پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال چهارم، شماره ۱۳، زمستان ۱۳۹۳، صفحات ۲۲۰- ۱۹۱

# الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه - مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران

**وحید قربانی پاشاکلایی[۱]، مرتضی خورسندی[۲]، تیمور محمدی[۳]، شهلا خالقی[۴]**
**عباس شاکری[۵]، سید تقی ابطحی فروشانی[۶]**

تاریخ دریافت: ۱۳۹۳/۰۷/۲۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۳/۱۱/۱۳

## چکیده

شوک‌های نفتی دهه ۷۰ میلادی، یکی از عوامل مهم در افزایش اهمیت بهره برداری بهینه از منابع نفتی بشمار می‌روند، بطوریکه از بعد اقتصادی نظریه هتلینگ (۱۹۳۱) در این سالها مجددا توسط اقتصاد دانان مورد بازبینی و از بعد فنی روشهای بهبود بازیافت نفت (*EOR*) مورد توجه قرار گرفت. بهره برداری بهینه از دید فنی روشهای بهبود بازیافت نفت (*EOR*) را با توجه به حداکثر نرخ کارا (*MER*) مدنظر دارد و از دید اقتصادی نیز حداکثر سود تنزیل شده با توجه به شرایط بازار را جستجو می‌کند. ترکیب جنبه های فنی و اقتصادی فوق می‌تواند مفهوم الگوی بهره‌برداری بهینه را شکل دهد. در این مطالعه، موضوع فوق برای یکی از میادین جنوب غرب کشور که گاز طبیعی بصورت فرایند غیرامتزاجی در آن تزریق می شود، بررسی شده است. بدین منظور از مدل کنترل بهینه جهت حداکثر سازی سود تنزیل شده استفاده شده است و در راستای برآورده کردن شرط حداکثر نرخ کارا محدودیت های فنی تولید نیز منظور شده است. نتایج مطالعه فوق نشان داده که اولاً هزینه تولید میدان فوق با کاهش ذخائر باقیمانده افزایش می‌یابد و ثانیاً الگوی بهره‌برداری بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده به طوری که کاهش وابستگی دولت به درآمدهای نفتی منجر به برداشت متوازن‌تر از میدان و در غیر این صورت به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی عمر میدان منجر خواهد شد. نتایج سناریوهای مختلف نرخ تنزیل همچنین حاکی از آن بوده که از نرخ تنزیل ۱۰ درصد به بالا، تولید بهینه به سه سناریو قیمتی تعریف شده در مطالعه، وابسته نیست.

**طبقه‌بندی JEL:** *C13 ،C61 ،D21,D92*

**واژه‌های کلیدی:** نرخ تنزیل، بهبود بازیافت نفت، حداکثر نرخ کارا، کنترل بهینه

---

۱- دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبایی (نویسنده مسئول)
ghp.vahid@gmail.com
۲- عضو هیئت علمی گروه اقتصاد انرژی دانشگاه علامه طباطبایی
mkhorsandi57@yahoo.com
۳- عضو هیئت علمی گروه اقتصاد نظری دانشگاه علامه طباطبایی
atmahamadi@gmail.com
۴- رئیس امور تدوین برنامه های بلندمدت، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران
Kh_shahla@yahoo.com
۵- عضو هیئت علمی گروه اقتصاد نظری دانشگاه علامه طباطبایی
shakeri.abbas@gmail.com
۶- کارشناس ارشد مهندسی نفت- شرکت ملی نفت ایران
stabtahi@yahoo.com

## ۱- مقدمه

مدیریت مصرف منابع انرژی و بهره برداری بهینه از منابع نفتی، دو موضوعی بوده که پس از شوک‌های نفتی در دهه ۷۰ میلادی در اولویت سیاستگذاری های انرژی در سطوح بین‌المللی، منطقه‌ای و ملی قرار گرفت. در بحث بهره برداری بهینه از منابع نفتی به دو شکل این مسئله اهمیت یافت. از یک سو وقوع شوک‌های افزایشی قیمت نفت انگیزه جدیدی را برای تولیدکنندگان در جهت تولید بیشتر از نفت در جا بواسطه روش‌های بهبود بازیافت نفت ($EOR$)[1] را فراهم نمود و از سوی دیگر نحوه استخراج بهینه در طول عمر مخزن مورد بررسی قرارگرفت به طوری که نظریه هتلینگ (۱۹۳۱) در این دهه پس از چهل سال مجددا مورد بازبینی و بحث قرار گرفت. نظریه فوق با نگاهی اقتصادی در پی توضیح دهی تولید و قیمت منابع تجدید ناپذیر بوده است. به این صورت که با فرض ثابت بودن هزینه نهایی استخراج و ثابت بودن تکنولوژی، تولیدکننده همواره با در نظر گرفتن نرخ رشد قیمت و مقایسه آن با نرخ بهره اقدام به استخراج می‌کند.

تلاش‌های بعدی محققان در حوزه نفت و انرژی، در پی نزدیک کردن این نظریه به واقعیات اقتصاد نفت بوده است به طوری که پیندیک[2] (۱۹۷۸) در مطالعه خود ثابت نبودن میزان ذخائر از نظر اقتصادی را مطرح می‌کند و با اضافه کردن این نکته، مقدار بهینه تولید را در شرایط تولید انحصاری و رقابتی استخراج می‌کند. پیندیک (۱۹۸۳) در مطالعه دیگری شرط تصادفی بودن فرایند قیمت نفت را به مدل اضافه کرد.

چریان و همکاران[3] (۱۹۹۸) نیز نتایج پیندیک را تایید و نشان داده‌اند که مسیر تولید بهینه منابع تجدیدناپذیر همراه با قیمت‌های قطعی و هزینه نهایی ثابت نتایج گمراه‌کننده‌ای را در پی خواهد داشت. در ادامه فرزین[4] (۱۹۸۴) اهمیت نرخ تنزیل را در مدل هتلینگ مطرح و نشان می‌دهد که تغییرات در نرخ تنزیل منجر به نتایج

1- Enhanced Oil Recovery
2- Pindyck, R.
3- Cherian, J., Patel, J., Khripko, I.
4- Y. HosseinFarzin

متفاوتی در مقدار استخراج می‌شود و لزوماً نرخ تنزیل بالاتر منجر به برداشت سریع‌تر از ذخائر نمی‌شود. ادلمن[1] (۱۹۸۶) مسئله نرخ تنزیل را در مدل هتلینگ عمیق‌تر بررسی و مطرح می‌کند که نرخ تنزیل برای کشورهای مختلف متفاوت است. خلعتبری[2] (۱۹۷۷) تأثیر رقابت ناقص را بر فرایند استخراج مطرح کرد و لین[3] (۲۰۰۴) و (۲۰۰۹) شرایط رقابتی و انحصاری بازار جهانی نفت را در محاسبات تولید بهینه لحاظ کرد و الکساندرف و همکاران[4] (۲۰۱۳) مدلی کاملاً تصادفی را برای تولید بهینه ارائه داده‌اند.

بررسی مطالعات فوق نشان می دهد که نظریه هتلینگ در طول چند دهه اخیر در راستای مفاهیم اقتصادی کامل‌تر شده ولی این نظریه همچنان نمی‌تواند چندان منطبق بر واقعیت تولید باشد زیرا یکی از مهم‌ترین جنبه‌های مهندسی تولید نفت، توجه به حداکثر نرخ کارا ($MER$)[5] است که در مطالعات تجربی چندان به آن پرداخته نشده بود. این نرخ با توجه واقعیات مهندسی قابل تعریف می باشد و حداکثر نرخ تولید در عمر مخزن است که به حداکثر بازیافت نهایی منجر خواهد شد (هین[6]، ۲۰۰۱).

حداکثر نرخ کارا و ارتباط نرخ تولید با فشار مخزن و تولید تجمعی در مطالعات امیت[7] (۱۹۸۵)، اهلر[8] (۱۹۷۷)، لیورنویس[9] (۱۹۸۷) مورد توجه قرار گرفته است. بلک و لافرانس[10] (۱۹۹۸) و ماسون و ولد[11] (۲۰۱۳)، حداکثر نرخ کارا را در مدلسازی عرضه نفت در نظر گرفته و بطور مشخص این موضوع را در تئوری هتلینگ گنجاندند. در مطالعات تجربی، موضوع فوق مورد بررسی مشخص قرار نگرفته و تنها در مطالعه لیتلی

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1- Adelman, M. A.
2- Khalatbari F.
3- Cynthia Lin
4- Aleksandrov, N. Espinoza, R.,Gyurko, L.
5- Maximum Efficient rate
6- Hyne, Norman J.
7- Amit
8- Uhler
9- Livernois
10- Blackand LaFrance
11- Mason Charles F. and Veld, Klaas Van 't

و لین[1] (۲۰۱۲) و قندی و لین[2](۲۰۱۲)، مولفان نرخ تولید را بواسط محدودیت‌های هزینه‌ای و مالی محدود کردند.

همانطور که بیان گردید، حداکثر سود تنزیل شده میدان باید شرایط حداکثر نرخ کارای فنی را برآورده نماید. از این روی در این مطالعه تلاش شده است تا در راستای بهره برداری بهینه از میادین نفتی، بررسی و تحقیق بر روی یکی از میادین جنوب غرب کشور صورت پذیرد.

در مطالعه فوق، ابتدا هزینه استخراج نفت و تزریق گاز محاسبه و سپس تابع هزینه به صورت نمایی، تابعی از ذخائر باقیمانده میدان در نظر گرفته شده و به روش حداقل مربعات معمولی ($OLS$)[3] تخمین زده شده است. همچنین برای قیمت نفت و نرخ تنزیل، سناریوهایی در نظر گرفته شده است. برای قیمت نفت از سه سناریو $EIA$[4] استفاده شده و برای نرخ تنزیل، چهار نرخ متفاوت مورد آزمون قرار گرفته است. نهایتاً نیز تابع هدفی که حداکثر کننده سود تنزیل شده تولیدکننده در طی دوره ۲۰۳۰-۱۹۹۰ است با در نظر گرفتن قیدهای فیزیکی تولید در هر دوره که در راستای اصل حداکثر سازی نرخ کارا بوده، در قالب یک مدل کنترل بهینه، به روش عددی بلمن محاسبه شده است.

تفاوت مطالعه حاضر با سایر مطالعات این حوزه شامل: اول، برآورد تابع هزینه میدان که هزینه های تزریق گاز را نیز در نظر می گیرد و دوم، محدود کردن تولید میدان با استفاده از محدودیت هایی که مبتنی بر توانایی میدان و در راستای مفهوم حداکثر نرخ کارای تولید بوده، است. نتایج مطالعه نشان داده که تابع هزینه بطور معکوس با ذخائر باقیمانده در ارتباط بوده است؛ نتایج سناریو های مختلف نرخ تنزیل و سناریوهای مختلف قیمت نفت نشان داده که اولاً الگوی بهره‌بردای بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده به طوری که کاهش وابستگی دولت به درآمدهای نفتی (کاهش نرخ

1- Leighty. W., Lin C.Y.
2- Ghandi and Lin
3- Ordinary Least Square
4- Energy Information Administration

رجحان زمانی) منجر به برداشت متوازن‌تر و صیانتی‌تر[1] از میدان و در غیر این صورت به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی عمر میدان منجر خواهد شد. ثانیاً از نرخ تنزیل ۱۰ درصد به بالا، تولید بهینه به سناریوهای قیمتی وابسته نیست .

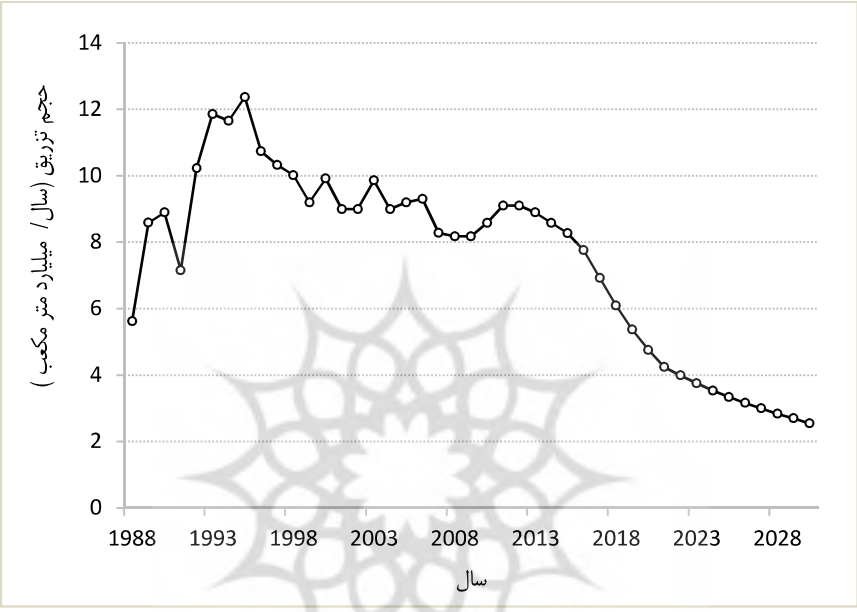
ساختار مطالعه فوق بدین صورت است که در بخش‌های بعدی، ابتدا مشخصات میدان و در ادامه به ترتیب روش شناسی ، هزینه های استخراج نفت، هزینه های تزریق گاز، تابع هزینه، نتایج و نهایتاً نتیجه گیری ارائه خواهد شد.

## ۲- مشخصات میدان

میدان مورد بررسی در این پژوهش در حوزه چین خورده زاگرس و به شکل یک طاقدیس متقارن با طول ۷۰ کیلومتر و عرض ۸ تا ۱۲ کیلومتر، یکی از میادین بزرگ جنوب غرب کشور است. میدان فوق در سال ۱۹۵۷ اکتشاف و تزریق گاز از سال ۱۹۷۷ آغاز و از سال ۱۹۸۸ تزریق بطور منظم و بدون وقفه صورت پذیرفته است. روند تزریق گاز به میدان فوق در گذشته و میزان پیش‌بینی شده برای آینده، در شکل (۱) نشان داده شده است. حجم گاز تزریقی به میدان در راستای سناریوی تزریق بهینه می‌باشد و بواسطه مطالعات فنی صورت گرفته بر روی میدان تعیین شده است. مطالعات مهندسی انجام شده در میدان فوق که با شبیه ساز مخزن *FIRST* صورت پذیرفته نشان داده که ضریب بازیافت نهایی[2] در میدان فوق بواسطه تزریق از ۲۶ درصد به ۳۳ درصد افزایش خواهد یافت. حجم نفت در جای میدان ۶۰ میلیارد بشکه است که حجم بازیافت اولیه و ثانویه به ترتیب ۱۵/۵ و ۴/۵ میلیارد بشکه برآورد شده است. هدف از تزریق گاز در میدان فوق، فشار افزایی کامل تا رسیدن به فشار شکست اولیه مخزن بوده است. گاز تزریقی به میدان مورد مطالعه گاز ترش و مخلوطی است از گازهای میدان پازنان (حدوداً ۷۵ درصدکل تزریق) و گاز همراه میدان (حدوداً ۲۵ درصد کل

1- Conservative
2 - Ultimate Recovery Factor

تزریق) و طی فرایند غیر امتزاجی به کلاهک میدان تزریق می شود. همچنین پیش‌بینی شده که عمر فنی میدان ۸۰-۷۰ سال آینده ادامه خواهد داشت. تولید فعلی میدان در حدود ۳۸۰ هزار بشکه در روز و شاخص سبکی نفت در این میدان بین ۳۲ تا ۳۶ *API* متغیر است.




**شکل (۱)- تزریق گاز در گذشته و میزان پیش‌بینی شده برای آینده**

## ۳- روش‌شناسی

در این تحقیق، الگوی بهره‌برداری بهینه، در قالب یک مدل کنترل بهینه، بررسی شده است. بنابراین در این بخش، نخست در حالت کلی مدلهای کنترل بهینه توصیف و سپس ویژگی آنها ذکر خواهد شد.

در حالت کلی مدل‌های کنترل بهینه بخشی از یک سیستم کنترلی می باشند جهت شناخت اینگونه سیستم‌ها نیاز است تا در ابتدا سیستم تعریف شد. سیستم مجموعه ای از اشیاء که در کنار هم رفتار مشخص و قابل پیش بینی را از خود نشان می دهد را گویند

مانند یک سیستم فیزیکی، یا یک سیستم اقتصادی ....؛ این سیستم می تواند دینامیک یا استاتیک، پیوسته یا گسسته، تصادفی یا قطعی باشد. سیستم ها در محیط ریاضیات مورد مطالعه قرار می گیرند. بنابراین با توجه به بررسی سیستم‌ها در فضای علم ریاضیات، نیازمند متغیرهایی خواهیم بود تا حالت و وضعیت این سیستم ها را توصیف کند. به این متغیرها، متغیرهای وضعیت[1] گفته می شود. به عنوان مثال متغیرهای نرخ تورم، نرخ نقدینگی و .... در یک سیستم اقتصادی متغیرهای وضعیت محسوب شده زیرا وضعیت یک سیستم اقتصادی را نشان می‌دهند (شمسی،۱۳۹۳).

سیستمی که یک یا چند کنترلر (ورودی) قادر به تغییر رفتار آن باشند را سیستم کنترلی نامند. در عمل بی نهایت کنترلر قابلیت ایجاد تغییر رفتار در سیستم را دارند ولی تعداد محدودی از آنها، طبق یک معیار مشخص، منجر به رفتار بهینه سیستم می‌شوند که در این صورت سیستم کنترلی، یک سیستم کنترل بهینه نام دارد. به نوعی در مسائل کنترل بهینه در بین بی نهایت کنترلر به دنبال بهترین، یا ساده‌ترین، یا ارزان‌ترین، یا بیشترین، یا ... کنترلری خواهیم بود که با توجه به معیار مشخص مسئله تعریف می‌شود. معیار مشخص در مسائل کنترل بهینه با توجه به تابع هدف تعیین می‌شوند.

بطور کلی مسائل کنترل بهینه دارای مولفه های فوق هستند: ۱- تابع هدف[2]؛ ۲- معادله وضعیت[3]؛ ۳- محدودیت های مدل (شمسی،۱۳۹۳ ؛ کیرک[4]، ۱۹۷۰). پس از تعریف مدل‌های کنترل بهینه، مدل کنترل بهینه مسئله فوق در ذیل نمایش داده شده است:

(۱)

$$\mathrm{Max}_{Q_t} \sum_{t=0}^{T} \beta^t (P_t Q_t - TC(RR_t, Q_t))$$

*s.t.*

1- State Variables
2- Objective Function
3- State Equation
4- Kirk, Donald

(۲)

$$RR_{t+1} - RR_t = -Q_t$$

(۳)

$$RR(0) = R_0$$

(۴)

$$\sum_{t=0}^{T} Q_t \le R_0$$

(۵)

$$Q_t \ge 0$$

(۶)

$$RR_t \ge 0$$

(۷)

$$Q_{Min} \le Q_t \le Q_{Max}$$

(۸)

$$\left|Q_{t+1} - Q_t\right| \le Q_S$$

در روابط ذکر شده، رابطه (۱) نشان دهنده تابع هدف مسئله است که هدف حداکثر سازی سود تنزیل شده را نشان می‌دهد که در آن $\beta$ فاکتور تنزیل و برابر با $1/(1+\rho)$ و $\rho$ نرخ تنزیل است. $P_t$ قیمت نفت و $Q_t$ تولید نفت در دوره $t$ و $TC(RR_t, Q_t)$ تابع هزینه میدان است که وابسته به تولید نفت در دوره $t$ و ذخائر باقی مانده میدان در دوره $t$ ($RR_t$) می‌باشد. رابطه (۲) معادله وضعیت است که نشان می‌دهد ذخائر باقیمانده در هر دوره با کسر کردن تولید دوره قبل از میزان ذخائر باقیمانده در دوره قبل بدست می آید. رابطه (۳) تا (۸) نشان‌دهنده محدودیت‌های مدل هستند. رابطه (۳) نشان می دهد که میزان ذخائر باقیمانده در سال ابتدای دوره برابر با ذخائر اولیه است. معادله (۴) حاکی از آن است که مجموع تولید در عمر میدان بیشتر

از ذخائر اولیه نمی‌تواند باشد. رابطه (۵) و (۶) نشان می دهند که نرخ تولید و میزان ذخائر در هر لحظه از زمان مقادیری غیر منفی دارند.

رابطه (۷) محدودیت حداکثری و حداقلی تولید در هر دوره می باشد. محدودیت فوق نشان می‌دهد که تولید بهینه در هر سال نمی تواند از مقادیر خاصی بیشتر و نیز از مقادیر خاصی کمتر باشد. به عبارتی تولیدکننده نمی‌تواند فراتر از مقادیر خاصی تولید کند حتی اگر مقادیر فوق متناظر با سود بیشتری باشد. محدودیت فوق در راستای مفهوم حداکثر نرخ کارا تعریف شده است. مفهوم حداکثر نرخ کارا دلیل اعمال محدودیت حداکثری در این معادله است و از آنجایی که کاهش تولید کمتر از محدوده خاصی، هزینه فرصت بالایی را رقم می زند بنابراین محدودیت حداقلی نیز در این رابطه در نظر گرفته شده است.

برای تعیین محدودیت فوق، از روش نمودار کاهشی نمایی[1] استفاده شده است. به این صورت که روند کاهش تولید با نمودار کاهشی نمایی تخمین و سپس مثبت و منفی ۱۵ درصد نمودار کاهشی نمایی به عنوان محدودیت در نظر گرفته شده است. معادله نرخ تولید در این روش به صورت زیر است (گائو و همکاران[2]، ۲۰۰۷) :

(۹)

$$q_t = q_i e^{-bt}$$

که در این رابطه $q_t$ نرخ تولید (سال/ میلیون بشکه) و $t$ متغیر زمان است. $b$ و $q_i$ نیز پارامترهای معادله هستند. پارامترها با استفاده از رگرسیون بین لگاریتم نرخ تولید و زمان قابل محاسبه می باشند[3]. یکی از مزیت‌های محدودیت تعریف شده بصورت رابطه (۹) ، پویایی تابع فوق است زیرا به روند کاهش تولید میدان وابسته بوده و با کاهش

1- Exponential Decline Curve

2- Guo *et al*

۳- نرخ کاهشی تولید علاوه بر فرم نمایی می‌تواند بصورت فرمهای هایپربولیک یا هارمونیک نیز برآورد شود ولی فرم نمایی به دلیل پارامترهای کمتر، رایج ترین روش برای بدست آوردن نرخ کاهشی تولید است. (Luoand Zhao، 2012؛ Towler and Bansal، 1993).

فشار مخزن و در نتیجه عدم توانایی میدان برای تولید بیشتر در طول زمان، محدودیت حداکثری و حداقلی نیز کاهش می‌یابند. رابطه (۸) دومین محدودیت مبتنی بر توانایی‌های این میدان است. جهت اجتناب از کاهش و یا افزایش سریع تولید در دو سال متوالی، محدودیت فوق اعمال شده است. بررسی میزان تولید سالانه میدان مورد بررسی نشان داده که تولید میدان در دوسال پیاپی حداکثر ۱۸/۲ میلیون بشکه تفاوت داشته است. در نتیجه تولید دو سال پیاپی نمی تواند بیشتر از حداکثر توانایی میدان برای تغییر ظرفیت تولید باشد. بنابراین $Q_S$ در این معادله برابر ۱۸/۲ است.

پس از معرفی معادلات فوق، مسئله کنترل بهینه به روش عددی بلمن (۱۹۵۷) حل شده است. در روش بلمن معادله بهینه سازی با یک حدس اولیه آغاز و به روش تکرار عقب گرد[1] اقدام به حل مسئله می‌کند.(کیرک، ۱۹۷۰؛ قندی و لین (۲۰۱۲))

## ٤- هزینه‌های استخراج نفت

در این بخش چگونگی براورد هزینه های استخراج نفت ارائه خواهد شد. جهت گردآوری داده های مربوط به هزینه‌های استخراج نفت، از دو منبع ذیل استفاده شده است: ۱- تقریب های معتبر مورد استفاده در مطالعات قبلی، ۲- نظرات کارشناسان، افراد خبره و مهندسان فعال در میدان مورد مطالعه؛ سبد هزینه زنجیره استخراج نفت شامل هزینه‌های اکتشاف، توسعه و تولید می‌باشد که در یک دسته‌بندی کلی می توان آنها را به هزینه‌های سرمایه‌ای[2] و هزینه‌های عملیاتی[3] تقسیم‌بندی کرد[4].

هزینه‌های سرمایه‌ای عمدتا در مرحله اکتشاف و توسعه صورت می گیرد. اکتشاف در اولین مرحله از زنجیره تولید قرار دارد و سبد هزینه فعالیت‌های اکتشافی عمدتاً شامل هزینه‌های لرزه‌نگاری، ژئو فیزیک، چاه‌های اکتشافی و چاه های ارزیابی است.

---

1 BackwardI

2- Capital Expenditure (CAPEX)

3- Operating Expenditure (OPEX)

۴ – در این مطالعه هزینه های تامین مالی سرمایه و نرخ بازدهی سرمایه برای مجری طرح توسعه و تولید نفت، در نظر گرفته نشده است. این امر خللی در نتایج مطالعه ایجاد نکرده است.

از آنجا که میدان مورد مطالعه در این پژوهش بسیار قدیمی است و دارای عمری بیش از ۵۰ سال است، بنابراین هزینه‌های اکتشاف آن از نظر مالی کاملاً مستهلک شده و به این جهت در این مطالعه هزینه‌های اکتشاف میدان فوق، در محاسبات لحاظ نشده است.

با توجه به این امر، هزینه های سرمایه ای زنجیره عرضه نفت این میدان از مرحله توسعه آغاز می‌شوند. هزینه‌های سرمایه‌ای شامل هزینه‌های چاه‌ها، هزینه‌های کالایی که عمدتاً شامل تجهیزات مورد نیاز، خطوط لوله، شیرآلات و ... و نیز هزینه های اجرایی که مشتمل بر تمامی هزینه‌های ساخت و ساز اعم از ساخت جاده، ساختمان، چاه‌ها و نیز هزینه‌های نصب تجهیزات است، خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ای را می‌توان بطور کلی در قالب دو دسته کلی بیان کرد:

**۱- هزینه چاه:** شامل کلیه هزینه های حفاری چاه جدید، هزینه مهندسی چاه، هزینه مواد اولیه مورد نیاز حفاری می باشد. در این میدان در حدود ۴۰۰ چاه تا زمان مطالعه حفر شده است. با توجه به نظر کارشناسان و گزارشات منتشر شده شرکت ملی نفت، هزینه چاه‌های تولیدی، ۱۵ میلیون دلار به قیمت ثابت ۲۰۱۲ در نظر گرفته شده است.

**۲- هزینه زیرساخت‌ها:** این هزینه ها شامل هزینه‌هایی به جز هزینه‌های حفاری چاه بوده و هزینه های مدیریت، خطوط لوله، جاده و ... را شامل می‌شود. ادلمن (۱۹۸۸) هزینه زیرساخت‌ها را ۶۶ درصد هزینه های چاه ها در نظر گرفته و یا به عبارتی هزینه چاه را ۶۰ درصد کل هزینه های سرمایه ای و هزینه زیرساخت‌ها را ۴۰ درصد کل هزینه‌های سرمایه ای در نظر گرفته است. نظر کارشناسان در این زمینه، نسبت ۷۰ درصد برای هزینه چاه و ۳۰ درصد برای زیر ساخت‌ها را نزدیکتر به واقعیت تولید در ایران دانسته‌اند.

هزینه‌های عملیاتی هزینه های مرتبط با عملیات تولید است که عمدتا شامل هزینه‌های نگهداری تجهیزات، حمل و نقل، هزینه‌های بالاسری[1] و تعمیرات چاه ها است و بطور کلی به دو دسته ذیل تقسیم می‌شوند:

**۱- هزینه‌های عملیاتی مرتبط با تولید:** این هزینه‌ها تحت عنوان هزینه‌های عملیاتی متغیر[2] نیز شناخته شده است و بیشتر شامل تعمیرات چاه‌ها، گل حفاری[3]، حمل و نقل و... است. *EIA* (۱۹۹۶) رابطه زیر را برای این هزینه‌ها در خلیج فارس ارائه داده است: (ژائو و همکاران[4]، ۲۰۰۹؛ محمدی و معتمدی، ۱۳۸۸)

(۱۳)

$$\mathrm{var}OPEX = ۰.۷۷۱۴Q^{-۰.۲۴۲۳}$$

که در این رابطه $Q$ میزان تولید (سال/ میلیون بشکه) و $VarOPEX$هزینه‌های عملیاتی متغیر (بشکه/دلار) می باشد. *EIA* رابطه (۱۰) را به قیمت ثابت سال ۱۹۹۶ گزارش کرده است. از آنجایی که محاسبات در این مطالعه به قیمت ثابت سال ۲۰۱۲ است بنابراین ضریب معادله فوق (۰/۷۷۱۴) از قیمت ثابت سال ۱۹۹۶ به قیمت ثابت سال ۲۰۱۲ باید تغییر یابد. محاسبات در این مورد نشان داده که ضریب فوق به به قیمت ثابت ۲۰۱۲ معادل ۱/۱۰۱۵ است.

**۲- هزینه های عملیاتی غیر مرتبط با تولید:** این هزینه ها بخشی از هزینه‌های عملیاتی است که با تغییر تولید تغییر نمی‌کند مانند هزینه‌های بالاسری و تحت عنوان هزینه‌های عملیاتی ثابت[5] نیز شناخته شده است. پنج درصد هزینه‌های سرمایه، تقریبی است که برای این هزینه ها در این مطالعه در نظر گرفته شده است (میان[6]، ۲۰۱۱؛ *EIA*، ۱۹۹۶).

---

1- Overhead
2- Variable OPEX
3- Drilling Mud
4- WeiyuGao,Peter Hartley, Robin C. Sickles
5- Fixed OPEX
6- Mian

## ۵- هزینه‌های تزریق گاز

پس از معرفی و چگونگی محاسبه هزینه‌های مرتبط با استخراج نفت، در این بخش هزینه‌های مرتبط با تزریق گاز معرفی خواهد شد. جهت گردآوری هزینه‌های مرتبط با تزریق گاز، همانند بخش قبلی، از دو منبع معرفی شده در بخش هزینه‌های استخراج نفت، استفاده شده است.

هزینه‌های تزریق گاز همانند هزینه زنجیره استخراج نفت، در یک دسته‌بندی کلی به هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی تقسیم‌بندی می‌شوند. هزینه‌های سرمایه‌ای تزریق شامل سه بخش کلی زیر است:

**۱- هزینه چاه‌های تزریق:** هزینه چاه‌های تزریق شامل هزینه‌های مهندسی چاه تزریق، هزینه مواد اولیه مورد نیاز حفاری و خدمات مورد نیاز در طول حفاری می‌باشد. در میدان مورد مطالعه ۱۸ چاه تزریقی تا زمان انجام مطالعه حفاری شده است. با توجه به نظر مهندسان نفت مشغول به فعالیت در میدان، هزینه چاه‌های تزریقی معادل هزینه چاه‌های تولیدی در نظر گرفته شده است.

**۲- هزینه کمپرسور:** هزینه کمپرسور تزریق گاز، تابعی از توان یا میزان اسب بخار کمپرسور مورد نیاز برای تزریق است. رابطه زیر برای هزینه کمپرسور استفاده شده است (خالقی،۲۰۰۳) :

(۱۱)

$$\mathrm{MCCC} = ۰.۹۷۱\ HP$$

که در رابطه فوق $HP$ واحد توان کمپرسور و $MCCC$ نیز هزینه خرید و راه اندازی (اسب بخار/ هزار دلار) آن است. در این میدان ۲۰ کمپرسور با قدرت ۴۷۰۰ اسب بخار فعالیت دارند.

**۳- هزینه خطوط لوله:** هزینه خطوط لوله بستگی به فاصله میان منبع تامین گاز و محل تزریق گاز دارد. در این میدان ۲۵ درصد گاز تزریقی گاز همراه خود میدان است و ۷۵ درصد آن از میادین نزدیک جمع آوری و منتقل می شود. هزینه خطوط لوله شامل هزینه مواد اولیه (خطوط لوله) و راه اندازی آن است. بطور متوسط ۸۰ درصد هزینه ها مربوط به مواد اولیه و ۲۰ درصد مربوط به راه اندازی آن است. با توجه به خالقی (۲۰۰۳) ، هزینه مواد اولیه خطوط لوله در ایران بصورت ذیل معرفی شده است: (۱۲)

$$MCP = ۱۲.۴۵\ DI^{۱.۳}$$

در این رابطه $MCP$ هزینه مواد اولیه خطوط لوله (کیلومتر/ هزار دلار) است و $DI$ قطر خطوط لوله (اینچ) است[۱]. گاز تزریقی به میدان مورد مطالعه گاز ترش بوده و مخلوطی است از گاز میدان‌های مجاور و گاز همراه میدان که از طریق ۵۳ کیلومتر خط لوله ۲۶ اینچ، ۶ کیلومتر ۲۴ اینچ، ۳۸ کیلومتر ۲۰ اینچ و ۶ کیلومتر ۱۶ اینچ جمع‌آوری و طی فرایند غیرامتزاجی به کلاهک میدان تزریق می شود.

عمده هزینه‌های عملیاتی تزریق نیز شامل نیروی انسانی و خوردگی لوله‌های انتقال گاز است. ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای تزریق گاز به عنوان هزینه های عملیاتی تزریق، در نظر گرفته شده است[۲].

## ٦- تابع هزینه

در طول عمر یک مخزن نفتی و بواسطه برداشت از آن، فشار مخزن کاهش و برداشت نفت باقی مانده دشوارتر می گردد بطوریکه تعداد چاه‌های بیشتر و یا حفاری

---

۱ – ضرایب معادلات (۱۱) و (۱۲) به قیمت ثابت سال ۲۰۱۲ بازنویسی شده است.

۲ – با توجه به قابل بهره برداری بودن حجم گاز تزریقی به میادین در انتهای عمر میدان نفتی، قیمت گاز تزریقی به عنوان هزینه طرح تزریق در نظر گرفته نشده است.

عمیق‌تر برای استخراج نفت باقی مانده، مورد نیاز خواهد بود. (محدث[1]، ۲۰۱۳؛ پرسون[2]، ۲۰۱۱). این امر منجر به افزایش هزینه‌های استخراج نفت در طول عمر میدان می‌شود. از این روی در ادبیات اقتصاد نفت، تابع هزینه استخراج نفت، تابعی از میزان تجمعی تولید و یا ذخائر باقیمانده در هر دوره می باشد. این وابستگی تحت عنوان «اثر ذخیره[3]» شناخته شده است (لوهاری و لیویاتن[4]، ۱۹۷۷؛ لین[5]، ۲۰۰۹؛ لین و واگنر[6]، ۲۰۰۷).

ادبیات موضوعی در زمینه تابع هزینه چندان گسترده نبوده و به چند مطالعه محدود است. در این مطالعات، لیورنویز و اولر[7] (۱۹۸۷) برای تولید نفت در کانادا و در سطح تولید کل نشان دادند که هزینه‌های استخراج بطور معکوس با ذخائر باقیمانده در ارتباط است. چرمک و پاتریک[8] (۱۹۹۵) نتایج متفاوتی را در مورد تولید گاز طبیعی در امریکا نشان دادند. آنها دریافتند که هزینه نهایی گاز با افزایش تولید کاهش می‌یابد. در این مطالعات از ترکیب فرم‌های خطی و لگاریتمی برای تابع هزینه استفاده شده است. چکرورتی و همکاران[9] (۱۹۹۷) فرمهای مختلفی از تابع هزینه را مورد آزمون و نهایتاً فرم متفاوتی را ارائه داده که با واقعیت تولید نفت، تطابق بیشتری دارد. آنها در مطالعه خود از داده‌های منتخبی شامل تولید در مناطق مختلف دنیا استفاده کردند و فرمی که نهایتاً ارائه نمودند بصورت زیر بوده است::

(۱۳)

$$C_t = \alpha_0 \, e^{-\alpha_1 RR_t}$$

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1- Mohaddes
2- Persson
3- Stock Effect
4- Levhari and Liviatan
5- Lin
6- Lin and Wagner
7- Livernois and Uhler
8- Chermak and Patrick
9- Chakravorty *et al*

که در این تابع $C_t$ هزینه تولید در زمان $t$ (بشکه/دلار)، $RR_t$ ذخائر باقیمانده در زمان $t$ (میلیون بشکه) و $\alpha_1$ نیز پارامتر اثر ذخیره است. پارامتر فوق نشان می‌دهد که تا چه اندازه هزینه استخراج به تولید انباشتی یا ذخائر باقیمانده وابسته است. با توجه به اینکه هزینه‌های تولید نفت با کاهش ذخائر افزایش می‌یابد بنابراین انتظار است تا ضریب فوق علامت منفی داشته باشد. عدد بزرگتر برای این پارامتر نشان دهنده وابستگی بیشتر هزینه‌های استخراج به ذخائر باقیمانده است (لین، ۲۰۰۹).

جهت برآورد تابع هزینه در مطالعه حاضر، ابتدا ترکیب فرم‌های خطی- خطی، خطی- لگاریتمی و نمایی استفاده شده در مطالعات چرمک و پاتریک (۱۹۹۵)، لیورنویز و اولر (۱۹۸۷) ، لیتلی و لین (۲۰۰۹) و چکرورتی و همکاران (۱۹۹۷) مورد آزمون قرار گرفت. نتایج نشان داده که فرم نمایی معرفی شده توسط چکرورتی و همکاران (۱۹۹۷)، بهترین توضیح دهی را برای روند هزینه‌های میدان مورد بررسی دارد. به نظر می رسد دلیل این امر به واسطه روند کاهش تولید بوده که آن هم از رفتاری نمایی تبعیت می کند. بنابراین رابطه (۱۳) جهت برآورد تابع هزینه در این مطالعه، برآورد شده است. نتایج رگرسیون برای دوره زمانی ۱۹۸۶ تا ۲۰۱۳ بصورت ذیل بوده است (ضرایب نیز در سطح یک درصد معنی دار بوده اند):

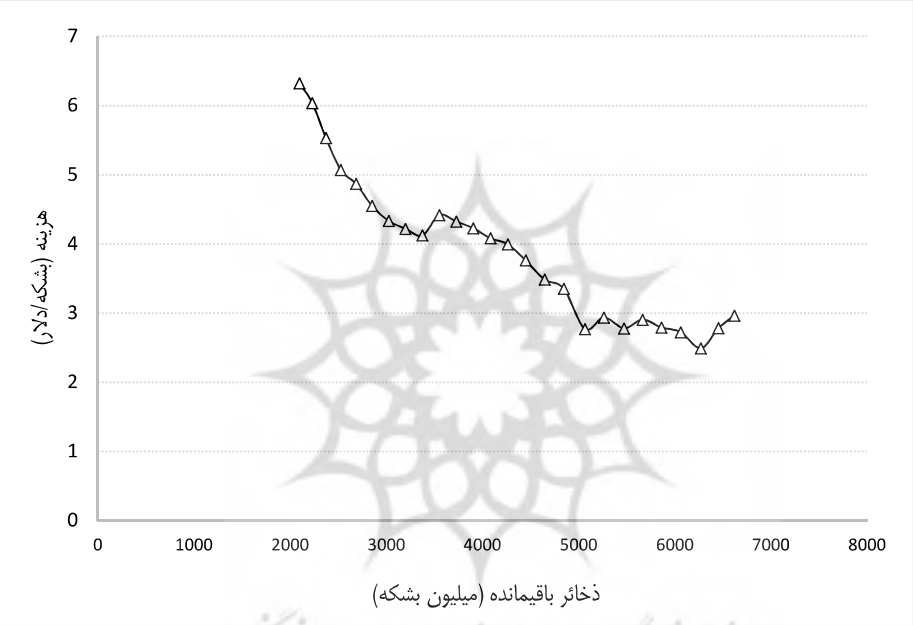
(۱۴)

$$C_t = ۸.۴۳ e^{-۰.۰۰۰۲ RR_t}$$

$$R۲ = ۹۶.۴\%,\ DW = ۱.۹۴$$

نتایج تابع هزینه نشان می دهد که پارامتر اثر ذخیره ۰/۰۰۰۲ بوده و هزینه استخراج با افزایش میزان تجمعی تولید افزایش می‌یابد. نمودار تغییرات هزینه تولید در مقابل ذخائر باقیمانده میدان مورد بررسی، در شکل (۲) نشان داده شده است. رابطه معکوس بین هزینه تولید و ذخائر باقیمانده در این شکل مشاهده می گردد. چکرورتی و همکاران (۱۹۹۷) پارامتر اثر ذخیره را ۰/۰۰۱۲۵ بدست آورده بوده اند، ولی در این میدان ضریب کوچک‌تری بدست آمده که وابستگی کمتر هزینه‌ها به ذخائر باقیمانده

را نسبت به مطالعه‌ای که داده‌های منتخب داشته را نشان می‌دهد. بخشی از وابستگی کمتر هزینه‌های تولید این میدان به ذخائر باقیمانده نتیجه تزریق گاز و بازیافت ثانویه از میدان می باشد. اطلاعات میدان فوق نشان می‌دهد که ضریب بازیافت میدان پس از تزریق گاز از حدود ۲۶ درصد به حدود ۳۳ درصد افزایش یافته است و کارایی بالای تزریق گاز در این میدان، وابستگی هزینه تولید به ذخائر باقیمانده را بهبود بخشیده است.

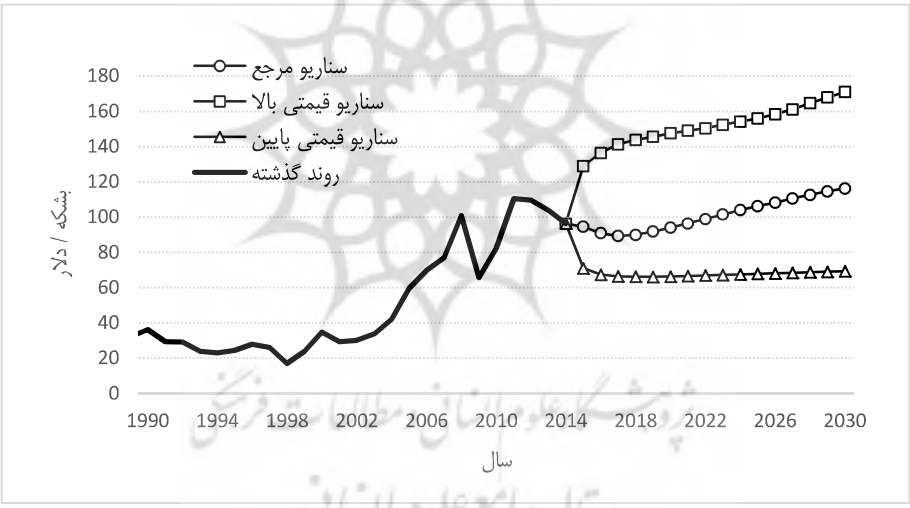



**شکل (۲)- هزینه تولید در مقابل ذخائر باقیمانده میدان مورد بررسی**

## ۷- نتایج

در این بخش ابتدا چگونگی تعیین فرایند قیمت، نرخ تنزیل و محدودیت‌های مقداری تولید توضیح داده شده و سپس نتایج مطالعه ارائه شده است. یکی از متغیرهای برونزای مسئله کنترل بهینه مورد بررسی، قیمت نفت و مقادیر پیش‌بینی آن است. جهت پیش‌بینی قیمت نفت در این مطالعه، از گزارشات سالانه *EIA* استفاده شده است (قندی

و لین، ۲۰۱۲؛ لیتلی و لین،۲۰۱۲ ). پیش بینی *EIA* بر اساس سه سناریوی مرجع، سناریو قیمتی بالا و سناریو قیمتی پایین می‌باشد. در سناریو مرجع فرض شده است که وضعیت سیاسی، رشد اقتصادی و تولید بدون تغییر ادامه خواهد داشت. در سناریو کاهشی، افزایش قابل توجه در تولید و افزایش سهم اوپک و در سناریو افزایشی نیز افزایش قابل توجه در تقاضا و رشد اقتصادی منظور شده است. پیش بینی *EIA* در سال ۲۰۱۴ براساس نفت خام برنت (*API* ۳۸/۳ و میزان سولفور ۰/۳۷ درصد) بوده است. بررسی تاریخچه روند قیمت نفت سبک ایران و برنت نشان داده که بطور متوسط نفت برنت ۲/۷ دلار برای هر بشکه گرانتر از نفت سبک ایران بوده است. بنابراین از مقادیر پیش‌بینی برای نفت خام برنت عدد فوق کم و پیش بینی نفت سبک ایران نیز همانند برنت در سه سناریو ارائه گردید که در شکل (۳) نشان داده شده است.




**شکل (۳)- قیمت نفت سبک ایران در گذشته و پیش بینی آینده**
**(اوپک بولتن، سال‌های مختلف؛*EIA*، ۲۰۱٤)**

متغیر برونزای بعدی در این مطالعه، نرخ تنزیل است. مطالعات در این زمینه نشان داده که معمولاً نرخ تنزیل برای کشورهای کمتر توسعه یافته و تولیدکننده نفت همانند

ایران به دلیل ریسک‌هایی چون وابستگی بالای بودجه به درآمدهای نفتی، وابستگی بازار ارز جهت حفظ ارزش پول ملی به درآمدهای نفتی، وابستگی واردات به درآمدهای نفتی، نداشتن درآمدی جایگزین برای درآمدهای نفت و غیره، بالاتر است. در این چارچوب، ادلمن (۱۹۸۶) نشان داده که نرخ تنزیل مناسب برای ایالات متحده ۱۰ درصد ولی برای کشوری مانند عربستان سعودی نرخ تنزیل ۲۰ درصد و حتی بالاتر در حدود ۳۰ درصد هم می‌تواند باشد. در تحلیل ادلمن، کشورهای کمتر توسعه یافته و تولید کننده نفت علاوه بر در نظر داشتن هزینه فرصت سرمایه، با ریسک‌های فوق مواجه بوده که نهایتاً منجر به بالاتر شدن نرخ تنزیل آنها می‌شود. با توجه به آنکه معمولاً برای این کشورها اهدافی غیر از تأمین هزینه فرصت سرمایه (همانند اشتغال) اهمیت بیشتری دارد، بنابراین معمولاً این کشورها هزینه فرصت سرمایه را در تنزیل ارزش‌های پولی آینده در نظر نمی‌گیرند و تنها ریسک‌ها موجود در زمان حال است که منجر به رجحان زمانی آنها می‌شود. از این رو نرخ رجحان زمانی در این کشورها تنها نشأت گرفته از ریسک‌های وابستگی به درآمد نفتی است. بدلیل ذهنی بودن فرایند شکل‌گیری نرخ رجحان زمانی، نرخ فوق مشخص، قطعی و البته ثابت نیست و تنها می‌توان سناریوهایی را برای آن مطرح کرد، بنابراین دو سناریوی تقریباً حدی (نرخ ۵ و ۳۰ درصد) و دو سناریوی معتدل تر (نرخ ۱۰ و ۲۰ درصد) نیز پیشنهاد شده است. ضمن آنکه فرض نموده‌ایم که تا پایان دوره مورد بررسی نرخ تنزیل ثابت است.

پس از تعیین سناریوهای قیمت نفت و نرخ تنزیل، محدودیت های فیزیکی مسئله اعمال شده است. همانطور که در بخش دوم مقاله توضیح داده شده، محدودیت اول در جهت محدود کردن تولید با مقادیر حداکثر و حداقل (کران ها) بوده که از مفهوم روش نمودار کاهشی نمایی استفاده و مثبت و منفی ۱۵ درصد تولید کاهشی به عنوان محدودیت سالانه تولید در نظر گرفته شده است. نمودار کاهشی نمایی برای دوره ۱۹۹۰-۲۰۱۳ بر اساس معادله (۹) برآورد گردیده است و نتایج به صورت ذیل بوده است (ضرایب در سطح یک درصد معنی دار بوده است) :

(۱۵)

$$q_t = ۲۲۷e^{-۰.۰۱۹t}$$

$$R۲=۹۰,۷٪,\ DW۱=۱,۷۵$$

که در این رابطه $q_t$ تولید (سال/میلیون بشکه) و $t$ متغیر زمان است. پس از تخمین روند کاهشی تولید، ۱۵ درصد بالاتر و پایین‌تر آن به عنوان کران های تولید در نظر گرفته شده است. همانطور که پیشتر ذکر شد، محدودیت دوم عدم افزایش تولید در دو سال پیاپی بیش از ۱۸/۲ میلیون بشکه بوده که در حل مسئله در نظر گرفته شده است.

پس از تعیین سه سناریوی مختلف قیمت (مرجع، قیمتی بالا و قیمتی پایین) و چهار سناریو مختلف نرخ تنزیل( ۵ ، ۱۰، ۲۰ و ۳۰ درصدی)، با داشتن تابع هزینه و محدودیت‌های معرفی شده تولید، ساختار معادلات (۲) تا (۸) تکمیل و پس از آن به روش عددی مسئله برای دوره ۱۹۹۰ تا ۲۰۳۰ حل و نتایج در شکل های (۳) تا (۶) نشان داده شده است.لازم به توجه است برای تابع هزینه فرض شده است که برای سال‌های ۲۰۱۳ تا ۲۰۳۰ تغییرات بزرگ تکنولوژی که هزینه تولید را به شدت تغییر دهد اتفاق نخواهد افتاد. ضمن آنکه سناریو قیمتی برای سالهای ۲۰۱۳ تا ۲۰۳۰ فاقد جهش قیمتی می‌باشد و طبیعتاً در صورت جهش قیمت نفت در این دوره نتایج تولید بهینه تحت تاثیر قرار خواهد گرفت.

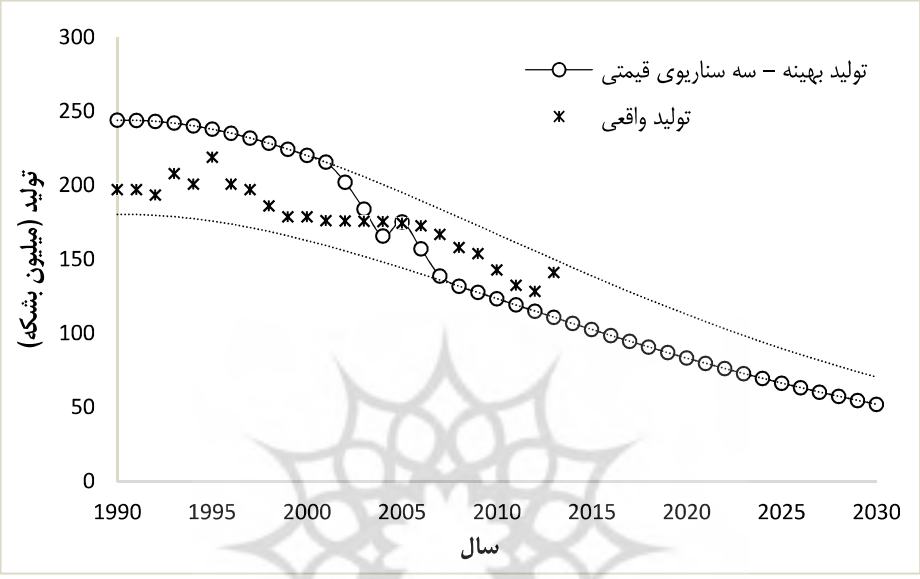
نتایج مربوط به نرخ بهینه تولید در نرخ تنزیل ۳۰ درصدی در شکل (۴) نشان داده شده است. نتایج نشان داده که اولاً در این نرخ تنزیل، نرخ بهینه برای تمامی سناریوهای قیمتی روندی مشابه را داشته و ثانیاً روند کلی حاکی از تولید بیشتر در سال‌های اولیه (۱۹۹۰ تا ۲۰۰۲) و تولید کمتر در سال‌های میانی و انتهایی (۲۰۰۷ تا ۲۰۳۰) است.

در بین سالهای ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۷ ، تولید بصورت تدریجی کاهش یافته است و تنها در سال ۲۰۰۵ یک افزایش به دلیل افزایش قیمت نفت اتفاق افتاده ولی بعد از آن مجدد

---

۱-از فرایند AR (1) جهت رفع خودهمبستگی اجزاء اخلال در معادله (۱۴) و (۱۵) استفاده شده است.

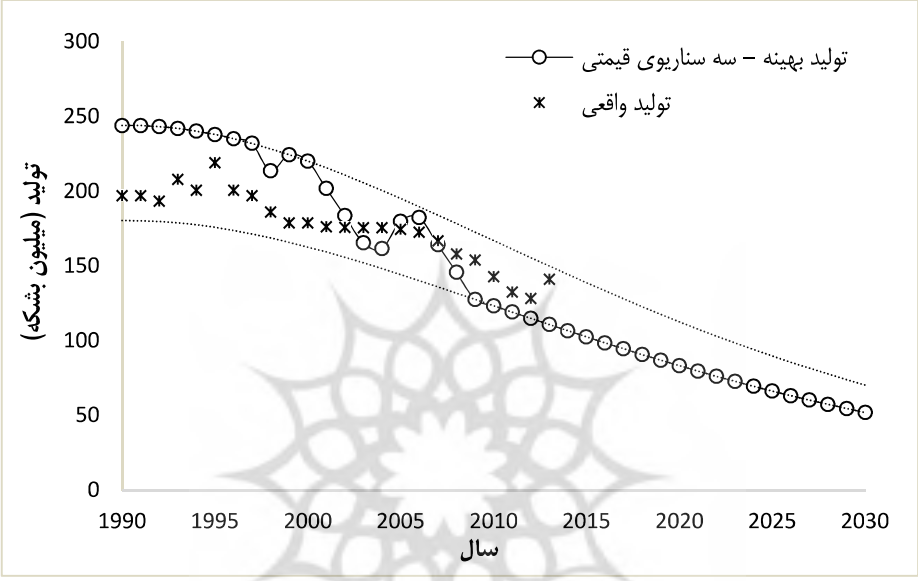
روند کاهش ادامه یافته است. تولید کمتر در سال‌های میانی و انتهایی بدلیل نرخ تنزیل ۳۰ درصدی بوده است که توانسته درآمدهای استخراج و فروش نفت در آینده را حتی در سناریو قیمت بالا خنثی سازد.




**شکل (٤)- مقادیر واقعی و بهینه تولید نفت در نرخ تنزیل ۳۰ درصد و برای تمامی سناریوهای قیمت**

نتایج مربوط به نرخ بهینه تولید در نرخ تنزیل ۲۰ درصدی در شکل (۵) نشان داده شده است. نتایج در این نرخ تنزیل نیز مشابه نرخ تنزیل ۳۰ درصدی بوده است بطوریکه نتایج برای هر سه سناریو قیمتی مشابه و تولید بیشتر در سالهای اولیه (۱۹۹۰ تا ۲۰۰۱) و تولید کمتر در سالهای انتهایی (۲۰۰۹ تا ۲۰۳۰) رقم خورده است. در این سناریو نیز نرخ تنزیل عواید آینده را خنثی ولی طبق انتظار، بازه تولید حداکثری و حداقلی در این نرخ تنزیل از بازه حداکثر و حداقل تولید در نرخ تنزیل ۳۰ درصدی کوتاه‌تر بوده است.

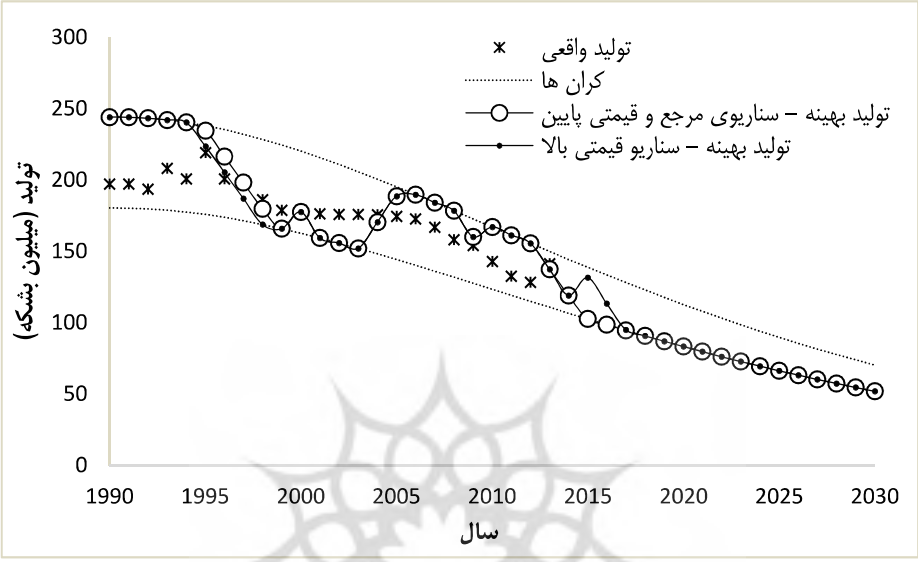
در صورت افزایش قیمت نفت در آینده بیش از سناریو قیمتی بالای *EIA*، میزان برداشت بین دوره‌ای تحت تاثیر قرار خواهد گرفت و ممکن است منجر به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های انتهایی نشود.




**شکل (۵)- مقادیر واقعی و بهینه تولید نفت در در نرخ تنزیل ۲۰ درصد و برای تمامی سناریو های قیمت**

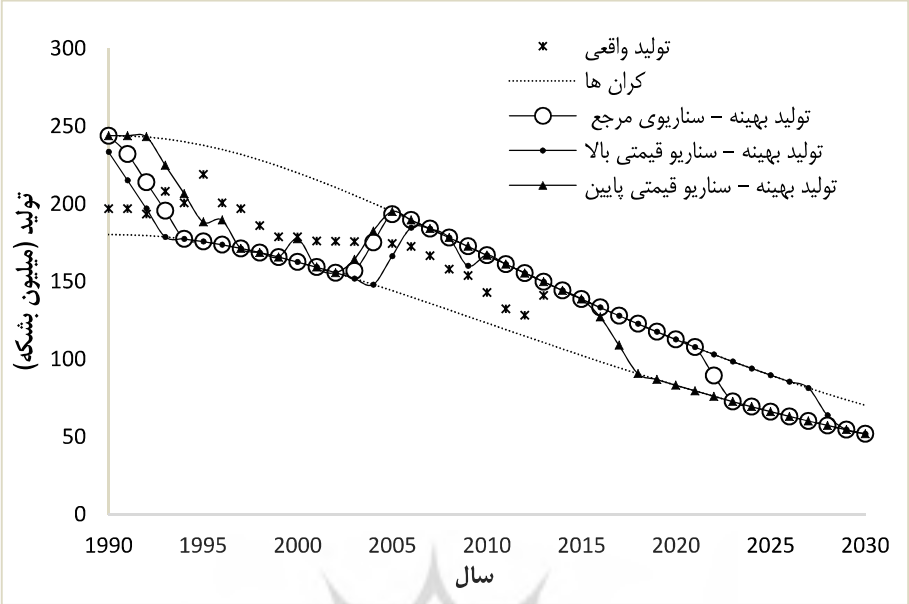
نتایج تولید بهینه در نرخ ۱۰ درصدی در شکل (۶) نشان داده شده است. همانطور که نتایج در نرخ تنزیل ۱۰ درصدی نشان می‌دهد، تفاوت اندکی در مسیر برداشت بهینه برای سناریوهای مختلف قیمتی وجود دارد. در نرخ تنزیل ۱۰ درصدی نتایج برای سناریو قیمت مرجع و قیمت پایین مشابه و برای سناریو قیمت بالا اندکی تفاوت در سال‌های ۲۰۱۳ و ۲۰۱۵ مشاهده شده است. در این سناریو به دلیل پایین‌تر بودن

نرخ تنزیل دوره برداشت حداکثری در اوایل دوره و برداشت حداقلی در انتهای دوره کاهش یافته است.




**شکل (٦)- مقادیر واقعی و بهینه تولید نفت در در نرخ تنزیل ۱۰ درصد و برای تمامی سناریو های قیمت**

نتایج نرخ برداشت بهینه در سناریو نرخ تنزیل ۵ درصدی در شکل (۷) نشان داده شده است. در نرخ تنزیل ۵ درصدی، سناریو های قیمتی متفاوت توانسته نتایج متفاوتی را برای برداشت بهینه رقم زند. همانطور که مشاهده می شود بر خلاف نرخ های تنزیل ۱۰، ۲۰ و ۳۰ درصدی، در هر سه سناریو قیمتی در نرخ تنزیل ۵ درصدی، برداشت حداقلی در چند سال ابتدایی، بهینه بوده است. در سناریو قیمتی بالا، برداشت حداکثری در اواسط و اواخر دوره مورد بررسی بهینه بوده است و برای سناریو مرجع و سناریو قیمتی پایین نیز تولید حداکثری در اواسط و تولید حداقلی در اواخر بهینه بوده است.




**شکل (۷)- مقادیر واقعی و بهینه تولید نفت در نرخ تنزیل ۵ درصد و برای تمامی سناریو های قیمت**

نتایج تولید بهینه در سناریوهای قیمتی متفاوت و نرخ های متفاوت تنزیل نشان داده که از نرخ های تنزیل کمتر از ۱۰ درصد، به آرامی تفاوت در برداشت بهینه در سناریوهای مختلف قیمتی مشاهده می گردد و برای نرخ های تنزیل بالاتر از ۱۰ درصد، تولید بهینه تحت تاثیر سه سناریو قیمتی مطالعه حاضر قرار نمی گیرد. عدم تاثیرپذیری نرخ تولید بهینه نسبت به تغییر سه سناریوی قیمتی، بدلیل در نظر گرفتن محدودیت های فیزیکی بوده است.

در واقع سه سناریوی قیمتی می‌تواند بر تولید بهینه اثرگذار باشد اما اعمال محدودیت‌های فیزیکی بر میزان استخراج، این اثر گذاری را خنثی کرده است. همانطور که از نتایج مشخص است، نرخ تنزیل نقش اساسی در این مدلها دارد و با توجه به اینکه نرخ تنزیل برای کشورهای تولید کننده نفت مانند ایران بالا است بنابراین نتایج تاییدکننده رفتار تولیدکنندگان در کشورهای در حال توسعه تولید کننده

نفت می باشد که به دلیل وابستگی بالای دولت به درآمدهای نفتی، نرخ تنزیل بالایی داشته و برداشت بیشتر از مخازن را ترجیح می دهند (ادلمن، ۱۹۸۶). نتایج نشان داده که همانند ژائو و همکاران (۲۰۰۹) و قندی ولین (۲۰۱۲) نرخ تنزیل بالاتر منجر به تخلیه سریع‌تر میدان خواهد شد. ترجیح برداشت حداکثری در اوایل دوره بهره‌بردای در کشورهایی با نرخ تنزیل بالا، اعمال قیود فیزیکی برای حل این مسائل را بسیار مهم می نماید.

## ۸- نتیجه‌گیری

برداشت بهینه از منابع نفتی پس از شوکهای نفتی مورد توجه محققان در حوزه اقتصاد قرار گرفت و این تحقیقات مرتبط با آنچه بوده که هتلینگ مطرح نموده بود. یکی از جنبه‌های مهم برداشت بهینه منابع نفتی، انطباق آن با واقعیت میدان نفتی است. در این راستا، در مطالعه فوق تلاش شده تا در ابتدا تخمینی نزدیک به واقعیت برای تابع هزینه میدان صورت پذیرد و در ادامه برداشت بهینه ای که حداکثر سود تنزیل شده را با توجه به واقعیت مهندسی تولید رقم خواهد زد محاسبه شود. فرایند تحقیق با استفاده از چند تابع تقریبی برای ساختن ساختار هزینه آغاز و سپس تابع هزینه به فرم نمایی برآورد و نهایتاً در قالب مدل کنترل بهینه ای که قیودی مرتبط با ویژگی های میدان را همراه خود داشته، خاتمه یافته است.

در مطالعه فوق جهت برآورد تابع هزینه، فرم های خطی نیز مورد آزمون قرار گرفته است ولی تابع هزینه نمایی بهترین توضیح دهی را برای داده های هزینه میدان فوق داشته است. به نظر می رسد دلیل این امر به واسطه روند کاهش تولید بوده که آن هم رفتاری نمایی را دارد. بنابراین فرم نمایی تابع هزینه ممکن است برای سایر میادین کشور نیز قابل تعمیم باشد که البته نیاز به بررسی و تحقیق دارد.

نتایج تابع هزینه، پارامتر اثر ذخیره کوچکتری را برای میدان فوق نسبت به مطالعه چکرورتی و همکاران (۱۹۹۷)حاصل کرده است. انتظار می‌رود بدون تزریق گاز به میدان فوق پارامتر اثر ذخیره افزایش و در نتیجه وابستگی هزینه ای میدان به ذخائر

باقیمانده افزایش یابد. زیرا در میدان فوق، تزریق گاز توانسته حدوداً ۷ درصد ضریب بازیافت را افزایش و تولید سالانه را به تقریباً دو برابر افزایش دهد در حالی که هزینه های تزریق منجر به افزایش هزینه‌های میدان به این اندازه نشده است. از این رو در صورت عدم تزریق به میدان فوق نمودار هزینه تولید نمایی (شکل (۱)) با شیب تند تری افزایش پیدا خواهد نمود.

نتایج مطالعه رابطه معکوس بین ذخائر باقیمانده و هزینه تولید را تایید کرده است. متفاوت بودن پارامتر اثر ذخیره میدان فوق با مطالعه چکرورتی و همکاران (۱۹۹۷) نشان می‌دهد تابع هزینه برای هر میدان نفتی متفاوت و ضرایب خاص خود را دارد و عدم توجه به این مسئله نتایج گمراه‌کننده‌ای را خصوصاً در بحث بهینه‌یابی بین دوره‌ای که نتایج به رفتار تابع هزینه حساس است، ایجاد می‌کند.

نتایج حاکی از آن بوده که در این مسائل، توجه به توانایی میدان برای تولید بین دوره‌ای که شرط حداکثر نرخ کارا را برآورده می‌کند از اهمیت بالایی برخوردار است. عدم توجه به این مسئله و عدم اعمال محدودیت های مرتبط با ابعاد فنی تولید میدان، نتایج به دلیل عدم تأمین شرط حداکثر نرخ کارا نمی‌تواند بهینه باشد.

دو متغیر برونزای در این مطالعه قیمت نفت و نرخ تنزیل بوده است. برای نرخ تنزیل، نرخ‌های ۵، ۱۰، ۲۰ و ۳۰ مورد آزمون قرار گرفته است. و برای قیمت نیز از سه سناریوهای قیمتی (مرجع، قیمت بالا، قیمت پایین) *EIA* استفاده شده است. نتایج نشان داده که میزان تولید بهینه به رفتار متغیرهای برونزای قیمت نفت و نرخ تنزیل وابسته و از نرخ تنزیل بالای ۱۰ درصد، سه سناریو قیمتی *EIA* تاثیری بر روند بهره‌برداری بهینه نداشته و برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی پیشنهاد شده است.

نتایج نشان داده در کشورهایی همانند ایران، نرخ‌های ترجیح زمانی نشأت گرفته از ریسک‌های وابستگی دولت به درآمدهای نفتی است، بنابراین در نظر داشتن نرخی که تأمین‌کننده هزینه فرصت سرمایه باشد به نتایج گمراه‌کننده‌ای منجر خواهد شد. بدلیل ذهنی بودن فرایند شکل‌گیری نرخ رجحان زمانی، سناریوهای مختلفی برای نرخ تنزیل

در این مطالعه ارائه شده است. نتایج مطالعه نشان داده که الگوی بهره‌برداری بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده بطوریکه در صورت کاهش وابستگی دولت به درآمدهای نفتی، الگوی بهینه به واسطه کاهش نرخ رجحان زمانی به سمت برداشت متوازن‌تر از میدان (همانند نتایج نرخ تنزیل ۵ درصدی) سوق خواهد یافت و در غیر این صورت به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی عمر میدان (همانند نتایج نرخ تنزیل ۳۰ درصدی) منجر خواهد شد.

## ۹- منابع

### الف) فارسی


۱- شمسی، مصطفی، (۱۳۹۲) «*حساب تغییرات: مقدمات، روشهای عددی و کاربردها*»، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، دانشکده علوم ریاضی و کامپیوتر

۲- احمدی، تیمور، معتمدی، منیره، (۱۳۸۸)، «بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی)»، *پژوهشنامه اقتصادی*، سال دهم،شماره سوم، صص ۲۳۵-۲۶۵


### ب) انگلیسی


1- Adelman, M. A., Manoj Shahi (1988), *Oil Development-Operating Cost Estimates 1955-1985*, [Cambridge, Mass.]: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy Policy Research.

2- Adelman, Morris Albert (1986), Oil Producing Countries' Discount Rates. [Cambridge, Mass.]: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy Policy Research.

3-Aleksandrov, Nikolay, Raphael A. Espinoza, and Lajos Gyurkó. (2012), *Optimal Oil Production and the World Supply of Oil*, [Washington, D.C.]

4- Amit, Raphael. (1986), "Petroleum Reservoir Exploitation: Switching from Primary to Secondary Recovery", *Operations Research*. vol. 34, no. 4, pp. 534-549.

5- Black, Geoffrey, and Jeffrey T LaFrance. (1998), "Is Hotelling's Rule Relevant to Domestic Oil Production?" *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 36, no. 2, pp. 149-169.

6- Bellman, R., 1957. *Dynamic Programming*, Princeton University Press
7- Chakravorty, U., Roumasset, J.A., Tse, K., (1997), Endogenous Substitution Among Energy Resources and Global Warming, *Journal of Political Economy,* no. 6, 150.
8- Cherian, J Patel, I Khripko, (1998), "Optimal Extraction of Nonrenewable Resources when Prices are Uncertain", Working Papers Series.
9- Chermak, J. M., Patrick, R. H., (1995), "A Well-Based Cost Function and the Economics of Exhaustible Resource: The Case of Natural Gas", *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 28.
10- Energy Information Administration (EIA), *Annual energy outlook*, 2014, www.eia.gov/forecasts/aeo
11- Energy Information Administration (1996*), Oil Production Capacity Expansion Costs for the Persian Gulf*, Washington, D.C.:, DOE/EIA-TR/0606, February. Washington, D. C.
12- Farzin, Y. Hossein, (1984),"The Effect of the Discount Rate on Depletion of Exhaustible Resources", *The Journal of Political Economy*, vol. 92, no. 5 , pp. 841-851.
13- Gao W., Hartley P.R., and Sickles R.C. (2009), "Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia", *Empirical Economics*, vol. 37, no. 1, pp. 153-184.
14- Ghandi, A., and C.Y.C. Lin. (2012), "Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz", *Energy Policy*. vol. 42, pp. 181-190.
15- Guo, Boyun, William C. Lyons, and Ali Ghalambor. (2007), *Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach*, Burlington, MA: Gulf Professional Pub.
16- Halvorsen, Robert, and Tim R. Smith. (1986), "A Test of the Theory of Exhaustible Resources", *The Quarterly Journal of Economics*, vol.1, pp 123-140.
17- Hotelling, H. (1931), "The Economics of Exhaustible Resources", *The Journal of Political Economy*, 39 (2), 137-175.
18- Hyne, Norman J. (2001), *Nontechnical Guide to Petroleum Geology*, Exploration, Drilling, and Production. Tulsa, OK: Penn Well Corp.
19- Khalatbari, Firauzeh, (1977), "Market Imperfections and the Optimum Rate of Depletion of Natural Resources", *Economica*, New Series, vol. 44, no. 176, pp. 409-414.
20- Khaleghi sh., (2003), Optimization of Gas Supply in Iran (Projection vs. Facts), 26th IAEE Annual International Conference, New Challenges for Energy Decision Markets, Prague, Czech Republic.

21- Kirk, Donald E. (1970), Optimal Control Theory; An Introduction, Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall.
22- Leighty, Wayne, and C.-Y. Cynthia Lin. (2012), "Tax policy can change the production path: A Model of Optimal Oil Extraction in Alaska", *Energy Policy*. 41 (6): 759-774.
23- Levhari, D., Liviatan, N., (1977), "Notes on Hotelling's Economics of Exhaustible Resources", T*he Canadian Journal of Economics/Revue canadienned'Economi- que* 10 (2), 177–192.
24- Lin, C.-Y. Cynthia, (2004)," Optimal World Oil Extraction: Calibrating and Simulating the Hotelling Model".
25- Lin, C.-Y. Cynthia, (2009), "Insights from a Simple Hotelling Model of the World Oil Market", *Natural Resources Research*, vol. 18, no. 1.
26- Lin, C.-Y. Cynthia, Tsz Yan Ngai, Tsz Yan Ngai, Yan Hong Zhu, and Yan Hong Zhu. (2009). "Hotelling Revisited: Oil Prices and Endogenous Technological Progress". *Natural Resources Research*. 18 (1): 29-38.
27- Lin, C.Y., and G. Wagner. (2007), "Steady-State Growth in a Hotelling Model of Resource Extraction", *Journal of Environmental Economics and Management*, 54 (1): 68-83.
28- Livernois, John R. (1987), "Empirical Evidence on the Characteristics of Extractive Technologies: The Case of Oil", *Journal of Environmental Economics and Management*, 14 (1): 72-86.
29- Livernois, John R. (1987), "Empirical Evidence on the Characteristics of Extractive Technologies: The Case of Oil", *Journal of Environmental Economics and Management*, 14 (1): 72-86.
30- Livernois. J. R., UhlerR. S. (1987), "Extraction Costs and the Economics of Nonrenewable Resources", *Journal of Political Economy*. vol. 95, no.1.
31- Luo, D., and X. Zhao. (2012), "Modeling the Operating Costs for Petroleum Exploration and Development Projects", *Energy*. 40 (1): 189-195.
32- Mason Charles F. and Veld, Klaas van 't, (2013), " Hotelling Meets Darcy: A New Model of Oil Extraction", working paper
33- Mian, M. A. (2011), *Project Economics and Decision Analysis*, Tusla, Okla: PennWell Corp.
34- Mohaddes, Kamiar, (2013), Econometric Modelling of World Oilsupplies: Terminal Price and the Time to Depletion, OPEC Energy Review, V. 37, Issue 2 Opec, Annual Statistical Bulletin, http://www.opec.org/opec_web/en/202.htm
35- Persson, K. (2011), "Modeling North Sea Oil Production , A Contemporary Evaluation of an Empirical Model Focusing on Norwegian production". *Institution for Economics*, Lunds University.

36-Pesaran, M. Hashem, (1990), " An Econometric Analysis of Exploration and Extraction of Oil in the U.K. Continental Shelf" *The Economic Journal*, vol. 100, no. 401, pp. 367-390.
37- Peter, H., Medlock III,K.,B. (2008) "A Model of the Operation and Developmentof a National Oil Company*", Energy Economics 30* ,pp 2459–2485
38- Pindyck, R. S.(1983), "The Optimal Production of an Exhaustible Resource When Price Is Exogenous and Stochastic" *, The Scandinavian Journal of Economics*, vol. 83 no. 2,
39- Pindyck, Robert, (1978), " Optimal Exploration and Production of a Nonrenewable Resource", *Journal of Political Economy*, vol. 86, no. 5 , pp. 841-861
40- Towler, B, and S Bansal. (1993), "Hyperbolic Decline-Curve Analysis Using Linear Regression", *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 8 41- (4): 257-268.
Uhler, Russell S. (1977). *The Rate of Petroleum Exploration and Extraction. Vancouver*, [B.C.]: Dept. of Economics, University of British Columbia.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی