

برآورد تولید بهینه نفت خام ایران و سرمایه‌گذاری مورد نیاز سالیانه برای افق بیست ساله

دکتر محمدناصر شرافت*
دکتر حسین صمصامی**
اباذر کریمی راهجودی***

چکیده

در این مقاله، تولید بهینه نفت خام و میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز سالانه در بخش تولید نفت خام محاسبه شده است. برای این منظور، با توجه به قضیه کان-تاگر و به روش برنامه‌ریزی غیرخطی، ارزش حال سودهای آتی حاصل از فروش نفت، طی دوره ۲۰ ساله آینده حداکثر شده است. برای محاسبه سود، توابع هزینه و درآمد معرفی و استفاده شده‌اند. تابع هزینه نسبت به نرخ تولید و ذخیره نفت خام باقی مانده در مخزن غیر خطی و به صورت نمایی در نظر گرفته شده است که نسبت به نرخ استخراج فزاینده و ذخیره در مخزن کاهنده است. در تابع درآمد نفت خام، برای قیمت‌های آینده نفت سه سناریو در نظر گرفته شده و مدل برای هر سه سناریو حل شده است. نتایج پژوهش نشان می‌دهد که تولید تحقق یافته نفت خام کمتر از میزان استخراج حداکثر کننده سود است. تولید نفت حداکثر کننده سود، روزانه حدود ۵ میلیون بشکه - برای قیمت‌های جاری - و سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای دست یافتن به این تولید، ۳۰ میلیارد دلار به منظور پر کردن شکاف تولید جاری با میزان تولید بهینه برآورد شده است.

طبقه‌بندی JEL: E22, E23, E13

کلید واژه‌ها: سرمایه‌گذاری، برنامه‌ریزی غیرخطی، نفت خام

mn-sherafat@sbu.ac.ir
h-samsami@sbu.ac.ir
a.karimi@ase.ui.ac.ir

تاریخ پذیرش
۹۱/۴/۱۸

* عضو هیئت علمی دانشکده علوم اقتصادی و سیاسی دانشگاه شهید بهشتی
** عضو هیئت علمی دانشکده علوم اقتصادی و سیاسی دانشگاه شهید بهشتی
*** دانشجوی دکتری علوم اقتصادی دانشگاه اصفهان

تاریخ دریافت
۹۰/۱۰/۱۶

۱. مقدمه

در دنیای امروز اهمیت انرژی و اصلی‌ترین حامل آن، یعنی نفت خام، به خوبی آشکار شده است. از دیدگاه نظریات و الگوهای اقتصادی، پس از بروز شوک‌های قیمتی دهه ۱۹۷۰، نهاد انرژی توجه متفکران علوم اقتصادی و سیاسی را بیش از پیش به خود جلب نمود؛ لذا انرژی به یک باره در ادبیات علم اقتصاد جایگاهی ویژه یافت و سرمنشأ تحولات بسیاری در نوع نگرش به سیاست‌های اقتصادی و نظریات اقتصاد منابع گردید. مباحث مربوط به سیاست‌های طرف عرضه، نظریات مربوط به تورم رکودی و الگوهای عرضه و تقاضای انرژی از این جمله‌اند، اما برای عرضه‌کنندگان یا تولیدکنندگان نفت خام موضوع اهمیتی چندین برابر دارد. از یک سو، مباحث معمول اقتصاد انرژی، ضرورت انواع بهینه‌سازی‌ها، انواع آلودگی‌های محیطی و غیره مطرح است و از سوی دیگر وجود درآمدهای حاصل از فروش نفت آنان را با چالش جدی نحوه مدیریت این درآمدها مواجه می‌کند. از طرف دیگر، این کشورها، به ویژه در منطقه خاورمیانه، شاهد انواع اعمال نفوذها، فشارها و دخالت‌های مستقیم و غیر مستقیم خارجی در امور کشور خود هستند که به منظور اثرگذاری یا کنترل بر منابع انرژی آنها صورت می‌گیرد و گاه حتی تا حضور و دخالت مستقیم نظامی قدرت‌های بین‌المللی در منطقه پیش رفته است.

در داخل این کشورها نیز، بهره‌مندی از چنین درآمدهایی، باعث بروز توقعات فراوان در بین افکار عمومی و همچنین متفکران این جوامع شده‌است، به این معنی که مردم انتظار بهره‌مندی از سطح رفاهی و استاندارد زندگی بالاتری در مقایسه با کشورهای هم‌تراز، اما فاقد چنین منابعی، از دولت‌های خود دارند و انتظار دارند شاهد رشد سریع‌تر، بیکاری کمتر و مواردی از این دست باشند. البته نمی‌توان چنین توقعی را نابجا قلمداد نمود، اما تحقق آن نیز کار آسانی نیست. نظریاتی همچون نفرین منابع^۱ یا عوارضی مانند بیماری هلندی^۲ این اخطار را به سیاست‌گذاران این کشورها می‌دهد که در صورت عدم مدیریت صحیح این درآمدها و بی‌برنامگی در مصرف آنها، روند توسعه اقتصادی آنان نه تنها تسریع

1. Resource curse

۲. تورم بالاتر برای کالاهای غیرقابل مبادله همچون مستغلات در مقایسه با سایر اقلام

نخواهد شد، بلکه حتی ممکن است شاهد کند شدن روند رشد و توسعه، یا عوارض نامطلوبی همچون تورم و بیکاری در اقتصاد باشند.

کشور ما نیز به عنوان دارنده دومین ذخایر جهان و چهارمین تولید کننده بزرگ نفت خام، با تولید روزانه نزدیک به چهار میلیون بشکه و ذخیره ۱۳۷ میلیارد بشکه‌ای (BP Statistical Review of World Energy, 2009)، طی سالیان گذشته با چالش‌های فراوان مدیریت درآمدها و همچنین انواع فشارها و تهدیدهای سیاسی و اقتصادی بیرونی روبه‌رو بوده است. آنچه در عمل مشاهده شده، بر اساس دیدگاه کارشناسان یا حتی برنامه‌های توسعه تدوین شده، در حد مورد انتظار نبوده است. مثلاً رشد اقتصادی برای سال ۱۳۸۷ در برنامه چهارم ۷/۸ در نظر گرفته شده، اما رشد تحقق یافته در سه ماهه دوم این سال تنها به ۲/۳ درصد محدود شده است. برآوردهای اولیه انجام شده توسط بانک مرکزی و برخی نهادهای دیگر نشان از رشد بسیار پایین تری در مقایسه با هدف تعیین شده در برنامه توسعه برای این سال دارد (برنامه چهارم توسعه).

در این حیطه، اولین نکته شایان توجه، خلاء برنامه مدون و دقیق برای تولید سالیانه نفت خام و همچنین سرمایه گذاری مورد نیاز در این بخش است. به عبارتی، آنچه در گذشته مشاهده شده، تولید در حدود ظرفیت‌های تولیدی و سهمیه‌های اپک (ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۸۷ و سایت اپک www.opec.org) و نه بر اساس هدف از پیش تعیین شده و برنامه ریزی معین بوده است. سرمایه گذاری انجام شده نیز بیشتر تابع شرایط سیاسی، قدرت چانه‌زنی در قراردادهای توانایی جذب سرمایه گذار خارجی و مواردی از این دست بوده است. با توجه به اینکه نفت خام با سهم اندکی بیش از ۵۰ درصد اصلی‌ترین حامل انرژی در کشور است (ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۸۷)، بیش از ۵۰ درصد بودجه دولت از طریق فروش نفت و گاز (به‌طور عمده نفت) تأمین می‌شود (ترازنامه بانک مرکزی، ۱۳۸۷) و همچنان ۸۱ درصد از صادرات و در نتیجه ارزآوری برای کشور از طریق فروش نفت انجام می‌گیرد (همانجا)، وجود چنین برنامه‌هایی ضروری می‌نماید. از آنجا که از یک سو مبانی تئوریک مربوط به تولید بهینه برای نفت خام و گاز طبیعی مشابه هستند و از سوی دیگر گاز طبیعی بر حسب هر بی. تی. یو.^۱ چهار برابر نفت خام هزینه

1. British Thermal Unit=BTU

حمل دارد (Attansi & Freeman, 2004)، لذا در برابر نفت اهمیت استراتژیک کمتری دارد. پس در این مقاله به بحث نفت خام پرداخته می‌شود. در این مقاله، تولید بهینه با استفاده از قاعده حداکثرسازی سود و روش برنامه‌ریزی غیرخطی محاسبه خواهد شد، سپس سرمایه‌گذاری مورد نیاز با توجه به تولید هدف محاسبه می‌شود.

۲. مبانی نظری و مطالعات انجام شده

یکی از مشهورترین و ابتدایی‌ترین نظریات و مطالعات انجام شده در مورد مدل‌سازی منابع پایان‌پذیر را هارولد هاتلینگ (۱۹۳۱) انجام داده است. او با توجه به قاعده عمومی حداکثرسازی سود برای تولیدکنندگان و معلوم بودن تابع تقاضای روبه‌روی هر تولیدکننده، قیمت‌گذاری بهینه را در حالت رقابتی و انحصاری با توجه به فروض ساده‌کننده‌ای در مورد هزینه محاسبه نموده است.

یکی از فرض‌های مهم هاتلینگ در مورد هزینه این است که هزینه تولید از نرخ استخراج و مقدار باقی‌مانده از ذخیره در منبع مستقل است. در نتیجه هزینه نهایی تولید ثابت خواهد بود. هاتلینگ با نوشتن تابع سود و حداکثر نمودن ارزش حال جریان سودهای آتی نشان داده است که قیمت منبع پایان‌پذیر با نرخ بهره رشد می‌کند. در مورد تولیدکننده انحصاری نیز در آمد نهایی با نرخ بهره رشد خواهد کرد. این قاعده که به قاعده هاتلینگ^۱ مشهور شده است، در عمل در بازار منابع پایان‌پذیر ملاحظه نگردید، لذا مدل‌سازی هاتلینگ در فرم اولیه خود در مطالعات کاربردی چندان مورد استفاده قرار نگرفت و برای تشریح دنیای واقعی، فروض دقیق‌تری در مورد هزینه تولید (هزینه نهایی) ضرورت یافت. لذا مدل‌های بعدی پیچیدگی بیشتری یافتند.

نظریه هاتلینگ در ادبیات اقتصادی به نظریه تقسیم کیک مشهور شده است، زیرا در این مدل فرض بر این است که در اقتصاد هیچگونه تولیدی صورت نمی‌گیرد و تنها مقداری ذخایر وجود دارد. کشور این ذخایر را تولید می‌کند و به فروش می‌رساند تا جایی که به اتمام برسند.

یزدی زاده (۱۳۷۰) به بررسی امکانات افزایش درآمد نفت اپک پرداخته است. او با استفاده از مدل تعدیل جزئی یک رابطه برای تقاضای نفت به صورت زیر تخمین زده است:

$$\ln(C_t) = \lambda \ln a_0 + \lambda a_1 \ln Y_t + \lambda a_2 \ln P_t + (1 - \lambda) \ln(C_{t-1}) + U_t$$

که در آن P_t عبارت است از نسبت قیمت نفت به قیمت کالاهای جانشین، C_t تقاضا برای نفت خام و Y_t نیز درآمد مصرف کنندگان است.

در این رابطه λ که عددی بین صفر و یک است، ضریب تعدیل نامیده می شود و در رابطه ای به صورت زیر:

$$C_t - C_{t-1} = \lambda \cdot (C_t^* - C_{t-1})$$

که $C_t^* - C_{t-1}$ تغییر مطلوب و $C_t - C_{t-1}$ تغییر واقعی هستند، نشان دهنده سرعت تعدیل است.

یزدی زاده با محاسبه کشش های بلند مدت و کوتاه مدت نشان داده که اپک در بلندمدت با کاهش تولید باید به دنبال حداکثر کردن درآمد خود باشد. وی کشش بلندمدت قیمتی تقاضا را برابر با ۱-۰۷- محاسبه و عنوان نموده که اپک باید به دنبال کسب سهم سایر تولید کنندگان همچون شوروی سابق و جابه جا کردن منحنی تقاضای روبه روی خود باشد.

علی بهشتی دهکردی و غلامعلی رحیمی (۱۳۸۳) در گزارشی با عنوان «گزارش الزامات سرمایه گذاری در عرصه های نفت خام و گاز طبیعی در کشور طی دو دهه آینده» که در مؤسسه مطالعات بین المللی انرژی تهیه شده است، با معرفی تابع هدف حفظ سهمیه های کنونی (منظور در سال ۱۳۸۳) برای کشور در اپک و همچنین در بازار جهانی تخمین هایی از میزان سرمایه مورد نیاز محاسبه نموده اند.

در این پژوهش، برآوردهایی از تقاضای آتی نفت خام از چند منبع پیش بینی کننده اخذ گردیده و با استفاده از تخمین هایی در مورد میزان افزایش در مصرف و تقاضای نفت خام طی دوره مورد بررسی، سرمایه گذاری مورد نیاز بین ۲۹ تا ۴۳ میلیارد دلار طی سال های ۲۰۰۵ الی ۲۰۲۵ محاسبه شده است.

وین لیتی (۲۰۰۸) از دانشگاه کالیفرنیا چگونگی تصمیم گیری در مورد میزان تولید انرژی را برای ایالت آلاسکا مدل سازی کرده است. در این پژوهش، میداین آلاسکا به ۷ میدان اصلی تفکیک شده و سپس با فرض حداکثرسازی سود، برای هر میدان به تفکیک تابع هزینه تصریح شده است و با در نظر گرفتن سناریوهای مختلف برای مالیات و پیش بینی های قیمتی، نحوه واکنش تولید کنندگان به تغییرات قیمت، سیاست های مالیاتی و همچنین تغییرات هزینه نهایی به تفکیک میداین نشان داده است که تمرکز اصلی نویسنده به سیاست مالیاتی و آثار آن بوده است، همچنین نحوه تصریح تابع هزینه و مدل سازی هزینه های تولید در این پژوهش به طور کامل بیان شده است. در این تحقیق تابع هزینه نسبت به متغیرهای حجم ذخیره باقی مانده در مخزن و نرخ استخراج بصورت نمایی در نظر گرفته شده است.

دست نامه اقتصاد انرژی و منابع طبیعی، که آلن نیز و جیمز سوینی (۲۰۰۶) جمع آوری و کنت. جی. آرو و مایکل دی. اینترلیگیتور^۱ ویرایش کرده است، در مقاطع زمانی مختلف و در سه جلد منتشر شده است. جلد سوم این کتاب حاوی مبانی تئوریک و روابط ریاضی و اقتصادی مرتبط با مدل سازی منابع پایان پذیر است و نحوه الگوسازی و روابط ریاضی مرتبط به طور کامل تشریح شده است. مبانی تئوریک مبنایی پژوهش حاضر از این منبع اخذ شده است، که مفاهیم و روابط مورد نیاز در بخش الگوسازی تشریح خواهند شد.

زننگ یوهوآ و یوهو دانگ کن (۲۰۰۹) از دانشگاه نفت مدرسه بازرگانی چین، در پژوهشی با عنوان "بهینه سازی سرمایه گذاری در واحدهای نفت و گاز" در مورد بنگاه های چینی، اصلی ترین ویژگی بنگاه های چینی را پایین بودن بازدهی سرمایه گذاری در بنگاه های نفت چینی دانسته اند و دلیل آن را مدیریت نامناسب میزان نسبت ذخیره به تولید عنوان کرده اند. به این مفهوم که برای وجود بازدهی بالا برای سرمایه گذاری، باید بین نرخ تولید و مقدار ذخیره موجود در مخزن، رابطه منطقی وجود داشته باشد.

نویسندگان با فرض حداکثرسازی سود توسط بنگاه، تابع هزینه مدل خود را به صورت زیر بهترین فرم رگرسیونی مورد استفاده در مدل های تولید نفت و گاز دانسته اند:

$$\ln C_t = \alpha + \beta_1 \ln N_{it} + \beta_2 \ln R_t + \beta_3 \ln \tau_t$$

1. Keneth J. Arrow & Michael D. Intriligator

که در آن C هزینه تولید، R میزان تولید و N حجم ذخایر کشف شده و τ شاخصی برای زمان است. در مرحله بعدی هزینه‌های سرمایه‌ای را به دو قسمت تقسیم کرده‌اند: سرمایه‌گذاری در تأسیسات تولیدی جدید شامل هزینه‌های حفاری و تجهیزات جدید در سطح زمین و سرمایه‌گذاری جایگزینی که برای حفظ ظرفیت تولیدی لازم است. در نهایت با استفاده از روش تحلیل پوششی داده‌ها^۱ مدل بهینه‌یابی چند مرحله‌ای را به روش الگوریتم ژنتیکی^۲ حل کرده‌اند.

۳. تشریح الگو

با توجه به مطالعات مذکور و بسیاری مطالعات دیگر^۳، در این مقاله فرض اولیه را حداکثر سازی سود در نظر می‌گیریم. البته وجود این فرض به این مفهوم نیست که ادعا داریم در عمل هدف حداکثرسازی دنبال شده است، بلکه در نظر داریم تولید حداکثر کننده سود را به دست آوریم و در قدم بعدی، این تولید با تولید انجام شده در عمل، یا تولید مناسب با فروض دیگری همچون حداکثر کننده درآمد قابل مقایسه خواهد بود. الگویی که در ادامه تشریح خواهد شد، به طور عمده از مقاله آلن نیز و جیمز سوینی (۲۰۰۶) اقتباس شده است. با توجه به تعریف منبع پایان‌پذیر، اگر S_t مقدار ذخیره در ابتدای دوره t و E_t مقداری از منبع باشد که در دوره t استخراج شده است - که در اینجا بر حسب بشکه یا کیلوگرم خواهد بود و با مفهوم متداول نرخ که با زمان همراه است همانند نیست - در یک مدل گسسته طی زمان خواهیم داشت:

$$S_t = S_{t-1} - h(E_t) \quad (1)$$

$$h(E_t) \geq 0 \quad S_t \geq 0 \quad (2)$$

$$E_t \geq 0 \Rightarrow h(E_t) \geq 0 \quad (3)$$

$$E'_t > E_t \Rightarrow h(E'_t) > h(E_t) \quad (4)$$

1. DEA (Data Envelopment Analysis)

2. Genetic Algorithms

۳. برای نمونه (Jansen & Currie 2004)

فرض کنیم مقدار ذخیره نفت موجود در منبع عدد ثابتی است، پس از اکتشاف و آغاز استخراج به ازای هر BTU استخراج، یک BTU از ذخیره کاسته می شود. در این حالت $h(E_t) = E_t$ ، اما اگر سرعت استخراج زیاد باشد ممکن است مقداری از ذخایر در تله های نفتی گیر کرده و غیرقابل استخراج شوند. در این حالت $h(E_t) > E_t$ خواهد بود. در صورت توقف استخراج، مقدار ذخیره در مخزن ثابت می ماند، مگر اینکه مخزن نشستی داشته باشد. در این صورت کاهش در مخزن ادامه خواهد یافت. همچنین در صورتی که فشار مخزن (که باعث خروج نفت از چاه می شود) از حد بحرانی معینی کمتر شود، استخراج باقی مانده ذخیره مخزن (از نظر اقتصادی) ناممکن خواهد بود.

فرض پویایی خطی منبع: به ازای هر واحد استخراج از منبع مقدار ذخیره یک واحد کاهش می یابد. این کاهش از نرخ استخراج و مقدار باقی مانده در مخزن مستقل است:

$$h(E_t) = E_t \quad (5)$$

$$S_t = S_{t-1} - E_t$$

معادلات ارائه شده در این پژوهش در فضای گسسته تعریف شده اند، البته فرم پیوسته روابط را می توان به راحتی با کوچک تر کردن بازه های زمانی اختیار شده تعریف نمود. هر چند که در این مطالعه با توجه به آمارهای در دسترس تنها فرم گسسته قابل کاربرد خواهد بود.

حال فرض کنیم که در زمان t نرخ استخراج برابر با E_t (مقدار استخراج) و قیمت برابر با P_t باشد. در نتیجه درآمد در زمان t تابعی خطی از نرخ استخراج خواهد بود:

$$R_t = P_t \cdot E_t$$

هزینه کل به نرخ استخراج و میزان باقی مانده از منبع بستگی خواهد داشت:

$$C_t = C_t(E_t, S_{t-1}) \quad (6)$$

که لازم است این تابع هزینه تصریح و برآورد شود.

با معین بودن توابع درآمد و هزینه و قیود مربوط به پایان پذیری، مسیری از تولید انتخاب خواهد شد که ارزش حال سود را حداکثر کند. سپس با توجه به معین بودن مقدار تولید در هر سال و با توجه به معین بودن سرمایه گذاری مورد نیاز برای رسیدن به سطح تولید مربوط، مقدار سرمایه گذاری بهینه مورد نیاز طی دوره ۲۰ ساله مشخص خواهد شد.

حال اگر Π نشان دهنده ارزش حال سودهای آتی باشد با مسئله حداکثرسازی زیر مواجه خواهیم بود:

$$\max \Pi = \sum_{t=1}^T [P_t E_t - C_t(E_t, S_{t-1})] (1+r)^{-t} \quad (7)$$

$$\text{S.t. } S_t = S_{t-1} - E_t \quad t=0,1,\dots,T$$

$$S_t \geq 0, \quad S_T \geq 0$$

در اینجا T یک زمان به اندازه کافی بزرگ است. به دلیل پرهیز از پیچیدگی‌های ریاضیاتی غیر ضروری، از فرض بینهایت برای حد بالای تابع سیگما اجتناب می‌کنیم.

۴. تابع هزینه

تابع هزینه^۱، و به عبارتی هزینه استخراج، از نظر ویژگی‌های زمین شناسی لازم است با سطح باقی مانده در منبع رابطه معکوس و با نرخ استخراج رابطه مستقیم داشته باشد. فرض کنیم برای استخراج نفت از یک منبع مشخص، یک چاه حفر شده و استخراج در حال انجام است. حال اگر بخواهیم نرخ استخراج بالاتری از همین منبع داشته باشیم، لازم است چاه دیگری حفر شود. با این کار، میزان استخراج هر یک از دو چاه فعال، از مقدار استخراج از چاه اول در حالتی که فقط یک چاه وجود داشت کمتر خواهد شد (البته تولید مجموع دو چاه از چاه اول به تنهایی بالاتر خواهد بود). این امر به دلیل ویژگی‌های فیزیکی منبع از نظر میزان فشار درونی و سرعت خروج مایع بروز می‌کند. لذا انتظار داریم که هزینه‌ها در برابر نرخ استخراج به‌طور فزاینده افزایش یابند.

از سوی دیگر، با ادامه فرایند استخراج، از یک مخزن معین، در طول زمان فشار مخزن کاهش می‌یابد و به منظور حفظ سطح قبلی تولید از منبع، لازم است چاه‌های جدید حفر شوند یا اقدام به تزریق گاز یا آب (با توجه به ویژگی‌های زمین شناختی منبع) به چاه شود. در هر دو حال با افزایش هزینه‌های تولید-برای حفظ سطح تولید ثابت- روبه‌رو خواهیم بود. لذا ویژگی‌های زمین شناسی وجود رابطه معکوس بین ذخیره باقی مانده در منبع و

۱. در تصریح تابع هزینه بطور عمده از مطالعه (Allen J. Kneese & James B. Sweeney (2006) استفاده شده است.

هزینه‌های تولید را ایجاب می‌کند. در ادامه به بررسی این ویژگی‌ها در روابط ریاضی مدل خواهیم پرداخت.

تابع هزینه در این مدل در اصل باید از یک انتگرال تابع هزینه در فرم پیوسته استخراج شده باشد. اگر $g(\varepsilon(r), s(r))$ آن تابع هزینه پیوسته مورد نظر باشد که در آن ε نرخ استخراج، S مقدار باقی مانده در مخزن است، آن گاه تابع هزینه گسسته عبارت خواهد بود از مینیمم قابل حصول انتگرال تابع هزینه پیوسته از دوره t تا $t+L$ ، با معلوم بودن E_t و مقدار موجود در منبع S_{t-1} :

$$C_t(E_t, S_{t-1}) = \min \int_t^{t+L} g(\varepsilon(r), s(r)) dr$$

$$S(r) = S_{t-1} - \int_t^r \varepsilon(\theta) d\theta \quad \text{و} \quad \int_t^{t+L} \varepsilon(r) dr = E_t \quad \text{به طوری که} \quad (8)$$

تابع هزینه $C_t(E_t, S_{t-1})$ باید از مسئله حداقل سازی بالا به دست بیاید. وجود داشتن پیوستگی زمانی گویای وجود محدودیت‌هایی به مشتقات جزئی تابع هزینه گسسته است. با توجه به مشتق مرتبه اول هزینه نسبت به سطح اولیه ذخیره منبع داریم:

$$\frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} = \int_t^{t+L} \frac{\partial g}{\partial s} dr = \frac{\partial g}{\partial s} L \quad (9)$$

علامت این مشتق مرتبه اول با علامت $\frac{\partial g}{\partial s}$ یکی است.

وجود نمایش پیوسته قید دیگری نیز بر هزینه نهایی استخراج، $\frac{\partial C}{\partial E}$ ، تحمیل می‌کند چرا

که E_t در حال تغییر است و در نتیجه نرخ آنی استخراج‌ها به $\varepsilon(r)$ باید به نحوی تغییر کند که مجموع آنها برابر با E_t باقی بماند. آن گاه $\frac{\partial C_t}{\partial E_t}$ عبارت خواهد بود از انتگرال تغییرات

در هزینه به دلیل تغییرات $\varepsilon(r)$ با در نظر گرفتن تغییراتی که در نتیجه تغییر $\varepsilon(r)$ بر $S(r)$ تحمیل می‌شود. بنابراین برای اندازه گیری انتگرال باید هزینه نهایی یک تغییر در نرخ نهایی استخراج در هر لحظه از زمان محاسبه شود. مثلاً اگر لحظه $r = t$ را در نظر بگیریم:

$$\frac{\partial C}{\partial E} = \frac{\partial g}{\partial \varepsilon} - \int_t^{t+L} \frac{\partial g}{\partial S} dr \quad (10)$$

بر اساس این رابطه هزینه نهایی استخراج طی یک دوره زمانی گسسته از دو بخش تشکیل شده است. قسمت اول $\frac{\partial g}{\partial \varepsilon}$ به سادگی عبارت است از هزینه اضافی که مستقیماً در نتیجه استخراج بیشتر در زمان t تحمیل می شود. جمله دوم هزینه های جزئی بیشتری از کاهش میزان ذخیره موجود برای باقی مانده طول دوره است که از لحظه شروع دوره با اولین استخراج آغاز می شود. جمله دوم در ارتباط بالا با مشتق تابع هزینه نسبت به میزان ذخیره اولیه معادل است. پس می توان رابطه (۹) را با (۱۰) ترکیب کرد و به نتیجه زیر رسید:

$$\frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} = \frac{\partial g}{\partial \varepsilon} > 0. \quad (11)$$

که در آن $\frac{\partial g}{\partial \varepsilon}$ در لحظه $t = T$ محاسبه شده است. رابطه (۱۱) یک محدودیت مهم را برای تصریح تابع هزینه گسسته نسبت به زمان اعمال می کند. این قید باید برقرار باشد. برای دست یافتن به رابطه ای بین مشتقات جزئی مرتبه دوم از رابطه ۱۱ دیفرانسیل کامل می گیریم:

$$\frac{\partial^2 C_t}{\partial E_t^2} + \frac{\partial^2 C_t}{\partial S_{t-1} \partial E_t} = \frac{\partial^2 g}{\partial \varepsilon^2} \cdot \frac{\partial \varepsilon(t)}{\partial E_t} > 0. \quad (12)$$

رابطه (۱۲) این نکته را بیان می کند که مشتقات هزینه نهایی نسبت به نرخ استخراج عبارت است از مجموع ۲ اثر، افزایش استخراج کل طی دوره زمانی E_t باعث افزایش نرخ آتی استخراج برای کل دوره است (شامل دوره t) و همچنین هر افزایشی در نرخ آتی استخراج هزینه نهایی را افزایش می دهد (سمت راست رابطه (۱۲)) بنابراین طرف راست رابطه (۱۲) مثبت است. افزون بر این، افزایش نرخ استخراج در شروع دوره زمانی، میزان ذخیره منبع را طی زمان باقی مانده دوره کاهش می دهد. این کاهش در باقی مانده منبع باعث افزایش بیشتری در هزینه نهایی خواهد شد اگر چنانچه $\frac{\partial^2 C}{\partial S \partial E}$ منفی باشد، نشان خواهیم داد که این مشتق جزئی منفی است.

در نتیجه باید اثر نرخ استخراج بر هزینه نهایی بر اثر مقدار باقی مانده در مخزن غلبه داشته باشد:

$$\frac{\partial^2 C_t}{\partial E_t^2} > - \frac{\partial^2 C_t}{\partial E_t \partial S_{t-1}}$$

مسئله دیگر این است که برای برقراری شرایط مرتبه دوم (شرط کافی) لازم است که تابع هزینه نسبت به متغیرهای آن محدب باشد. تحدب تابع هزینه و خطی بودن تابع درآمد در مجموع بیان می‌کنند که تابع هدف مقعر است. قیدها نیز یک مجموعه محدب را تشکیل می‌دهند. در نتیجه مجموعه نقاط بهینه برای یک تابع مقعر با لحاظ یک مجموعه قید محدب همواره محدب خواهد بود.

یک تابع محدب است اگر و فقط اگر ماتریس هیشن مربوط در تمامی نقاط، مثبت نیمه معین باشد. یک ماتریس نیمه معین مثبت است اگر و فقط اگر مینورهای اصلی دترمینان آن همگی مثبت یا صفر باشند.

مینورهای اصلی دترمینان حاصل از ماتریس هیشن تابع هزینه عبارت‌اند از:

$$\frac{\partial^2 C_t}{\partial E_t^2}, \quad \frac{\partial^2 C_t}{\partial S_{t-1}^2}, \quad \frac{\partial^2 C_t}{\partial E_t^2} \cdot \frac{\partial^2 C_t}{\partial S_{t-1}^2} - \left(\frac{\partial^2 C_t}{\partial E_t \partial S_{t-1}} \right)^2$$

که نشان خواهیم داد در تابع هزینه حاصل عبارات فوق همگی نامنفی هستند.

اما از دیدگاه اقتصادی دلیل دیگری نیز برای تغییرات هزینه طی زمان وجود دارد و آن هم تغییر در هزینه‌های تجهیزات و ماشین‌آلات و همچنین هزینه‌های حفاری و هزینه‌های عملیاتی است. البته با توجه به اینکه مدل ارائه شده در اینجا بر اساس قیمت‌های ثابت (دلار سال ۲۰۰۹) تدوین شده است، می‌توان فرض کرد که هزینه‌های مربوط نیز مانند سایر قیمت‌ها تغییر می‌کنند، که در این صورت نیازی به وارد کردن شاخص هزینه در مدل نخواهد بود. در صورتی که از داده‌های مقطعی استفاده کنیم، نیازی به وارد کردن شاخص هزینه نخواهد بود. اما در این پژوهش در تابع هزینه یک شاخص هزینه نیز وارد کرده و نشان خواهیم داد که این متغیر در مدل کاملاً اثرگذار است.

روش‌های بهینه‌یابی متعددی برای حل رابطه ۷ وجود دارد. در این پژوهش از شرایط

کان – تاکر استفاده خواهد شد.

۱.۴. قضیه کان-تاکر

قضیه کان-تاکر^۱ به شرح زیر است:

فرض کنیم مسئله زیر را داریم:

$$\text{Max } f(x)$$

$$\text{S.t. } G_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, k, \dots, n$$

که در آن x برداری از متغیرها و $f(x)$ تابع هدف و $G_i(x)$ یکی از نامعادله مربوط به قيود نسبت به x هاست. x^* بهینه مقدار بهینه بردار x و $\nabla G_i(x^*)$ بردار گرادیان $G_i(x)$ به ازای مقادیر x^* است. تعداد قيدها محدود است و $n \leq x$ است. همچنین قيود از ۱ تا n مستقل خطی باشند. همچنین فرض کنیم که کلیه قيود به ازای x^* برقرار باشند. اگر x^* مسئله M را حل کند آن گاه مجموعه‌ای از متغیرهای دوگان λ_i وجود دارند به طوری که

$$\nabla f(x^*) = \sum \lambda_i \nabla G_i(x^*)$$

$$\lambda_i \geq 0, \quad \lambda_i G_i(x^*) = 0$$

البته این شرط لازم برای بهینگی است. در حالت خاص تحذب این شرط لازم، شرط کافی نیز خواهد بود که اگر تابع لاگرانژین را به صورت زیر بنویسیم:

$$L(x, \lambda) = f(x) - \sum_{i=1}^k \lambda_i G_i(x)$$

شرط لازم بهینگی میانی با یافتن نقطه پایا برای لاگرانژین، نقطه‌ای است که در آن گرادیان لاگرانژین نسبت به بردار x برابر با صفر خواهد شد:

$$\nabla_x L(x^*, \lambda) = \nabla f(x^*) - \sum_{i=1}^k \lambda_i \nabla G_i(x^*) = 0$$

پس در نتیجه لاگرانژین برای مدل ما عبارت خواهد بود از:

$$\max L = \sum_{t=1}^T [P_t E_t - C_t(E_t, S_{t-1})] (1+r)^{-t} - \sum_{t=1}^T (S_t - S_{t+1} + E_t) \lambda_t + \mu_T S_T$$

برای سهولت در محاسبات عبارت روبه‌رو را تعریف می‌کنیم:

$$\phi_t = \lambda_t (1+r)^t$$

۱. قضیه کان-تاکر از منبع Allen V. Kneese & James B. Sweeney (2006) آورده شده است.

که در آن \varnothing_t هزینه فرصت یا قیمت سایه‌ای در زمان t می‌باشد. خواهیم داشت:

$$\max L = \sum_{t=1}^T [P_t E_t - C_t(E_t S_{t-1})] (\varnothing_t + r)^{-t} - \sum_{t=1}^T (S_t - S_{t-1} + E_t) \varnothing_t (\varnothing_t + r)^{-t} + \mu S_T$$

بر اساس قضیه کان تا کر داریم:

$$\frac{\partial L}{\partial E_t} = \left[P_t - \frac{\partial C_t}{\partial E_t} \right] (\varnothing_t + r)^{-t} - \varnothing_t (\varnothing_t + r)^{-t} \quad \begin{cases} = 0 & E_t > 0 \\ \leq 0 & E_t = 0 \end{cases}$$

$$\frac{\partial L}{\partial S_{t-1}} = - \frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} (\varnothing_t + r)^{-t} - \varnothing_t (\varnothing_t + r)^{-t} = 0 \quad \text{برای } t \leq T$$

$$\frac{\partial L}{\partial S_T} = -\varnothing_T (\varnothing_T + r)^{-T} + \mu = 0 \quad \text{برای } t = T$$

$$\mu S_T = 0$$

این روابط شرایط لازم مرتبه اول برای بهینگی را به دست می‌دهند:

(۱۳)

$$P_t = \frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \varnothing_t \quad \text{if } E_t > 0$$

$$P_t \leq \frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \varnothing_t \quad \text{if } E_t = 0$$

$$\varnothing_t = \varnothing_{t-1} (\varnothing_t + r) + \frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} \quad \text{برای } t = T \quad (14)$$

$$\varnothing_T S_T = 0$$

$$\varnothing_T \geq 0 \quad (15)$$

$$S_T \geq 0$$

که از این روابط مسیر زمانی ارزش استخراج و باقی مانده در مخزن محاسبه خواهند شد.

با توجه به اینکه در مدل ما $\frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} < 0$ است ارزش جاری هزینه فرصت می‌تواند فزاینده یا

کاهنده یا ثابت باشد، اما در هر صورت اگر رشد کند نرخ رشد آن از r کمتر خواهد بود.

شایان ذکر است در صورتی که اثر انباره‌ای وجود نداشته باشد و $\frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} = 0$ باشد،

ارزش جاری هزینه فرصت به همراه نرخ بهره رشد می‌کند در نتیجه خواهیم داشت:

$$\emptyset_t = \emptyset_{t-1}(1+r)$$

$$\Rightarrow \emptyset_t = \lambda(1+r)^t$$

که در آن λ عدد ثابتی است. در این حالت استخراج تنها زمانی وجود خواهد داشت

که قیمت از میزانی که توسط قاعده هاتلینگ معین می‌شود بالاتر برود:

$$P_t = C_t + \lambda(1+r)^t$$

البته در این حالت نرخ استخراج نامعین است و قاعده همه یا هیچ برقرار خواهد بود.

این حالت در این پژوهش مورد نظر نیست.

۲.۴. تفسیر هزینه فرصت

هزینه فرصت یا قیمت سایه‌ای را می‌توان به عنوان ارزش حال (تنزیل شده به زمان t) افزایش‌های آینده در هزینه‌های استخراج به دلیل افزایشی در نرخ استخراج در زمان t تفسیر نمود. از آنجا که رابطه (۱۴) خطی است هزینه فرصت را می‌توان به عنوان مجموع دو جزء مستقل از نظر محاسبه و مفهوم در نظر گرفت. بنابراین هزینه فرصت کل برابر خواهد بود با ارزش حال هزینه‌های جزئی افزوده شده در آینده به علاوه یک جمله فزاینده به صورت نمایی که از قیود حاکم بر منبع مشتق می‌شود.

$$\emptyset_t = - \sum_{T=t+1}^T \frac{\partial C_T}{\partial S_{T-1}} (1+r)^{-T+t} + \lambda(1+r)^t$$

ملاحظه می‌کنیم که هزینه فرصت (یا قیمت سایه‌ای) برای منابع پایان‌پذیر از دو پدیده که کاملاً از نظر مفهومی مجزا هستند تشکیل شده است. اتمام‌پذیری منجر به وجود هزینه فرصتی می‌شود که با نرخ بهره افزایش می‌یابد. جزء دوم مستقیماً از آثار انباره‌ای ناشی می‌شود. اگر استخراج در زمان جاری به هزینه‌های بیشتری در آینده به دلیل کاهش منبع منجر شود، آنگاه ارزش حال تنزیل می‌شود، این هزینه‌های اضافی یک بخش از هزینه فرصت را تشکیل می‌دهد. در مورد کشورهای خاورمیانه که در آنها هزینه‌های استخراج

نسبتاً پایین است و هزینه فرصت بخش اصلی قیمت فروش نفت را تشکیل می‌دهد معمولاً هزینه فرصت طی زمان عدد ثابتی فرض می‌شود.

۵. تصریح تابع هزینه

پژوهشگران برای تصریح تابع هزینه، روش‌های مختلفی را با توجه به فروض مدل و داده‌های در دسترس در نظر گرفته‌اند. مثلاً به عنوان یکی از نخستین نمونه‌ها، هارولد هاتلینگ (۱۹۳۱) یک تابع هزینه شکل آرنج^۱ در نظر گرفته است که در آن هزینه‌های استخراج تا سطح اتمام منبع ثابت‌اند و در نقطه اتمام برابر با بی‌نهایت خواهند شد. اگر R سطح تمام شدن منبع، q مقدار باقی مانده در منبع و I نرخ استخراج باشد تابع هزینه تصریح شده توسط هاتلینگ به صورت زیر خواهد بود:

$$C(q, r, R) = \begin{cases} C \cdot q & q \leq R \\ \infty & q > R \end{cases}$$

با این فرم تصریح هزینه‌های نهایی تا سطح اتمام منبع ثابت خواهند بود و نهایتاً قاعده هاتلینگ نتیجه خواهد شد. سایر پژوهشگران مانند سولو و وان (۱۹۷۶) و پین دیک (۱۹۷۸) از فرمی از تابع هزینه به صورت $C(q, Z) = C(Z) \cdot q$ استفاده کرده‌اند که Z یک برآورد از استخراج تجمعی و اثری همانند باقی مانده در مخزن را داراست. این فرم تصریح نیز مانند فرم شبه آرنج، دارای اثر همه یا هیچ بوده و به سطح معینی برای استخراج منتهی نمی‌شود. همچنین در این فرم‌های تصریح، بازدهی نسبت به مقیاس ثابت خواهد بود.

در پژوهش‌های اخیر از فرم هزینه‌های غیر خطی استفاده شده است که قابلیت نشان دادن آثار متفاوت نرخ استخراج و مقدار باقی مانده در منبع را داراست. نکته مهم در تصریح تابع هزینه این است که اصلی‌ترین عامل تأثیرگذار بر انتخاب نوع تابع هزینه داده‌های آماری در دسترس است. در این پژوهش، با توجه به مطالعه انواع توابع هزینه استفاده شده در مطالعات قبلی و با توجه به داده‌های آماری در دسترس نگارنده، از نحوه تصریح مورد استفاده توسط وین لیتی (۲۰۰۸) در تحقیقی که در مورد مدل سازی عرضه

انرژی در آلاسکا انجام داده‌اند استفاده کرده‌ایم و آن را نسبت به تغییرات ایجاد شده در هزینه‌های تولید طی زمان تعدیل نموده‌ایم، که فرایند کار در ادامه تشریح می‌شود. البته همان‌طور که اشاره شد، یو هو آ و دانگ کن (۲۰۰۹) نیز از همین نوع تابع هزینه استفاده کرده‌اند.

۱.۵. نحوه تصریح شاخص هزینه و داده‌های مورد استفاده^۱

برای اینکه بتوانیم اثر تغییرات بر هزینه‌های استخراج (به قیمت‌های واقعی) را در مدل خود وارد کنیم، لازم است برای هزینه‌های استخراج شاخص مناسبی داشته باشیم. به‌طور کلی هزینه‌های استخراج نفت در سه گروه عمده طبقه‌بندی می‌شوند:

الف. هزینه‌های حفاری

این هزینه‌ها عبارت‌اند از هزینه‌های حفر چاه نفت و معمولاً بر حسب متر یا فوت اندازه‌گیری و گزارش می‌شود. هزینه حفاری با افزایش عمق چاه به‌صورت تصاعدی افزایش می‌یابد. با محاسبه این هزینه‌ها بر حسب ارزش پول سال پایه طی زمان، هزینه‌های واقعی حفاری محاسبه می‌شوند. در نهایت با تقسیم مقادیر مربوط به هر سال بر یک سال معین و ضرب در عدد ۱۰۰ شاخص هزینه حفاری محاسبه خواهد شد که در سال پایه عدد ۱۰۰ را خواهد داشت. یک نمونه از چنین شاخص‌هایی توسط چند آگوستین و دیگران (۲۰۰۶) در دانشگاه ام آی تی محاسبه شده است. در پژوهش دانشگاه ام آی تی سرانجام با استفاده از شاخص‌های هزینه برای عمق‌های متفاوت، یک شاخص ترکیبی به نام شاخص ترکیبی ام آی تی محاسبه شده است. در پژوهش حاضر از این شاخص به عنوان شاخص هزینه‌های حفاری استفاده خواهد شد.

ب. هزینه‌های تجهیزات و ماشین‌آلات

این هزینه‌ها شامل پرداخت بابت اقلامی مانند مخازن و لوله‌های انتقال سرچاهی، پمپ‌ها، تجهیزات سرچاهی، انواع فیلترها، ساختمان‌های مورد نیاز برای اسکان کارکنان، وسایل

۱. در این مقاله تنها هزینه‌های حفاری و استخراج در نظر گرفته شده است. با توجه به اینکه ذخایر کشف شده ثابت فرض شده‌اند، هزینه‌های توسعه و اکتشاف را در نظر نگرفته‌ایم.

حمل و نقل و غیره است. مقدار متوسطی از اقلام ذکر شده مورد نیاز برای هر چاه با هم جمع و بر اساس شاخص قیمت واقعی شده‌اند. سپس در قدم بعدی با تقسیم ارقام تمامی سال‌ها بر سال پایه و ضرب در عدد ۱۰۰، شاخص هزینه تجهیزات و ماشین‌آلات حاصل می‌شود. برای محاسبه این شاخص از هزینه‌های گزارش شده توسط مؤسسه اطلاعات انرژی آمریکا^۱ منتشر شده در سال ۲۰۱۰ استفاده شده است.

ج. هزینه‌های عملیاتی

این هزینه‌ها شامل حقوق و دستمزد کارکنان، هزینه‌های آب و انرژی مورد نیاز، ارتباطات، حمل و نقل و ... است. این شاخص نیز به روش ذکر شده در بالا ساخته می‌شود. اعداد محاسبه شده توسط EIA برای این شاخص در پژوهش حاضر استفاده می‌شوند.

در قدم آخر برای ساختن شاخص ترکیبی - که با عنوان index در تابع هزینه وارد خواهد شد - ابتدا هر سه شاخص را به سال پایه یکسانی محاسبه می‌کنیم. با توجه به اینکه بر اساس آمار مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی وزارت نفت به‌طور متوسط از کل هزینه‌های استخراج نفت، ۶۰ درصد هزینه حفاری، ۳۵ درصد هزینه تجهیزات و ۵ درصد هزینه‌های عملیاتی است، با وزن‌های اعلام شده از سه شاخص محاسبه شده میانگین وزنی گرفته و از شاخص ترکیبی محاسبه شده در تابع هزینه استفاده می‌کنیم.

در پژوهش حاضر، داده‌های در دسترس مربوط به هزینه‌های استخراج نفت؛ هزینه متوسط مربوط به تولید هر بشکه نفت طی دوره ۱۳۵۵ الی ۱۳۸۷ است، لذا برای هر سال با ضرب هزینه متوسط در کل تولید آن سال، هزینه کل برای هر سال محاسبه و مستقیماً تابع هزینه کل به صورت زیر تخمین زده می‌شود:

$$TC_t = C_1 \cdot (E_t)^{c_2} \cdot (S_t)^{c_3} \cdot (\text{index}_t)^{c_4}$$

S_t مقدار باقی مانده در منبع در ابتدای دوره t است که مقدار آن در سال ۱۳۵۵ را به عنوان ذخیره اولیه در نظر گرفته ایم و برای سال‌های بعدی میزان استخراج را از میزان نفت

1. US Energy Information Administration (EIA, 2010)

خام اولیه موجود در مخزن کسر کرده و مقدار باقی مانده در مخزن را به عنوان ذخیره موجود در مخزن برای سال بعد مورد استفاده قرار داده ایم. E_t مقدار استخراج طی سال t است و $Index_t$ نیز شاخص ترکیبی مربوط به هر سال است که توضیحات مربوط به آن در بخش پیشین شرح داده شد. مقدار ذخایر باقی مانده را بر حسب میادین فعال، که تولید از آنها صورت می گیرد در نظر گرفته شده است. مقدار تولید سالانه نیز از سایت بانک مرکزی مستقیماً در دسترس بوده است.

از این رابطه، با مشتق گیری رابطه هزینه نهایی برای هر سال به دست می آید:

$$MC_t = C_1 \cdot C_p \cdot S_t^{C_p} \cdot (index_t)^{C_p} \cdot E_t^{C_p-1}$$

که با توجه به برآورد شدن C_1 و C_p و C_p و معلوم بودن S_t و E_t ، مقدار هزینه نهایی قابل محاسبه خواهد بود و با استفاده از شرایط مرتبه اول حداکثر سازی سود مدل قابل حل خواهد شد.

پس از مشخص شدن طرف هزینه، در تابع سود به صورت:

$$\pi = TR - TC$$

لازم است تابع درآمد نیز مشخص شود. تابع درآمد به صورت $TR_t = P_t \cdot E_t$ است که در آن E_t مجهول و جواب نهایی مدل خواهد بود. پس برای حل الگو تنها لازم است که مقدار P_t یا قیمت نفت برای دوره مورد بررسی معین شود. سازمان های گوناگونی وجود دارند که با روش های مختلف قیمت نفت را پیش بینی می کنند. در نوشته حاضر برای قیمت های آتی نفت از روش پیش بینی های موجود استفاده نخواهد شد، بلکه ۳ روند یا سناریو قیمتی مختلف در نظر می گیریم و برای هر کدام به طور جداگانه جواب های مدل را معین خواهیم کرد.

۶. سناریوهای قیمت

در سناریو اول قیمت های نفت در سطح ۹۰ دلار برای ۲۰ سال آینده ثابت فرض می شوند.

در سناریو دوم فرض می‌شود که با شروع ۹۰ دلار برای قیمت نفت، هر سال ۲ دلار به قیمت‌ها افزوده می‌شود و در نتیجه در سال پایانی به عدد ۱۳۴ دلار در هر بشکه (بر حسب قیمت‌های واقعی) می‌رسد. شایان ذکر است که در مقاله پیش رو قیمت پیش بینی شده توسط EIA به عنوان سناریو قیمت حد وسط مورد نظر است و سناریو اول یک دلار (تقریباً یک درصد) پایین تر از آن و سناریو دوم یک دلار (تقریباً یک درصد) بالاتر از آن در نظر گرفته شده‌اند.

در سناریو سوم از پیش‌بینی‌های قیمتی انجام شده از سوی مؤسسه اطلاعات انرژی ایالات متحده^۱ (EIA) که در نشریه سالیانه انرژی چاپ سال ۲۰۱۱ موجود است استفاده می‌کنیم. این مؤسسه با توجه به عوامل بسیار متعدد همانند حجم ذخایر نفت موجود، سرعت اتمام آنها، شرایط سیاسی عرضه‌کنندگان نفت خام، رشد اقتصادی کشورهای مختلف جهان، پیش‌بینی رشد تقاضا برای انرژی، سرعت پیشرفت در انرژی‌های جایگزین و... یک مدل کلان برای عرضه و تقاضا و قیمت‌های انرژی در کل جهان تدوین کرده و متغیرهای مربوط به انرژی را تا سال ۲۰۳۵ پیش‌بینی کرده است. در این پیش‌بینی فرض شده که تقاضا برای انرژی با سرعت بیشتری نسبت به عرضه انرژی رشد خواهد کرد. پیش‌بینی‌های ارائه شده توسط EIA به وسیله بسیاری از فعالان اقتصادی و پژوهشگران دانشگاهی (همانند لیبی (۲۰۰۶) که تابع هزینه استفاده شده به وسیله او در قسمت قبل معرفی شد) مورد استناد و استفاده قرار می‌گیرد. قیمت‌های مورد استفاده در این مقاله مربوط به میانگینی از ۴۸ واحد تولیدی با کمترین قیمت هستند.

در آخرین مرحله و برای محاسبه سرمایه‌گذاری مورد نیاز در هر سال، با در نظر گرفتن نرخ استهلاک برابر با ۲.۵ درصد در سال (بر اساس مطالعه بهشتی و رحیمی، ۱۳۸۳) و داشتن اطلاعات مربوط به میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای استخراج هر بشکه نفت در خشکی و دریا فرض می‌شود که نسبت تولید نفت از دریا و خشکی به صورت آمار سال

1. US Energy Information Administration(2011)

۱۳۸۷ حفظ شود، در نتیجه در هر سال لازم است به اندازه افزایش تولید محاسبه شده، سرمایه گذاری برای افزایش ظرفیت تولید انجام شود و به میزان لازم برای حفظ سطح تولید قبلی، سرمایه گذاری جایگزینی انجام گیرد. با این محاسبات، سرمایه گذاری مورد نیاز بهینه در هر سال طی دوره ۲۰ ساله مورد بررسی - که هدف اصلی پژوهش حاضر است - معین خواهد شد.

۷. برآورد الگو

با استفاده از نرم افزار MICROFIT و به روش خود توضیح با وقفه های گسترده (ARDL)^۱ رابطه تابع هزینه کل به صورت:

$$TC_t = C_1 \cdot (E_t)^{C_2} \cdot (S_t)^{C_3} \cdot (\text{index}_t)^{C_4}$$

را برای داده های مربوط به دوره ۱۳۵۵ الی ۱۳۸۷ برآورد می کنیم. برای این امر نخست از طرفین لگاریتم می گیریم. داریم:

$$\ln(TC_t) = \ln C_1 + C_2 \ln(E_t) + C_3 \ln(S_t) + C_4 \ln(\text{index}_t)$$

با تخمین این رابطه C_2 و C_3 و C_4 به طور مستقیم محاسبه می شوند و C_1 پس از آنتی - لوگ گرفتن محاسبه خواهد شد. روش ARDL تعداد وقفه بهینه را برای تمامی متغیرهای صفر وقفه نشان می دهد (ARDL(0,0,0,0)). در این حالت، روش ARDL با روش OLS معادل خواهد بود.

متغیرهای $\ln S_t$ ، $\ln E_t$ ، $\ln TC_t$ و $\ln(\text{index}_t)$ با استفاده از آزمون ریشه واحد پایا نشان داده شده اند. ضمناً آزمون های مربوط به واریانس همسانی، تصریح درست مدل، خود همبستگی (دوربین واتسون) و نرمال بودن جملات اخلال و معنی دار بودن کل مدل و تک تک ضرایب محاسبه شده همگی حاکی از درستی مدل از نظر آزمون های اقتصادسنجی می باشند. خلاصه نتایج ناشی از تخمین، در جدول ۱ آمده است که همگی در سطح ۱ درصد معنی دار هستند. خروجی نرم افزار در پیوست مقاله موجود است. همچنین علامت

1. Autoregressive Distributed lags(ARDL)

ضرایب و علامت مشتق‌ها موافق انتظار هستند. و قیود تشریح شده برای تابع هزینه و ماتریس هشین برقرار هستند.

جدول ۱. نتایج تخمین مدل برای دوره ۱۳۸۷-۱۳۵۵

index	S _t	E _t	مقدار ثابت	متغیر
۰.۰۲۱۲۸۰	-۰.۱۸۱۸۹۶	۱.۸۹۶۲۰۵	-۲.۱۲۲۰۶۲	ضریب برآورد شده
۴.۰۵۳۲۲۹	-۱۳.۶۵۰۸۶	۶۶.۹۲۳۵	-۱۱.۳۱۱۲۹	آماره t
DW=۲.۳۰۶۱۰۱		R ² =۰.۹۹	RSS=۰.۰۰۰۵	

منبع: نتایج پژوهش

علامت‌های مربوط به مشتق‌های جزئی و همچنین عناصر ماتریس هشین مربوط به شرایط مرتبه دوم برای ماکزیمم همگی به شرح زیر موافق انتظار هستند.

$$TC_t = 0.119784 \cdot (E_t)^{1.896205} \cdot (S_t)^{-0.181896} \cdot (\text{index}_t)^{0.021280}$$

$$\frac{\partial TC}{\partial E_t} = 0.107351 [(E_t)^{0.896205} \cdot (S_t)^{-0.181896} \cdot (\text{index}_t)^{0.021280}] > 0$$

$$\frac{\partial^2 TC}{\partial S_t \partial E_t} = -0.01953 [(E_t)^{0.896205} \cdot (S_t)^{-1.181896} \cdot (\text{index}_t)^{0.021280}] < 0$$

$$\frac{\partial^2 TC}{\partial E_t^2} = 0.01114 [(E_t)^{-0.1038} \cdot (S_t)^{-1.181896} \cdot (\text{index}_t)^{0.021280}] > 0$$

$$\frac{\partial^2 TC}{\partial S_{t-1}^2} = 0.26136 [(E_t)^{1.896205} \cdot (S_t)^{-2.181896} \cdot (\text{index}_t)^{0.021280}] > 0$$

$$\frac{\partial^2 TC}{\partial E_t^2} \frac{\partial^2 TC}{\partial S_{t-1}^2} - \left(\frac{\partial^2 TC}{\partial S_t \partial E_t} \right)^2 = 0.002912 [(E_t)^{1.792405} \cdot (S_t)^{-3.36379} \cdot (\text{index}_t)^{0.04256}] -$$

$$0.000381$$

$$[(E_t)^{1.79241} \cdot (S_t)^{-2.3637192} \cdot (\text{index}_t)^{0.04256}] > 0$$

در نتیجه میزان تولید برآورد شده حداکثر کننده سود است و نتایج را می‌توان از نظر مبانی نظری الگوی تشریح شده قابل اتکا دانست.

نتایج مربوط به تولید بهینه روزانه برای سه سناریو مطرح شده مانند جدول‌های ارائه

شده است:

جدول ۲. پیش‌بینی تولید بهینه نفت خام طی دوره ۱۳۹۰-۱۴۱۱ بر اساس سناریو اول

تولید بهینه روزانه (میلیون بشکه)	تولید بهینه سالانه (میلیون بشکه)	سناریو قیمت ثابت	
۴.۰۰	۱۴۶۰.۰۰	۹۰	۱۳۹۰
۴.۹۶	۱۸۱۰.۵۷	۹۰	۱۳۹۱
۴.۹۳	۱۸۰۰.۳۴	۹۰	۱۳۹۲
۴.۹۰	۱۷۸۹.۹۵	۹۰	۱۳۹۳
۴.۸۸	۱۷۷۹.۳۹	۹۰	۱۳۹۴
۴.۸۵	۱۷۶۸.۶۶	۹۰	۱۳۹۵
۴.۸۲	۱۷۵۷.۷۵	۹۰	۱۳۹۶
۴.۷۹	۱۷۴۶.۶۴	۹۰	۱۳۹۷
۴.۷۵	۱۷۳۵.۳۵	۹۰	۱۳۹۸
۴.۷۲	۱۷۲۳.۸۴	۹۰	۱۳۹۹
۴.۶۹	۱۷۱۲.۱۲	۹۰	۱۴۰۰
۴.۶۶	۱۷۰۰.۱۸	۹۰	۱۴۰۱
۴.۶۲	۱۶۸۸.۰۱	۹۰	۱۴۰۲
۴.۵۹	۱۶۷۵.۵۸	۹۰	۱۴۰۳
۴.۵۶	۱۶۶۲.۹۰	۹۰	۱۴۰۴
۴.۵۲	۱۶۴۹.۹۶	۹۰	۱۴۰۵
۴.۴۸	۱۶۳۶.۷۲	۹۰	۱۴۰۶
۴.۴۵	۱۶۲۳.۱۹	۹۰	۱۴۰۷
۴.۴۱	۱۶۰۹.۳۴	۹۰	۱۴۰۸
۴.۳۷	۱۵۹۵.۱۵	۹۰	۱۴۰۹
۴.۳۳	۱۵۸۰.۶۱	۹۰	۱۴۱۰
۴.۲۹	۱۵۶۵.۶۹	۹۰	۱۴۱۱

منبع: محاسبات پژوهش

برآورد تولید بهینه نفت خام ایران و سرمایه گذاری مورد نیاز سالیانه برای افق بیست ساله ۲۵

جدول ۳. پیش بینی تولید بهینه نفت خام طی دوره ۱۴۱۱-۱۳۹۰ بر اساس سناریو دوم

تولید بهینه روزانه (میلیون بشکه)	تولید بهینه سالانه (میلیون بشکه)	سناریو قیمتی دوم	
۴.۰۰	۱۴۶۰.۰۰	۹۰	۱۳۹۰
۵.۴۱	۱۹۷۳.۴۴	۹۲	۱۳۹۱
۵.۸۲	۲۱۲۴.۵۷	۹۴	۱۳۹۲
۶.۲۳	۲۲۷۳.۵۶	۹۶	۱۳۹۳
۶.۶۳	۲۴۱۹.۸۸	۹۸	۱۳۹۴
۷.۰۲	۲۵۶۲.۹۸	۱۰۰	۱۳۹۵
۷.۴۰	۲۷۰۲.۲۵	۱۰۲	۱۳۹۶
۷.۷۷	۲۸۳۷.۰۳	۱۰۴	۱۳۹۷
۸.۱۳	۲۹۶۶.۵۹	۱۰۶	۱۳۹۸
۸.۴۷	۳۰۹۰.۰۹	۱۰۸	۱۳۹۹
۸.۷۹	۳۲۰۶.۵۷	۱۱۰	۱۴۰۰
۹.۰۸	۳۳۱۴.۹۲	۱۱۲	۱۴۰۱
۹.۳۵	۳۴۱۳.۸۵	۱۱۴	۱۴۰۲
۹.۵۹	۳۵۰۱.۷۵	۱۱۶	۱۴۰۳
۹.۸۰	۳۵۷۶.۶۸	۱۱۸	۱۴۰۴
۹.۹۶	۳۶۳۶.۱۸	۱۲۰	۱۴۰۵
۱۰.۰۷	۳۶۷۷.۰۴	۱۲۲	۱۴۰۶
۱۰.۱۲	۳۶۹۴.۸۸	۱۲۴	۱۴۰۷
۱۰.۰۹	۳۶۸۳.۴۹	۱۲۶	۱۴۰۸
۹.۹۵	۳۶۳۳.۴۰	۱۲۸	۱۴۰۹
۹.۶۷	۳۵۲۸.۷۴	۱۳۰	۱۴۱۰
۹.۱۵	۳۳۳۸.۶۲	۱۳۲	۱۴۱۱

منبع: محاسبات پژوهش

جدول ۴. پیش بینی تولید بهینه نفت خام طی دوره ۱۴۱۱-۱۳۹۰ بر اساس سناریو سوم

تولید روزانه (میلیون بشکه)	تولید بهینه سالانه (میلیون بشکه)	سناریو قیمتی سوم	
۴	۱۴۶۰	۹۱.۶۲	۱۳۹۰
۵.۳۲۱۶	۱۹۴۲.۴	۹۲.۶۲۷۸۲	۱۳۹۱
۵.۵۰۸۸	۲۰۱۲.۶	۹۳.۶۴۶۷۲۶۰۲	۱۳۹۲
۵.۶۹۴۲	۲۰۸۲.۳	۹۴.۶۷۶۸۴۰۰۱	۱۳۹۳
۵.۸۱۷۵	۲۱۵۱.۳	۹۵.۷۱۸۲۸۵۲	۱۳۹۴
۶.۰۵۸	۲۲۱۹.۴	۹۶.۷۷۱۱۸۶۳۸	۱۳۹۵
۶.۲۳۵۴	۲۲۸۶.۵	۹۷.۸۳۵۶۶۹۴۳	۱۳۹۶
۶.۴۰۹	۲۳۵۲.۴	۹۸.۹۱۱۸۶۱۸	۱۳۹۷
۶.۵۷۸۲	۲۴۱۶.۷	۹۹.۹۹۹۸۹۲۲۸	۱۳۹۸
۶.۷۴۲۲	۲۴۷۹.۳	۱۰۱.۰۹۹۸۹۱۱	۱۳۹۹
۶.۹۰۰۳	۲۵۳۹.۸	۱۰۲.۲۱۱۹۸۹۹	۱۴۰۰
۷.۰۵۱۴	۲۵۹۷.۸	۱۰۳.۳۳۶۳۲۱۸	۱۴۰۱
۷.۱۹۴۶	۲۶۵۳	۱۰۴.۴۷۳۰۲۱۳	۱۴۰۲
۷.۳۲۸۵	۲۷۰۴.۹	۱۰۵.۶۲۲۲۲۴۶	۱۴۰۳
۷.۴۵۱۷	۲۷۵۳	۱۰۶.۷۸۴۰۶۹	۱۴۰۴
۷.۵۶۲۵	۲۷۹۶.۵	۱۰۷.۹۵۸۶۹۳۸	۱۴۰۵
۷.۶۵۸۸	۲۸۳۴.۸	۱۰۹.۱۴۶۲۳۹۴	۱۴۰۶
۷.۷۳۸۲	۲۸۶۶.۸	۱۱۰.۳۴۶۸۴	۱۴۰۷
۷.۷۹۷۴	۲۸۹۱.۵	۱۱۱.۵۶۰۶۶۳	۱۴۰۸
۷.۸۳۲۸	۲۹۰۷.۳	۱۱۲.۷۸۷۸۳۰۷	۱۴۰۹
۷.۸۳۹۱	۲۹۱۲.۳	۱۱۴.۰۲۸۴۹۶۸	۱۴۱۰

منبع: محاسبات پژوهش

سرمایه گذاری مورد نیاز سالیانه برای رسیدن به هر سطح تولید در سناریوهای مطرح شده به شرح جدول زیر است:

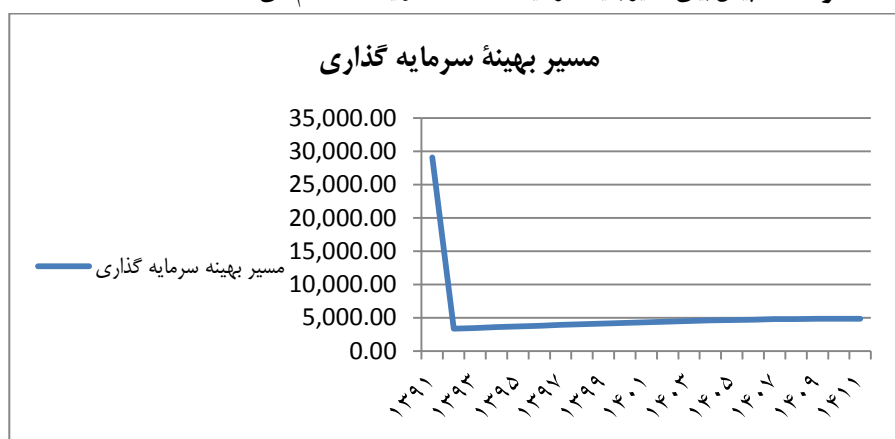
جدول ۵. سرمایه گذاری مورد نیاز در سناریوهای مختلف

سرمایه گذاری سالانه مورد نیاز به میلیون دلار			
سناریو سوم	سناریو دوم	سناریو اول	
۲۹۰۵۴.۳۵	۳۱۱۷۰.۲۹	۲۰۰۷۴.۶۷	۱۳۹۱
۳۳۴۴.۲۰	۳۵۳۰.۲۸	۲۹۹۱.۵۳	۱۳۹۲
۳۴۵۹.۹۹	۳۷۷۷.۸۴	۲۹۷۴.۲۶	۱۳۹۳
۳۵۷۴.۶۵	۴۰۲۰.۹۸	۲۹۵۶.۷۲	۱۳۹۴
۳۶۸۷.۹۰	۴۲۵۸.۷۵	۲۹۳۸.۸۸	۱۳۹۵
۳۷۹۹.۴۲	۴۴۹۰.۱۷	۲۹۲۰.۷۵	۱۳۹۶
۳۹۰۸.۸۳	۴۷۱۴.۱۴	۲۹۰۲.۳۰	۱۳۹۷
۴۰۱۵.۷۵	۴۹۲۹.۴۱	۲۸۸۳.۵۳	۱۳۹۸
۴۱۱۹.۷۲	۵۱۳۴.۶۲	۲۸۶۴.۴۱	۱۳۹۹
۴۲۲۰.۲۲	۵۳۲۸.۱۷	۲۸۴۴.۹۴	۱۴۰۰
۴۳۱۶.۶۸	۵۵۰۸.۲۲	۲۸۲۵.۱۰	۱۴۰۱
۴۴۰۸.۴۱	۵۶۷۲.۵۹	۲۸۰۴.۸۶	۱۴۰۲
۴۴۹۴.۶۴	۵۸۱۸.۶۶	۲۷۸۴.۲۲	۱۴۰۳
۴۵۷۴.۴۷	۵۹۴۳.۱۷	۲۷۶۳.۱۶	۱۴۰۴
۴۶۴۶.۸۰	۶۰۴۲.۰۴	۲۷۴۱.۶۴	۱۴۰۵
۴۷۱۰.۳۷	۶۱۰۹.۹۳	۲۷۱۹.۶۵	۱۴۰۶
۴۷۶۳.۶۰	۶۱۳۹.۵۷	۲۶۹۷.۱۶	۱۴۰۷
۴۸۰۴.۵۶	۶۱۲۰.۶۵	۲۶۷۴.۱۴	۱۴۰۸
۴۸۳۰.۸۳	۶۰۳۷.۴۱	۲۶۵۰.۵۷	۱۴۰۹
۴۸۳۹.۲۴	۵۸۶۳.۵۰	۲۶۲۶.۴۱	۱۴۱۰
۴۸۲۵.۵۸	۵۵۴۷.۶۱	۲۶۰۱.۶۳	۱۴۱۱

منبع: محاسبات پژوهش

اگر مبنای پیش‌بینی را قیمت‌های EIA قرار دهیم، مسیر بهینه سرمایه‌گذاری مانند نمودار خواهد بود. توجه داریم که به دلیل کمتر بودن تولید جاری از سطح بهینه در سال اول حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز بیش از سال‌های بعدی و بالاتر از روند کلی است (نزدیک به ۳۰ میلیارد دلار). با توجه به این سناریو، تولید بهینه در سال ۱۴۱۱، ۷.۸ میلیون بشکه در روز و سرمایه‌گذاری سالانه برای این سال ۵ میلیارد دلار خواهد بود.

نمودار ۱. پیش‌بینی مسیر بهینه سرمایه‌گذاری در تولید نفت خام طی سال‌های ۱۳۹۰-۱۴۱۱



۸. نتیجه‌گیری

در این مقاله، مقدار سرمایه‌گذاری مورد نیاز در بخش تولید نفت خام برای رسیدن به تولید حداکثر کننده سود با توجه به فروض مدل و سناریوهای قیمتی محاسبه شد. اگر از بین سناریوهای قیمتی، سناریو دوم (EIA) را مد نظر قرار دهیم، مشاهده می‌کنیم که سرمایه‌گذاری ۳۰ میلیارد دلاری برای رسیدن به تولید مورد نظر در این سناریو مورد نیاز است. این رقم نسبتاً بالا به دلیل اختلاف ۱/۴۰۰/۰۰۰ بشکه‌ای بین تولید واقعی و تولید پیشنهاد شده در این مقاله است. پس از رسیدن به تولید مورد نظر، میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای سال ۱۴۱۱ نزدیک به ۵ میلیارد دلار است. با توجه به اینکه تولید محقق شده از تولید بهینه (به مفهومی که در این مقاله معرفی شده است) کمتر است، توصیه اقتصادی

این است که شکاف موجود هرچه سریع تر بسته شود؛ البته در صورت وجود محدودیت در منابع و عدم امکان جذب سرمایه گذار خارجی، می توان حالتی را در نظر گرفت که در آن این سرمایه گذاری به صورت پلکانی و طی چند سال انجام شود. نکته مهم این است که تأخیر در رسیدن به سطح تولید بهینه به مفهوم تحمل زیان اقتصادی است.

۹. پیوست

Dependent Variable: LTC
 Method: Least Squares
 Date: 08/31/11 Time: 16:30
 Sample: 1355 1387
 Included observations: 33

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficien t	
0.0000	-13.65086	0.013325	-0.181896	LS
0.0003	4.053229	0.005250	0.021280	LINDEX
0.0000	660.9235	0.002869	1.896205	LE
0.0000	-11.31129	0.187606	-2.122062	C
9.334577	Mean dependent var	0.999952	R-squared	
0.577320	S.D. dependent var	0.999948	Adjusted R-squared	
-8.003348	Akaike info criterion	0.004181	S.E. of regression	
-7.821953	Schwarz criterion	0.000507	Sum squared resid	
-7.942314	Hannan-Quinn criter.	136.0552	Log likelihood	
2.306101	Durbin-Watson stat	203373.0	F-statistic	
		0.000000	Prob(F-statistic)	

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

0.2272	Prob. F(2,27)	1.566314	F-statistic
0.1799	Prob. Chi-Square(2)	3.430724	Obs*R-squared

Test Equation:
 Dependent Variable: RESID
 Method: Least Squares

Date: 08/31/11 Time: 16:30
 Sample: 1355 1387
 Included observations: 33
 Presample missing value lagged residuals set to zero.

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficien t	
0.7054	0.382012	0.013396	0.005117	LS
0.7171	0.366191	0.005275	0.001932	LINDEX
0.6902	0.402947	0.002911	0.001173	LE
0.6888	-0.404879	0.189293	-0.076641	C
0.2442	-1.190633	0.189568	-0.225706	RESID(-1)
0.1562	-1.458480	0.207075	-0.302015	RESID(-2)
2.11E-15	Mean dependent var	0.103961	R-squared	
0.003980	S.D. dependent var	-0.061972	Adjusted R-squared	
-7.991907	Akaike info criterion	0.004102	S.E. of regression	
-7.719815	Schwarz criterion	0.000454	Sum squared resid	
-7.900356	Hannan-Quinn criter.	137.8665	Log likelihood	
2.060824	Durbin-Watson stat	0.626526	F-statistic	
		0.680935	Prob(F-statistic)	

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey

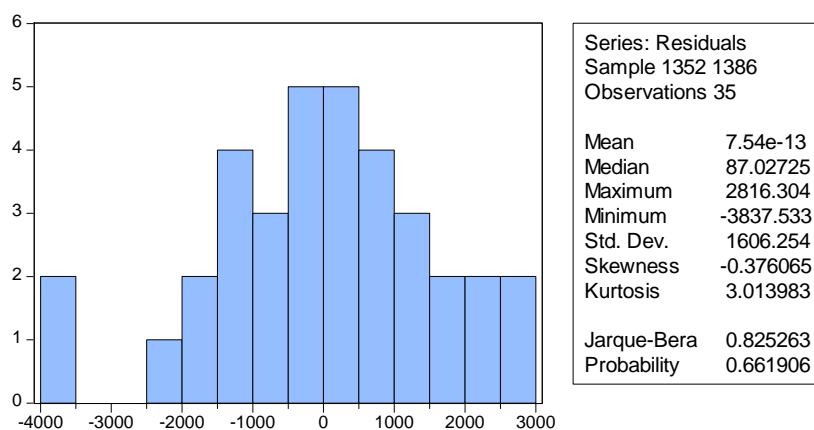
0.1816	Prob. F(3,29)	1.735775	F-statistic
0.1701	Prob. Chi-Square(3)	5.023535	Obs*R-squared
0.5927	Prob. Chi-Square(3)	1.903556	Scaled explained SS

Test Equation:
 Dependent Variable: RESID^2
 Method: Least Squares
 Date: 08/31/11 Time: 16:31
 Sample: 1355 1387
 Included observations: 33

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficien t	
0.1132	1.633257	0.000671	0.001095	C

0.1132	-1.633530	4.76E-05	-7.78E-05	LS
0.4217	-0.814976	1.88E-05	-1.53E-05	LINDEX
0.1288	-1.563591	1.03E-05	-1.60E-05	LE

1.54E-05	Mean dependent var	0.152228	R-squared
1.55E-05	S.D. dependent var	0.064528	Adjusted R-squared
-19.27098	Akaike info criterion	1.49E-05	S.E. of regression
-19.08959	Schwarz criterion	6.48E-09	Sum squared resid
-19.20995	Hannan-Quinn criter.	321.9712	Log likelihood
1.631535	Durbin-Watson stat	1.735775	F-statistic
		0.181610	Prob(F-statistic)



Null Hypothesis: LE has a unit root
Exogenous: Constant
Lag Length: 4 (Automatic based on SIC, MAXLAG=8)

Prob.*	t-Statistic	
0.6482	-1.227036	Augmented Dickey-Fuller test statistic
	-3.689194	1% level Test critical values:
	-2.971853	5% level
	-2.625121	10% level

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LE)
 Method: Least Squares
 Date: 08/31/11 Time: 16:37
 Sample (adjusted): 1360 1387
 Included observations: 28 after adjustments

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficien t	
0.2328	-1.227036	0.095632	-0.117344	LE(-1)
0.1932	1.342246	0.102007	0.136918	D(LE(-1))
0.0004	-4.166883	0.105512	-0.439655	D(LE(-2))
0.2576	1.162152	0.091843	0.106736	D(LE(-3))
0.0538	-2.037147	0.092740	-0.188925	D(LE(-4))
0.2184	1.266943	0.672479	0.851993	C
0.031410	Mean dependent var	0.624453	R-squared	
0.137180	S.D. dependent var	0.539101	Adjusted R-squared	
-1.722212	Akaike info criterion	0.093131	S.E. of regression	
-1.436740	Schwarz criterion	0.190814	Sum squared resid	
-1.634940	Hannan-Quinn criter.	30.11097	Log likelihood	
2.628557	Durbin-Watson stat	7.316235	F-statistic	
		0.000359	Prob(F-statistic)	

Null Hypothesis: LINDEX has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 0 (Automatic based on SIC, MAXLAG=8)

Prob.*	t-Statistic	
0.8541	-0.612673	Augmented Dickey-Fuller test statistic
	-3.653730	1% level Test critical values:
	-2.957110	5% level
	-2.617434	10% level

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LINDEX)
 Method: Least Squares
 Date: 08/31/11 Time: 16:37
 Sample (adjusted): 1356 1387
 Included observations: 32 after adjustments

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficien t	
0.5447	-0.612673	0.052420	-0.032116	LINDEX(-1)
0.4632	0.743094	0.269397	0.200188	C
0.035397	Mean dependent var	0.012358	R-squared	
0.084865	S.D. dependent var	-0.020564	Adjusted R-squared	
-2.014699	Akaike info criterion	0.085733	S.E. of regression	
-1.923091	Schwarz criterion	0.220504	Sum squared resid	
-1.984334	Hannan-Quinn criter.	34.23519	Log likelihood	
1.159085	Durbin-Watson stat	0.375368	F-statistic	
		0.544709	Prob(F-statistic)	

Null Hypothesis: LS has a unit root
 Exogenous: Constant
 Lag Length: 1 (Automatic based on SIC, MAXLAG=8)

Prob.*	t-Statistic	
1.0000	3.959642	Augmented Dickey-Fuller test statistic
	-3.661661	1% level Test critical values:
	-2.960411	5% level
	-2.619160	10% level

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation
 Dependent Variable: D(LS)
 Method: Least Squares
 Date: 08/31/11 Time: 16:37
 Sample (adjusted): 1357 1387
 Included observations: 31 after adjustments

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficient	
0.0005	3.959642	0.003099	0.012273	LS(-1)
0.0000	7.921119	0.087083	0.689797	D(LS(-1))
0.0004	-3.998031	0.036091	-0.144291	C
-0.013683	Mean dependent var	0.865730	R-squared	
0.004231	S.D. dependent var	0.856139	Adjusted R-squared	
-9.940029	Akaike info criterion	0.001605	S.E. of regression	
-9.801257	Schwarz criterion	7.21E-05	Sum squared resid	
-9.894793	Hannan-Quinn criter.	157.0705	Log likelihood	
1.721794	Durbin-Watson stat	90.26736	F-statistic	
		0.000000	Prob(F-statistic)	

Null Hypothesis: LTC has a unit root

Exogenous: Constant

Lag Length: 4 (Automatic based on SIC, MAXLAG=8)

Prob.*	t-Statistic		
0.6845	-1.141884	Augmented Dickey-Fuller test statistic	
	-3.689194	1% level	Test critical values:
	-2.971853	5% level	
	-2.625121	10% level	

*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LTC)

Method: Least Squares

Date: 08/31/11 Time: 16:38

Sample (adjusted): 1360 1387

Included observations: 28 after adjustments

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficient	
0.2658	-1.141884	0.091637	-0.104638	LTC(-1)
0.2152	1.276255	0.102185	0.130414	D(LTC(-1))
0.0003	-4.262434	0.105433	-0.449400	D(LTC(-2))
0.2594	1.157821	0.092553	0.107160	D(LTC(-3))

0.0460	-2.115172	0.093352	-0.197456	D(LTC(-4))
0.2402	1.207131	0.847420	1.022948	C

0.062496	Mean dependent var	0.621956	R-squared
0.261458	S.D. dependent var	0.536037	Adjusted R-squared
-0.425629	Akaike info criterion	0.178092	S.E. of regression
-0.140156	Schwarz criterion	0.697765	Sum squared resid
-0.338357	Hannan-Quinn criter.	11.95880	Log likelihood
2.646774	Durbin-Watson stat	7.238862	F-statistic
		0.000384	Prob(F-statistic)

Ramsey RESET Test:

0.8556	Prob. F(2,27)	0.156859	F-statistic
0.8265	Prob. Chi-Square(2)	0.381223	Log likelihood ratio

Test Equation:

Dependent Variable: LTC

Method: Least Squares

Date: 08/31/11 Time: 16:46

Sample: 1355 1387

Included observations: 33

Prob.	t-Statistic	Std. Error	Coefficien t	
0.0465	-2.086806	0.115423	-0.240865	LS
0.0628	1.940742	0.014080	0.027325	LINDEX
0.0395	2.163306	1.140991	2.468311	LE
0.2444	-1.189901	3.028803	-3.603977	C
0.6158	-0.507616	0.066704	-0.033860	FITTED^2
0.6119	0.513280	0.002453	0.001259	FITTED^3

9.334577	Mean dependent var	0.999953	R-squared
0.577320	S.D. dependent var	0.999944	Adjusted R-squared
-7.893688	Akaike info criterion	0.004308	S.E. of regression
-7.621595	Schwarz criterion	0.000501	Sum squared resid
-7.802137	Hannan-Quinn criter.	136.2458	Log likelihood
2.290146	Durbin-Watson stat	114928.5	F-statistic
		0.000000	Prob(F-statistic)

۱۰. منابع

بهشتی دهکردی، علی و غلامعلی رحیمی (۱۳۸۳)، گزارش الزامات سرمایه‌گذاری در عرصه‌های تولید نفت خام و گاز طبیعی در کشور طی دو دهه آینده، گروه پژوهشی عرضه و تقاضا و بازارهای انرژی و تحولات بازار، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، وزارت نفت.

ترازنامه انرژی، وزارت نیرو، سال‌های مختلف.

ترازنامه بانک مرکزی، سال‌های مختلف.

ترازنامه هیدروکربوری کشور، مؤسسه بین‌المللی مطالعات انرژی، وزارت نفت، سال‌های مختلف.

یزدی زاده، محمد (۱۳۷۰)، بررسی امکانات افزایش درآمد نفت اپک، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی.

Ayed Al-Qahtani, Edward Balistreri, and Carol A. Dahl (2008), *A Model for the Global Oil Market: Optimal Oil Production Levels for Saudi Arabia*, Presented at the IAEE and Istanbul.

Augustine Chad, Jefferson W. Tester and Brian Anderson (2006), *A Comparison of Geothermal with Oil and Gas Well Drilling Costs*, Chemical Engineering Department, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Stanford, California.

Allen V. Knees, & James B. Sweeney (editors) (2006), *Handbook of Natural Resource and Energy Economics*, Vol 3, Series editors: Kenneth J. Arrow & Micheal D. Intriligator, Elsevier 3th print, Netherlands.

Annual Energy Outlook 2011, U.S. Energy Information Administration.

Attansi, Emil and Philip Freeman (2004), "Oil and Natural Gas: Economics of Exploration", *Encyclopedia of Energy*, Elsevier, Vol.4, pp 535-547.

BP Statistical Review of world energy (2009-2010), June.

Dahl, Carol A. and Yücel, Mine (1991), "Testing Alternative Hypothesis of Oil Producer Behavior," *Energy Journal*, 12(4):117-138.

Hotelling, Harold (1931), "The Economics of Exhaustible Resources", *Journal of Political Economy*, 39(2) pp. 137-175.

Jansen J. D. & Currie P. k. (2004), "Modeling and Optimization of Oil and Gas Production Systems" , *Section Petroleum Engineering*, Version 5c, March.

Pindyck, Robert (1978), "The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources", *Journal of Political Economy* 86 (5) October 841-861.

Solow, Robert, and F.Y. Wan (1976), "Extraction Costs in the Theory of Exhaustible Resources", *Bell Journal of Economics* 17 (2) (Autumn) 359-370.

Wayne Leighty (2008), "Modeling of Energy Production Decisions: An Alaska Oil Case Study, Institute of Transportation Studies", *University of California*, Davis, September 8.

www.cbi.ir

www.eia.org

www.opec.org

Zheng Yuhua and Luo Dongkun (2009), "Investment Optimization in Oil and Gas Plays", *Petroleum Exploration and Development*, Volume 36, Issue 4, August.