیمت نفت خام میادین A و B در سال های ۲۰۰۸، ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ را با تقریبی برابر ۱۵.۷۴ و ۱۵.۰۴ دلار در هر بشکه پایین تر از قیمت‌های برنت تعدیل می‌کنیم.

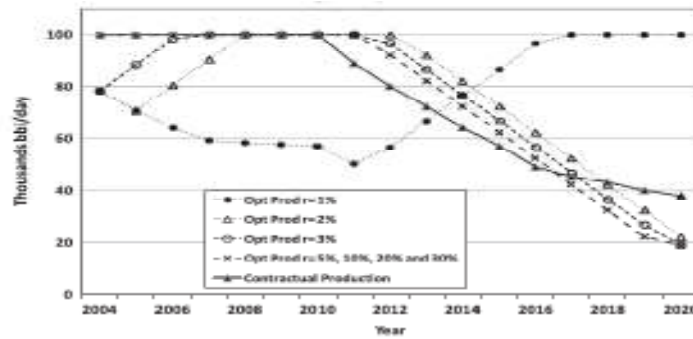


نمودار ۱: پیش‌بینی قیمت میدان A (●): بر مبنای EIA ۲۰۱۰، ■: بر مبنای EIA ۲۰۰۳، ▲: بر مبنای EIA ۲۰۰۸، ×: بر مبنای EIA ۱۹۹۹-).

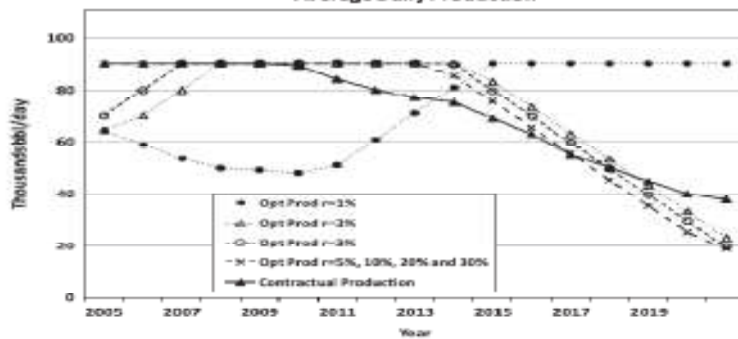
در مدل مربوط به افق سال ۱۹۹۹ و ۲۰۰۴ (۲۰۰۵ برای میدان B)، قیمت نفت خام میادین مذکور را به ترتیب با تقریب ۱۰.۷۴ و ۱۰.۰۴ دلار در هر بشکه پایین تر از پیش‌بینی قیمت جهانی نفت اعلام شده توسط EIA، تخمین زده ایم (براساس این واقعیت که قبل از سال ۲۰۰۶ EIA "قیمت جهانی نفت" را به عنوان تخمینی از قیمت آن گزارش می‌داد. بدین معنی که "قیمت جهانی نفت" را بر مبنای میانگین وزنی قیمت نفت خام های وارداتی امریکای یک دوره مشخص تعیین می‌کرد. از آنجائیکه این نوع نفت خام ویژگی‌های مشابهی با سبد نفتی اوپک دارد، قیمت آن با تقریبی به میزان ۶ تا ۸ دلار در هر بشکه پایین تر از WTI و یا ۵ تا ۶ بشکه پایین تر از قیمت برنت خواهد بود (EIA، ۲۰۰۶). از سوی دیگر به دلیل اینکه ما فرض کردیم WTI و برنت تفاوتی با هم نداشته و اینکه قیمت نفت خام میادین های A و B ۱۵.۷۴ و ۱۵.۰۴ دلار در هر بشکه پایین تر از قیمت‌های برنت است، می‌توان نتیجه گرفت که برای سال‌های قبل از ۲۰۰۶ قیمت نفت میادین A و B باید ۱۰.۷۴ و ۱۰.۰۴ دلار در هر بشکه پایین تر از پیش‌بینی، قیمت جهانی توسط EIA باشد. نمودارهای ۱ و ۲ پیش‌بینی قیمت میدان های A و B که در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته اند را نشان می‌دهد.



نمودار ۲: پیش بینی قیمت میدان B: ● بر مبنای EIA ۲۰۱۰، ■ بر مبنای EIA ۲۰۰۳، ◀ بر مبنای EIA ۲۰۰۸، × بر مبنای EIA ۱۹۹۹.



نمودار ۳: پروفایل تولید بهینه میدان A در حالت حداکثر کردن سود، از افق زمانی سال ۱۹۹۹ تا سال ۲۰۲۰ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪، Δ: تولید بهینه با نرخ ۲٪، ○: تولید بهینه با نرخ تنزیل ۳٪، × تولید بهینه با نرخ تنزیل ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪، ◀: تولید قراردادی.



نمودار ۴: پروفایل تولید بهینه میدان B در حالت حداکثر کردن سود، از افق زمانی سال ۱۹۹۹ تا سال ۲۰۲۰ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪، Δ: تولید بهینه با نرخ ۲٪، ○: تولید بهینه با نرخ تنزیل ۳٪، × تولید بهینه با نرخ تنزیل ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪، ◀: تولید قراردادی.

## ۳.۲. نرخ‌های تنزیل

مدل‌های پویای بهینه‌یابی نیاز به یک عامل تنزیل دارند. در واقعیت نرخ تنزیلی که شرکت ملی نفت برای مدل‌های تولید بهینه میدان‌های A و B در نظر می‌گیرد مشخص نیست. به منظور اینکه از اشتباه در انتخاب نرخ تنزیل اجتناب کنیم، پیشینه‌ای از انتخاب نرخ تنزیل مناسب را

بطور مختصر بیان می‌کنیم. ادلمن (۲۰۰۶) نرخ تنزیل ۲۰ درصد یا بالاتر را برای کشورهای که درآمد نفت سهم مهمی در درآمد دولت دارد، پیشنهاد می‌کند. از سوی دیگر در قرارداد بیع متقابل میدان‌های A و B، شرکت خارجی طرف قرارداد می‌باشد که می‌تواند نرخ پایین‌تری را پیشنهاد داده باشد. به همین دلیل برای اجتناب از یک انتخاب نادرست برای نرخ تنزیل و با در نظر گرفتن اثر چشمگیر نرخ تنزیل بر نتایج حاصل از مدل پویای بهینه یابی، پژوهش را بر اساس روند های تولید بهینه ای که از چندین نرخ تنزیل از ۱ درصد تا ۳۰ درصد متغیر هستند، انجام داده ایم.

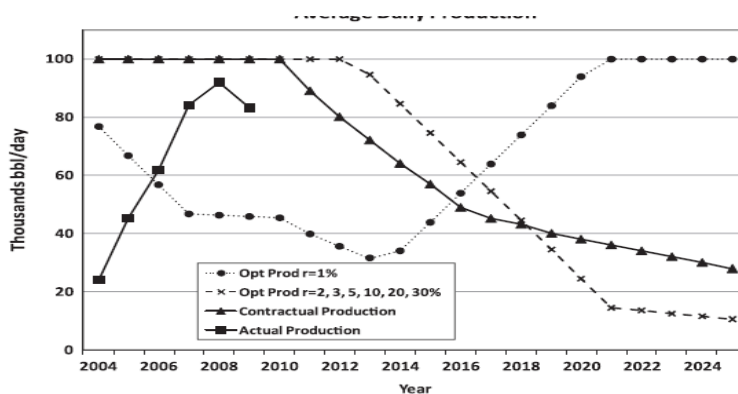
### ۳.۳. داده‌های تولید میدان‌ها

در این مطالعه، کارایی نتایج قرارداد بیع متقابل با مقایسه نتایج بهینه با داده‌های تولید قراردادی و تولید واقعی تعیین می‌شود. در هر دو میدان از متوسط واقعی سالانه تولید روزانه در دوره زمانی ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۹ استفاده می‌کنیم. برای داده‌های تولید قراردادی نیز از منحنی پیش-بینی تولید هر میدان استفاده کرده ایم. ملاحظات فنی و مهندسی، منحنی پیش‌بینی تولید برای هر میدان را تا سال ۲۰۳۰ میدان های A و B مشخص می‌کند.

### ۴. نتایج

نمودارهای ۱۰-۳ روندهای تولید بهینه را بر مبنای نرخ های تنزیل انتخاب شده برای مدل‌های ۱۹۹۹، ۲۰۰۴ (۲۰۰۵)، ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ نشان می‌دهند.

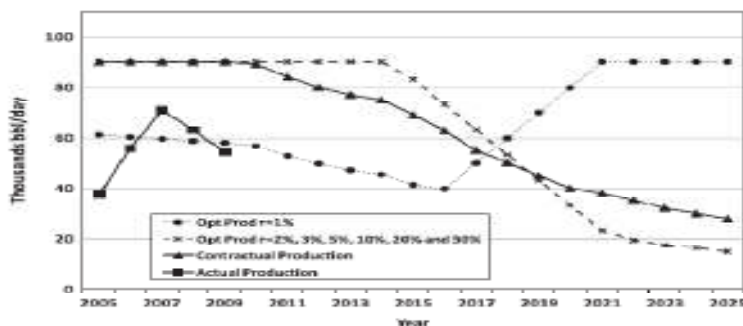
متوسط تولید روزانه



نمودار ۵: تولید بهینه برای میدان A در حالت حداکثر کردن سود، از افق زمانی ۲۰۰۴ تا افق زمانی ۲۰۲۴ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪ × تولید بهینه با نرخ تنزیل ۲٪، ۳٪، ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪: تولید قراردادی، ■ تولید واقعی).

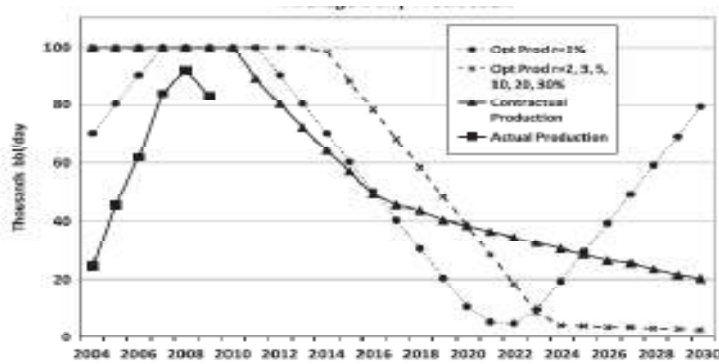
همانطور که در نمودار ۳ و ۴ مشاهده میکنیم در هر دو میدان، در نرخ‌های تنزیل کمتر (۱ درصد) به اوج تولید خود در سال‌های آتی می‌رسند. تولید بهینه برای نرخ‌های تنزیلی مانند ۲ و ۳ درصد از سطوح پایین شروع و در سال ۲۰۰۷ و ۲۰۰۸ به ترتیب به اوج خود می‌رسند. اما نرخ‌های تنزیل بالاتر از ۵ درصد اوج تولید را در سال‌های شروع و در ادامه با یک کاهش شدید از سال ۲۰۱۱ (۲۰۱۴ برای میدان B) روبرو هستند. دیگر یافته جالب این است که پروفایل تولید قراردادی با هیچ یک از روندهای تولید بهینه تطابق ندارد. بطور کلی سطوح تولید قراردادی در سال‌های آغازین بالاتر از سطوح تولید در نرخ‌های تنزیل ۱ و ۲ و ۳ درصد است و در سال‌های آتی، سطوح تولید قراردادی پایین‌تر از سطوح بهینه تولید در نرخ‌های تنزیل بالاتر از ۲ درصد برای اکثر سال‌ها بجز چند سال آخر می‌باشد.

### متوسط تولید روزانه



**نمودار ۶:** پروفایل تولید بهینه میدان B در حالت حداکثر کردن سود، از افق زمانی ۲۰۰۵ تا افق زمانی ۲۰۲۵ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪ × تولید بهینه با نرخ تنزیل ۲٪، ۳٪، ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪ ◀: تولید قراردادی، ■: تولید واقعی).

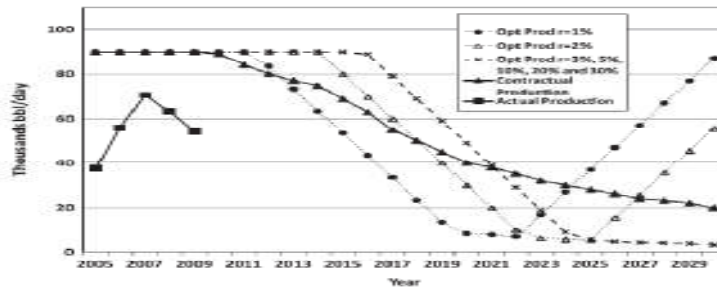
### متوسط تولید روزانه



**نمودار ۷:** پروفایل تولید بهینه میدان A در حالت حداکثر کردن سود، از افق زمانی ۲۰۰۴ تا افق زمانی ۲۰۳۰ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪ × تولید بهینه با نرخ تنزیل ۲٪، ۳٪، ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪ ◀: تولید قراردادی، ■: تولید واقعی).



## متوسط تولید روزانه

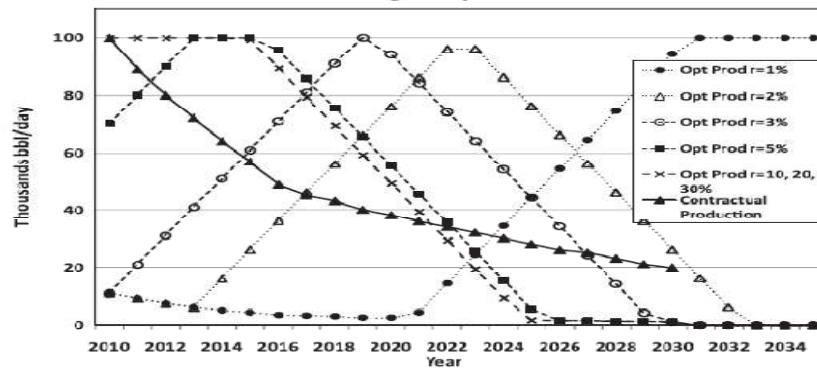


**نمودار ۸:** پروفایل تولید بهینه میدان A در حالت حداکثر کردن سود، از منظر زمانی ۲۰۰۴ تا افق زمانی ۲۰۳۰ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪، Δ تولید بهینه با نرخ ۲٪، × تولید بهینه با نرخ تنزیل ۳٪، ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪، ◀: تولید قراردادی، ■ تولید واقعی).

همانطور که در نمودارهای ۵ و ۶ مشاهده می‌شود، در نرخ‌های تنزیل بالاتر پروفایل‌های تولید بهینه اوج تولید را در سال‌های نخست نشان می‌دهند که با یک روند کاهشی در سال‌های آتی دنبال می‌شود. از طرف دیگر پروفایل تولید بهینه‌ای که با نرخ تنزیل ۱ درصد حاصل شده است با یک روند کاهشی آغاز می‌شود که این روند می‌بایست در سال ۲۰۱۳ (۲۰۱۶ برای میدان B) معکوس گردند. این نتایج بطور مشخصی نشان می‌دهند که شرکت ملی نفت ایران در دو سال اول پس از تحویل‌گیری میدان از طرف خارجی به سطوح بهینه تولید دست نیافته است.

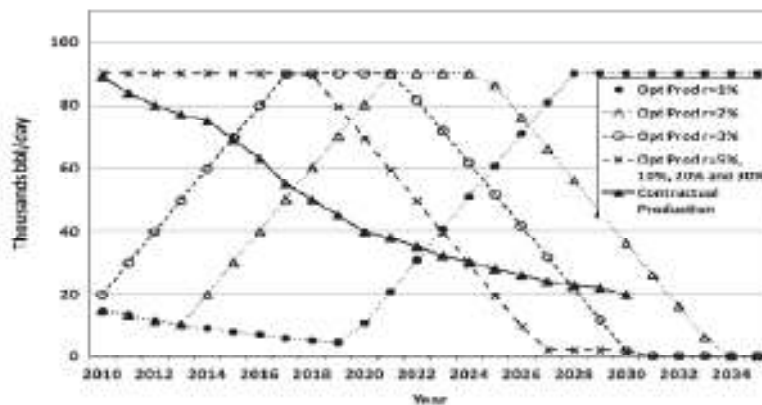
در این مدل‌ها در نرخ‌های تنزیل بالاتر، سطوح بهینه تولید در سال‌های نخست بالاتر است. این از آنجا ناشی می‌شود که در نرخ‌های تنزیل بالاتر سود ناشی از تولید در آینده به اندازه سود ناشی از تولید حال نبوده و به همین سبب تولید در سال‌های اولیه باید بیشتر باشد. با همین استدلال، در سال ۱۹۹۹ و ۲۰۰۴ (۲۰۰۵ میدان B)، در نرخ‌های تنزیل پایین، در سال‌های اولیه تولید، روندهای تولید بهینه از سطوح پایینی شروع می‌شوند.

### متوسط تولید روزانه



نمودار ۹: پروفایل تولید بهینه میدان A در حالت حداکثر کردن سود، از افق زمانی ۲۰۱۰ تا افق زمانی ۲۰۳۵ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪،  $\Delta$  تولید بهینه با نرخ ۲٪،  $\circ$  تولید بهینه با نرخ تنزیل ۳٪،  $\blacksquare$  تولید بهینه با نرخ تنزیل ۵٪،  $\times$  تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪: تولید قراردادی).

### تولید متوسط روزانه



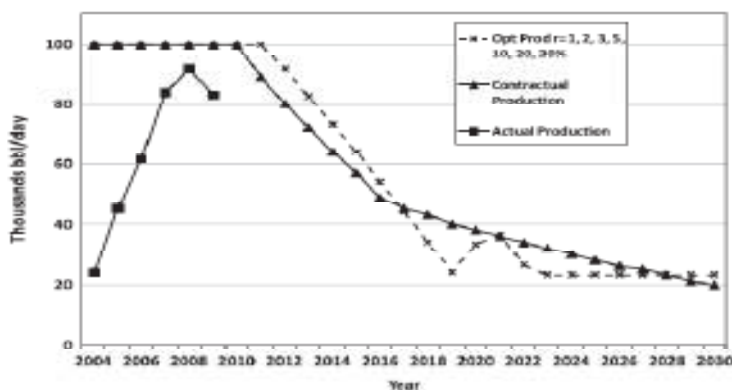
نمودار ۱۰: پروفایل تولید بهینه میدان B در حالت حداکثر کردن سود از افق زمانی ۲۰۱۰ تا افق زمانی ۲۰۳۵ (●): تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱٪،  $\Delta$  تولید بهینه با نرخ ۲٪،  $\circ$  تولید بهینه با نرخ تنزیل ۳٪،  $\blacksquare$  تولید بهینه با نرخ تنزیل ۵٪،  $\times$  تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪: تولید قراردادی).

مدل سال ۲۰۰۹ نشان می‌دهد که پروفایل تولید واقعی شرکت ملی نفت ایران بسیار پایین‌تر از سایر پروفایل‌های تولید بهینه در تمامی نرخ‌های تنزیل بوده است. این نشان آشکاری از ناکارایی اقتصادی در بهره‌برداری از دو میدان مورد مطالعه است.

نمودار ۹ نتایج مدل ۲۰۱۰ میدان A را نشان می‌دهد. برای نرخ‌های تنزیل پایین (۱ درصد) مدل اوج تولید را در سال آخر اتفاق می‌افتد. برای نرخ‌های تنزیلی مانند ۲ و ۳ و ۵ درصد پروفایل تولید بهینه از سطوح پایینی آغاز و تدریجاً با روند صعودی به سطح اوج خود می‌رسند. برای این نرخ‌ها به ترتیب در سال ۲۰۲۳ (۲ درصد)، ۲۰۱۷ (۳ درصد) و ۲۰۱۵ (۵ درصد) کاهش

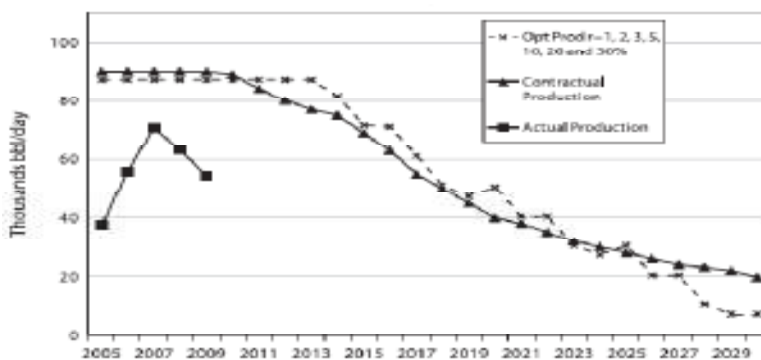
آغاز می‌شود. برای نرخ‌های تنزیل بالاتر مانند ۱۰، ۲۰ و ۳۰ درصد، تولید در آغاز در اوج خود بوده و سپس با کاهشی شدید در سال‌های آتی ادامه می‌یابد.

#### متوسط تولید روزانه



**نمودار ۱۱:** پروفایل تولید بهینه میدان A در حالت حداکثر نمودن تولید جمعی، از افق زمانی ۲۰۰۴ تا افق زمانی ۲۰۳۰ (x تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱۰٪، ۲٪، ۳٪، ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪؛ تولید قراردادی، ■ تولید واقعی).

#### متوسط تولید روزانه



**نمودار ۱۲:** پروفایل تولید بهینه میدان B در حالت حداکثر نمودن تولید جمعی، از افق زمانی ۲۰۰۴ تا افق زمانی ۲۰۳۰ (x تولید بهینه با نرخ تنزیل ۱۰٪، ۲٪، ۳٪، ۵٪، ۱۰٪، ۲۰٪ و ۳۰٪؛ تولید قراردادی، ■ تولید واقعی).

به طور مشابه‌ای، نمودار ۱۰ نتایج مدل میدان B در سال ۲۰۱۰ را نشان می‌دهد. در نرخ‌های تنزیل کمتر از ۳ درصد، پروفایل‌های تولید بهینه از سطوح پایین تولید شروع شده و پس از افزایش به سطح اوج خود می‌رسند. در نرخ تنزیل ۱ درصد، تولید در سطح حداکثر باقی می‌ماند اما برای ۲ درصد و ۳ درصد تولید دوباره کاهش می‌یابد. برای نرخ‌های تنزیل بالاتر از ۵ درصد تولید در سطح حداکثر باقی مانده و سپس به تدریج در سال ۲۰۱۸ کاهش می‌یابد.

## ۵. بحث و نتیجه گیری

در این نوشتار ما تولید بهینه میدان‌های A و B را که با استفاده از قرارداد بیع متقابل توسعه داده شده‌اند مدل‌سازی کردیم. براساس نتایج حاصل از مدل‌ها می‌توان استنباط نمود که قرارداد برای اکثر نرخ‌های تنزیل به تولید بهینه منتج نمی‌شود. با این حال اگر هدف، حداکثر کردن تولید انباشته بجای حداکثر کردن ارزش حال تنزیل شده کل جریان سود باشد، پروفایل تولید قرارداد به پروفایل تولید بهینه میدان‌ها نزدیک است. از سویی دیگر اگر چه آنچه که قرارداد دیکته می‌کند نزدیک به حداکثر تولید تجمعی است اما شرکت ملی نفت ایران به این هدف در هیچ یک از این دو میدان نائل نشده است.

پایین بودن تولید را می‌توان تا حدی به شرایط قرارداد بیع متقابل (تصدی‌گری شرکت ملی نفت ایران) نسبت داد. همانطور که قبلاً نیز توضیح داده شد یکی از اصول اساسی این قراردادها تحویل میدان از سوی طرف شرکت خارجی به شرکت ملی نفت ایران به محض شروع تولید میدان است. این در حالی است که ممکن است شرکت ملی نفت ایران برای حفظ سطوح بهینه تولید دچار کمبود تخصص و فناوری باشد. بنابراین منطقی به نظر می‌رسد که تصدی‌گری شرکت ملی نفت را به عنوان یک توضیح محتمل برای سطح پایین تولید بدانیم.<sup>۱۲</sup>

همچنین در سال‌های اخیر شاهد قیمت‌های بالای نفت بوده ایم که این به معنی کاهش سهم شرکتهای خارجی از نفت خام تولیدی است. کاهش در سهم نفت خام شرکتهای خارجی به مثابه افزایش در سهم شرکت ملی نفت ایران است و این نیز به نوبه خود می‌تواند دلیل دیگری برای کاهش تولید باشد.

شرکت ملی نفت ایران با در دست داشتن این مازاد نفت خام سه گزینه پیش رو داشت. اولین راه حل فروش نفت خام مازاد به شرکت پیمانکار در قیمت‌های واقعی بالاتر از قرارداد و در قالب قراردادی جدید و یا واگذاری مازاد نفت خام به پیمانکار و تعدیل بازپرداخت‌های طرف خارجی بود. اما عدم حصول توافق با پیمانکار در خصوص قیمت نفت مانع از اتخاذ این گزینه گردید. شرکت ملی نفت ایران به عنوان دومین راه حل می‌توانست با پالایش مازاد نفت خام تولیدی،

---

<sup>۱۲</sup> بنا به مدارک و مستندات موجود نمکی شدن نفت خام تولیدی میدان‌های نفتی A و B و سهل‌انگاری پیمانکار در رفع آن، از مهمترین دلایل کاهش تولید ناشی از نقص در تجهیزات فراورش، ذخیره‌سازی و صادرات دریایی این میدان بوده است که اثرات آن در کاهش تولید در سالهای ابتدایی و پس از آن نمایان گردیده است. همچنین در قراردادهای بیع متقابل، موافقت نامه خدمات فنی (TSA) که بصورت اختیاری در قرارداد لحاظ می‌شود، متضمن رفع نواقص در زمان بهره‌برداری از میدان می‌باشد که به نظر می‌رسد به دلیل مشکلات سیاسی بوجود آمده، شرکت خارجی طرف قرارداد از اجرای آن شانه خالی نموده است.

جدای از رفع نیازهای داخلی به صادرات فرآورده های نیز پردازد. لیکن محدودیت ظرفیت پالایشگاه های داخل این امکان را از شرکت ملی نفت سلب نمود. سومین گزینه یافتن بازاری برای این نفت خام مازاد است. با این حال، فروش نفت خامی مانند نفت خام سنگین و ترش میدان های A و B فرآیندی مشکل و زمان بر بود<sup>۱۳</sup>. علاوه بر این کمبود امکانات ذخیره سازی نیز خود مانعی سر راه تحقق این امر محسوب می شد. بنابراین در بعضی مقاطع زمانی شرکت ملی نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و حتی موقتا قطع آن گرفت. بنابراین توافقات مربوط به سهم طرفین از نفت خام تولیدی میدان که در قراردادهای بیع متقابل بر دو طرف دیکته می شود نیز می تواند در کاهش سطح تولید نقش بسزایی داشته باشد.

موارد گفته شده در بالا تبعاتی هستند که قراردادهای بیع متقابل بر طرفین قرارداد تحمیل می نمایند. در سایر انواع قراردادهای نفتی مانند مشارکت تولید، حقوق بیشتری شامل حق مالکیت (به صورت درصدی از تولید نفت خام یا حق بهره برداری از توسعه میدان) به شرکت خارجی تعلق می گیرد. در این قراردادها از آنجائیکه هر دو طرف از سهم نفت خام خود در بلندمدت آگاهی دارند، زمان لازم برای بازاریابی موثر را نیز خواهند داشت. بعلاوه ادامه حضور شرکت خارجی در هنگام بهره برداری از میدان، امکان به کار گیری تکنولوژی و تخصص لازم را برای تعیین سطح بهینه تولید فراهم می آورد.

بنابراین اصلاحاتی مانند واگذاری حق بهره برداری از میدان و حق مالکیت بر درصدی از نفت خام تولید شده می تواند موجب افزایش اثربخشی اقتصادی قراردادهای بیع متقابل را فراهم آورد. به خدمت گرفتن شرکت نفت خارجی به عنوان یک بهره بردار مجزا یا مشترک با شرکت ملی نفت، این شرکت را قادر می سازد تا نه تنها در تولید نفت اقتصادی تر عمل نماید بلکه امکان آموزش کارکنان اش را نیز فراهم خواهد کرد.

شرکت ملی نفت ایران می تواند با اتخاذ استراتژی بازار مشترک فروش نفت با شرکت خارجی، قابلیت تطبیق پذیری بیشتری را در مواجهه با مسائل پیش آمده در خصوص فروش نفت خام داشته باشد. برای مثال زمانی که با افزایش قیمت نفت سهم شرکت ملی نفت ایران از میزان تولید افزایش و سهم طرف خارجی کاهش می یابد، اتخاذ چنین سیاستی شرکت ملی نفت ایران را قادر می سازد تا به طور کارآمدی با مسائل مربوط به یافتن مشتری برای این مازاد نفت خام

<sup>۱۳</sup>. نفت میدان AAPI ۱۸ و با سولفور ۲.۴٪ است همین ارقام برای B به ترتیب ۱۹ و ۳.۵٪ درصد است (Middle East Economic Survey, 2005c).

روبرو شود. اگر چه که به دلیل فقدان تکنولوژی و تخصص کافی برای تعیین سطح بهینه تولید و نگاه غیر اقتصادی به تابع هدف تولید، حتی پس از یافتن بازار فروش نیز شرکت ملی نفت نخواهد توانست به شکل بهینه‌ای در قالب قراردادهای بیع متقابل تولید نماید.

شرکت ملی نفت ایران به عنوان یک شرکت ملی می بایست در عملکرد خود شفافیت بیشتری به خرج دهد، که به معنی شفافیت در اعلام سطح واقعی و قراردادی تولید و همچنین قیمت-هایی واقعی فروش نفت خام می‌باشد. کوچکترین تغییرات در شرایط قراردادهای نفتی به دلیل حساسیت بالای موضوعات مرتبط با نفت در جامعه (به عنوان ثروت ملی) نیازمند اقدامات و ملاحظات بسیاری است. این شفافیت در عملکرد، شرکت ملی نفت ایران را قادر می سازد تا در راستای عملی نمودن تصمیمات اش در خصوص اصلاح قراردادهای بیع متقابل و افزایش مشارکت با شرکت های خارجی از حمایت عمومی بیشتری برخوردار شود که متعاقبا به اصلاحات اساسی در این قراردادها منجر خواهد شد.

شایان ذکر می باشد که این مطالعه دوره زمانی ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۹ را شامل می شود که شرایط ایران به بغرنجی اکنون نبود. به دلیل مسئله اتمی و سایر مشکلات اقتصادی و سیاسی کنونی که امروزه گریبان گیر کشور می باشد - مانند تحریم های گسترده در بخش صنایع نفت و گاز، کشور از یک انزوای گسترده مالی در سطح جهان و بحرانی شدید در سیاست داخلی خود رنج می برد. این وضعیت روند توسعه بسیاری از پروژه های نفت و گاز را در ایران کند و یا متوقف نموده است و در واقع اکنون بررسی قراردادهای بیع متقابل و یا مدلسازی تصمیمات تولیدی در ایران نیازه در نظر گرفتن این مسائل حاشیه ای نیز دارد. با این حال این پژوهش به صورت بالقوه می تواند اثرات قابل توجهی بر تسریع حرکت به سوی انواع دیگر قراردادها و یا حداقل اصلاح شرایط کنونی قراردادهای بیع متقابل داشته و به همان اندازه توجه به لزوم بهینه بودن تصمیمات تولیدی قراردادی و واقعی را متاثر نماید<sup>۱۴</sup>.

---

<sup>۱۴</sup> اصلاح قراردادهای نفتی (IPC) طی دو مرحله به منظور تطبیق شرایط قراردادی با مصالح کشور و ترغیب شرکت های بین المللی به منظور سرمایه گذاری در پروژه های نفت و گاز از جمله اقدامات شرکت ملی نفت ایران در بهینه نمودن شرایط قرارداد ها می باشد.

## References:

- [1] Adelman, M.A., 1993. Modelling world oil supply. *The Energy Journal* 14, 1–32.
- [2] Bellman, R., 1957. *Dynamic Programming*. Princeton University Press.
- [3] Bindemann, K., 1999. *Production Sharing Agreements: an Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies
- [4] Brumberg, D., & Ahram, A.I., 2007. The National Iranian Oil Company in Iranian politics. The James A. Baker III Institute for Public Policy.
- [5] Chakravorty, U., Roumasset, J.A., Tse, K., 1997. Endogenous substitution among energy resources and global warming. *Journal of Political Economy* no. 6, 150.
- [6] Energy Information Administration (EIA), 2006a. Annual Energy Outlook 2006. Retrieved March 1, 2010, from [http://www.EIA.doe.gov/oiaf/archive/aeo06/pdf/0383\(2006\).pdf](http://www.EIA.doe.gov/oiaf/archive/aeo06/pdf/0383(2006).pdf).
- [7] Energy Information Administration (EIA), 2006b. Pricing differences among various types of crude oil. [http://tonto.EIA.doe.gov/ask/crude\\_types1.html](http://tonto.EIA.doe.gov/ask/crude_types1.html) (accessed 27 February 2010).
- [8] Energy Information Administration (EIA), 2007. Oil and Gas Lease Equipment and Operating Costs 1988 through 2006. Retrieved November 8, 2009, from [http://www.EIA.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publications/cost\\_in\\_dices\\_equipment\\_production/current/coststudy.html](http://www.EIA.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/cost_in_dices_equipment_production/current/coststudy.html).
- [9] [dices\\_equipment\\_production/current/coststudy.html](http://www.EIA.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/cost_in_dices_equipment_production/current/coststudy.html).
- [10] Energy Information Administration (EIA), 2007. Oil and Gas Lease Equipment and Operating Costs 1988 through 2006. Retrieved November 8, 2009, from [http://www.EIA.doe.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publications/cost\\_in\\_dices\\_equipment\\_production/current/coststudy.html](http://www.EIA.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/cost_in_dices_equipment_production/current/coststudy.html).
- [11] Energy Information Administration (EIA), 2009a. Annual Energy Outlook 2009. Retrieved March 1, 2010, from <http://www.EIA.doe.gov/oiaf/archive/aeo09/S>.
- [12] Energy Information Administration (EIA), 2009b. Annual Energy Review 2009. Retrieved November 12, 2010, <http://www.EIA.doe.gov/aer/petro.html>.
- [13] Farzin, Y.H., 1992. The time path of scarcity rent in the theory of exhaustible resources. *The Economic Journal* 102(413), 813–830.
- [14] Gao, W., Hartley, P.R., Sickles, R.C., 2009. Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia. *Empirical Economics* 37 (1), 153–184.
- [15] Hanson, D.A., 1980. Increasing extraction costs and resource prices: some further results. *The Bell Journal of Economics* 11 (1), 335–342.
- [16] Hotelling, H., 1931. The economics of exhaustible resources. *The Journal of Political Economy* 39(2), 137–175.
- [17] International Energy Agency (IEA), 2009. *World Energy Outlook 2009*. Organisation for Economic Co-operation and Development OECD.
- [18] International Energy Agency (IEA), 2010. *World Energy Outlook 2010*. Organisation for Economic Co-operation and Development OECD.
- [19] Judd, K.L., 1998. *Numerical Methods in Economics*, vol. 1. The MIT Press.
- [20] Krautkraemer, J.A., 1998. Nonrenewable resource scarcity. *Journal of Economic Literature* 36(4), 2065–2107.
- [21] Levhari, D., Liviatan, N., 1977. Notes on Hotelling's economics of exhaustible resources. *The Canadian Journal of Economics/Revue canadienne d'économie* 10(2), 177–192. Lin, C.-Y.C., 2009.
- [22] Insights from a simple Hotelling model of the world oil market. *Natural Resources Research* 18 (1), 19–28.

- [23] Lin, C.-Y.C., Wagner, G., 2007. Steady-state growth in a Hotelling model of resource extraction. *Journal of Environmental Economics and Management* 54(1), 68–83.
- [24] Lin, C.-Y.C., Meng, H., Ngai, T. Y., Oscherov, V., Zhu, Y. H., 2009. Hotelling revisited: oil prices and endogenous technological progress. *Natural Resources Research* 18 (1), 29–38. Marcel, V., 2006.
- [25] Oil Titans National Oil Companies in the Middle East. Brookings Institution Press
- [26] Mehrnews Agency, 2010. Details of third generation oil contracts. Interview with Payam Bathayi, the NIOC's Director of Legal and Contract Affairs, in Farsi, Tehran, Iran. /<http://www.mehrnews.com/fa/newsdetail.aspx?NewsID=1200729S> (accessed 1 December 2010).
- [27] Middle East Economic Survey. (2005a, September 5). Nowruz production shut down temporarily by NIOC. *A Weekly Review of Energy, Finance and Politics*.
- [28] Middle East Economic Survey. (2005b, August 1). Zanganeh inaugurates Soroush/ Nowruz fields. *A Weekly Review of Energy, Finance and Politics*.
- [29] Middle East Economic Survey. (2005c, September 5). NIOC marketing Nowruz crude separately from Soroush. *A Weekly Review of Energy, Finance and Politics*.
- [30] Powell, S.G., 1990. The target capacity-utilization model of opec and the dynamics of the world oil market. *The Energy Journal* 11 (1), 27–64.
- [31] Ramcharran, H., 2002. Oil production responses to price changes: an empirical application of the competitive model to OPEC and non-OPEC countries. *Energy Economics* 24(2), 97–106.
- [32] Ruth, M., Cleveland, C.J., 1993. Nonlinear dynamics simulation of optimal depletion of crude oil in the lower 48 United States. *Computers, Environment and Urban Systems* 17(5), 425–435.
- [33] Shiravi, A., Ebrahimi, S.N., 2006. Exploration and development of Iran's oil fields through buy back. *Natural Resources Forum* 30 (3), 199–206.
- [34] Slade, M.E., 1982. Trends in natural-resource commodity prices: an analysis of the time domain. *Journal of Environmental Economics and Management* 9 (2), 122–137.
- [35] Solow, R.M., Wan, F.Y., 1976. Extraction costs in the theory of exhaustible resources. *The Bell Journal of Economics* 7(2), 359–370.
- [36] Van Groenendaal, W.J.H., Mazraati, M., 2006. A critical review of Iran's buy back contracts. *Energy Policy* vol. 34 (18), 3709–3718.

[37] روزنامه ایران، ۲۴ مهر ۱۳۸۴، خبر رفع عیب میادین نفتی A, B توسط پیمانکار خارجی