Archive of SID

بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی)

دکتر تیمور محمدی
استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی*
دکتر منیره معتمدی
استادیار پژوهشکده پولی و بانکی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران**

تاریخ دریافت: ۸۷/۷/۳۰ تاریخ پذیرش: ۸۸/۴/۱۴ صفحات: ۲۶۵-۲۳۵

برنامه ریزی اقتصادی ومدلسازی در بازار نفت با توجه به مفهوم "تجدید ناپذیری" و قریب‌الوقوع بودن ورود تکنولوژی رقیب نفت و"تخلیه اقتصادی" آن اهمیت روز افزون دارد. با توجه به لزوم سیاستگذاری بهینه در تولید نفت ، این بررسی با هدف دستیابی به مسیر بهینه تولید نفت حوزه نفتی مورد نظر از یک مدل ماکزیمم سازی منافع با قیود و ملاحظات فنی تولید استفاده می‌کند. مسئله بهینه‌یابی تصریح شده با استفاده از برنامه رایانه‌ای طراحی شده در نرم افزارMATLAB وشرایط اولیه متغیرها و سطوح توسعه مورد انتظار تولید برای حوزه نفتی حل شده و مسیر های بهینه حاصل در چند سناریو برای دوره ۱۳۶۵-۱۴۲۵ شبیه سازی و تحلیل شده است. نتایج بررسی حاکی است، صرفنظر از تفاوت در سناریوها به لحاظ نرخ تنزیل یا دوره برنامه‌ریزی، مسیرهای بهینه تولید نفت و تزریق گاز فاصله قابل توجهی با مقادیر تحقق یافته دارد. این نتایج را می‌توان فقدان برنامه‌ریزی اقتصادی در تولید نفت میدان و استفاده بهینه از منابع گازی در تولید صیانتی آن قلمداد کرد.

کلید واژه‌ها:
ایران، تولید صیانتی نفت، تزریق گاز، بهینه‌یابی پویا، برنامه‌ریزی تولید، نرم‌افزار MATLAB

*. E.mail: tmmohammadi@yahoo.com
**. E. mail: mn_motamedi@yahoo.com

www.SID.ir

Archive of SID

مقدمه

با توجه به وابستگی به درآمد نفت کشورهای نفت خیز و بی‌ثباتی در درآمدهای نفتی و پیامدهای ناشی از آن، نحوه تصمیم‌گیری دولتها در چگونگی استخراج نفت و تبدیل این ثروت به انواع داراییهای جایگزین از مسائل اساسی این کشورها است. اهمیت مدلسازی در بازار نفت بین المللی از زمان بحران نفتی در ۷۴-۷۳ و افزایش بهای بین‌المللی نفت به حدود چهار برابر مطرح شد.

مسئله کمیابی منبع انرژی پایان پذیری مثل نفت و افزایش قیمت آن در طی زمان و تلاش در جایگزینی منبع انرژی مورد نیاز منجر به توسعه تکنولوژی‌های تولید منابع رقیب نفت شده است. بنابراین یک مقطع زمانی و قیمتی حدی[1] وجود دارد که هزینه تولید نفت از هزینه انرژی جایگزین آن بیشتر خواهد شد. آن زمان نقطه تخلیه اقتصادی نفت است؛ هر چند که نفت در مخازن به صورت فیزیکی موجود باشد. از این نظر مسئله اتمام منابع و برنامه‌ریزی برای تولید بهینه منابع انرژی همواره مطرح بوده است.

بهینه‌یابی بین دوره‌ای در اقتصاد منابع و مدلسازی آن در بازار انرژی به لحاظ تاریخی به «هتلینگ» (۱۹۳۱) نسبت داده می‌شود. او رفتار مالک یک منبع انرژی پایان‌پذیر را مدل می‌کند. در این روش مالک منبع انرژی برنامه تولیدی خود در طی زمان را طوری انتخاب می‌کند که ارزش فعلی بازدهی خالص فروش آن را در یک افق زمانی مشخص، ماکزیمم سازد. بنابراین سیاستگذاری بهینه توسط برنامه‌ریز یا متولی تولید با بیشینه سازی تابع ارزش اجتماعی منافع خالص بهره برداری از منبع انرژی در دوره برنامه‌ریزی صورت می‌گیرد و نگرش واقع‌بینانه مستلزم آن است که هم منافع جاری و هم منافع آتی در نظر گرفته شود. نکته قابل ذکر آن است که حصول به حداکثر منفعت امروز صرفنظر کردن از توان تولید برای منافع آتی است و از این منظر مبادله سود بین دوره‌ای و نقش نرخ بهره مطرح می‌شود.

در برنامه‌ریزی برای توسعه پایدار و درونزا برای کشور، رفع وابستگی از درآمد نفت، قدم اصلی بوده و منافع ملی در بلند مدت ایجاب می‌کند که دولت با بهره‌برداری بهینه از مخازن نفتی، ضمن رفع تنگناهای جاری ارزی، نسلهای آینده را نیز از این درآمد بهره‌مند

[1]. Choke Price

www.SID.ir

Archive of SID

سازد. همچنین با توجه به اجتناب ناپذیری از تخلیه اقتصادی نفت و امکانات بالقوه ایران در ذخایر نفت و گاز، موضوع صیانت از مخازن و بکارگیری ابزارهای افزایش ضریب بازیافت با توجه به تجربه موفق روش تزریق گاز در ازدیاد تولید نفت ایران اهمیت روزافزون دارد.

در این بررسی تلاش می‌شود، با توجه به سابقه بهره برداری وتزریق گاز در میدان نفتی هفتگل و با استفاده از نتایج بررسیهای مهندسین مخازن نفت در مقوله روشهای ازدیاد برداشت درحوزه های نفتی ایران، الگوی بهره‌برداری بهینه تولید (استخراج) صیانتی نفت در این میدان ارائه شود. مدل بهینه‌یابی تولید نفت برای حوزه نفتی هفتگل -که ویژگیهای آن منعکس‌کنندهٔ نمونه‌ای از میادین اصلی ایران به لحاظ شرایط فنی مخازن و عکس العمل به روشهای ازدیاد برداشت از جمله تزریق گاز طبیعی می‌باشد- پی‌ریزی شده و مسئله با استفاده از روش «برنامه‌ریزی پویای بلمن»[1] و برنامه کامپیوتری طراحی شده با نرم‌افزار "MATLAB"[2] حل می‌شود و با حل این مسئله مسیر بهینه تولید و تزریق گاز در افق برنامه‌ریزی بدست می‌آید.

بخش اول این مقاله اختصاص به ادبیات موضوع دارد.بخش دوم پشتوانه نظری مفاهیم و قیود فنی تولید و شامل تعریف واژگان اختصاصی و مفاهیم فنی تولید نفت، تولید صیانتی، تشکیل میادین نفتی ، روشهای افزایش بازیافت نفت مانند تزریق گاز به میادین نفتی ایران و معرفی میدان نفتی هفتگل است؛ بخش سوم به بررسی مدل بهینه‌یابی، داده‌ها و برآوردها می‌پردازد. مسیرهای بهینه تولید و تزریق گاز شبیه‌سازی شده و نتایج حاصل از آنها در بخش چهارم تحلیل و ارزیابی می‌شوند.بخش نهایی به نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهاد برای تحقیقات آتی اختصاص دارد.

[1]. Bellman Dynamic Programming
[2]. MATLAB Optimization Toolbox

www.SID.ir

Archive of SID

بخش نخست: ادبیات موضوع

بخشی از مطالعات حوزه نفت و انرژی به مدل‌سازی و بهینه‌یابی تولید اختصاص دارند. طیفی از این مطالعات از نقطه‌نظر موضوع مورد بررسی به اختصار در سه گروه معرفی می‌شوند.

بهینه‌یابی اقتصادی تولید، بسط تئوری هتلینگ

«پاول»[1] (۱۹۹۰)، با معرفی دو دسته اصلی مدل‌سازی در بازار نفت؛ یعنی نگرش «بهینه‌یابی بین دوره‌ای» و نگرش «شبیه‌سازی رفتاری» مدل ساده‌ای از قائده بهره‌برداری «ظرفیت- هدف»[2] در بازار نفت را که اوپک در قیمت‌گذاری بکار می‌برد، تست می‌کند و با رد آن پیشنهاد می‌کند با تلفیق دو دسته روش بهینه‌یابی و شبیه‌سازی در یک مدل، قوائدی برای اوپک استخراج شود که از رفتار عقلایی بهینه‌یابی حاصل شده است. «کرونبرگ»[3] (۲۰۰۶)، در بررسی خود با اشاره به آنکه قائده هتلینگ در عمل تحقق نمی‌پذیرد، دلایل شکست بازار را بررسی می‌کند و نتیجه می‌گیرد اگر این دلایل در هزینه بهره‌برداری و استخراج یا پیشرفت تکنولوژی خلاصه شده باشد، بهینه اجتماعی همچنان قابل دستیابی است؛ اما اگر شکست بازار از حقوق مالکیت نامطمئن و تعاملات استراتژیک عرضه‌کننده و مصرف‌کننده ناشی شود، راه‌حل بهینه حاصل نخواهد شد. احمدیان (۱۳۸۴) در کتاب «نظریه بازار و کاربرد آن برای منابع پایان‌پذیر» به بررسی ساختارهای مختلف بازار منبع انرژی پایان‌پذیر می‌پردازد. «اسپلیمبرگو»[4] (۱۹۹۵) فرض رفتار رقابتی اعضا اوپک را در مقابل رفتار تبانی در کارتل با توافق سهم بازار آزمایش می‌کند. نویسنده با تأیید نتایج اکو (۱۹۸۰) در مورد ایران و نیجریه -که به دلیل گرایش به افزایش تولید و عدول از سهمیه «پیرو توسعه طلب» معرفی شدند- این رفتار را به نیازهای دوره جنگ نسبت می‌دهد. به تعبیر وی «پیرو توسعه طلب» به سادگی همان «ماکزیمم‌ساز درآمد» است و تصمیمات تولید مبتنی‌بر معادله

[1]. Powell, (1990).
[2]. Target-Capacity Utilization
[3]. Kronenberg, (2006).
[4]. Spilimbergo, (1995).

www.SID.ir

Archive of SID

اولرو پیش‌بینی عقلایی قیمت دارد. «اندرو پیکرینگ»[1] در بررسی خود رابطه بین نرخ استخراج و ذخیره باقی مانده یک منبع تجدید ناپذیر مثل نفت را تحلیل می‌نماید. نویسنده با استفاده از داده‌های مقطعی رابطه خطی بین استخراج و باقیمانده ذخایر را آزمایش می‌کند. «لین»[2] (۲۰۰۴) مسیرهای بهینه حاصل را در چارچوب دو فرض بازار رقابتی و انحصاری و نیز دو تصریح متفاوت از تابع تقاضا، تابع تقاضای خطی و تقاضای با حساسیت ثابت[3] شبیه‌سازی و تحلیل می‌کند. «هولند»[4] دسته‌ای از مدل‌های محاسبه «نقطه اوج تولید» یا نقطه کاهش آتی در تولید نفت و اثرات آن را نقد می‌کند. وی با اشاره به مدل هتلینگ و انگیزه‌های اقتصادی بهینه‌یابی تولید، توسعه آن را با در نظر گرفتن عدم اطمینان، محدودیت ظرفیت، هزینه‌های نصب، ملاحظات زمین‌شناسی و نوع سنگ معدن و هزینه‌های فزاینده با استخراج (تولید) انباشتی ضروری دانسته و پیشنهاد می‌کند "تولید بهینه" بطور کارا از بهینه‌یابی بین دوره‌ای بدست آید.

ماکزیمم سازی فنی تولید نفت

«پتونرا»[5] (۲۰۰۱) با اشاره به مطالعات قبلی که کیفیت ذخایر وخصوصیات معادن را در مدل وارد می‌کنند، با لحاظ عدم اطمینان در تولید نفت فرض می‌کند که تولید طبیعی از یک قائده فیزیکی کاهش فشار مخزن تبعیت کرده و به این دلیل مسیرتولیدی، با یک نقطه اوج دارد. همچنین عدم اطمینان در عرضه و تقاضا و بهره‌برداری و اکتشاف را از عوامل شکست بازار معرفی می‌نماید. «شیرز وکافمن»[6] در بررسی خود تحلیل مبتنی بر هتلینگ را

1. Andrew Pickering, (2002).
2. Lin, (2004).
3. Isoelastic
4. Holland, (1931).
5. Patunru, (2001).
6. Kaufman & Shiers, (2008).

www.SID.ir

Archive of SID

از یک طرف و منحنی «هوبرت»[1] را از طرف دیگر به‌عنوان موارد افراطی نقد می‌کنند و با روش‌شناسی ساده‌ای تاریخ اوج تولید برای نفت دنیا را محاسبه می‌نمایند.

بهینه‌یابی اقتصادی تولید با لحاظ قیود فنی

هاشم پسران (۱۹۹۰) در بررسی خود با اشاره به اهمیت موضوع مدلسازی در تولید نفت از سه زاویه ملاحظات اقتصادی، زمین‌شناسی و سیاسی، یک چارچوب مبتنی بر روش اقتصادسنجی ارائه می‌دهد و سیاستهای کاوش و تولید نفت یک تولیدکننده قیمت‌پذیر نمونه؛ یعنی بریتانیا را تحلیل می‌کند. «بلک و لافرانس»[2] (۱۹۹۸) با معرفی دو دسته مدل، مهندسی ماکزیم بازیافت کارا (MER)[3] و همچنین مدل اقتصادی مبتنی بر قائده هتلینگ اعتبار هریک را با شواهد تجربی و آزمونهای مرتبط آزمایش می‌کنند. «هارتلی و سیکلز»[4] (۲۰۰۱) تصمیمات تولید پویای بهینه اقتصادی یک حوزه بزرگ فرضی در عربستان سعودی را مدل‌سازی کرده‌اند. همچنین گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۴) در مقاله اخیر بررسی پیشین خود را توسعه داده‌اند. در این مقاله از روش ناپارامتری «تنسر اسپلاین»[5] استفاده شده و توابع هزینه و تولید، با استفاده از مدل پویای مهندسی و شبیه‌ساز نفت سیاه[6] برآورد شده‌اند. همچنین مسئله تصریح شده برای مسیر بهینه تولید به روش بازگشتی[7] حل شده است. این بررسی در سال ۲۰۰۷ نیز بازنگری و اصلاح شده است.

---

۱. "منحنی هوبرت "بنام شخصی به این نام مشهور است که در سال ۱۹۵٦ نقطه اوج تولید نفت ایالات متحده امریکا را به درستی برای سال ۱۹۷۰؛ یعنی بیش از یک قرن قبل از وقوع- در زمانی که تولید بطور هموار برای پنجاه سال افزایش داشت- پیش‌بینی کرده بود.

2. Black & LaFrance, (1998).
3. Maximum Efficient Recovery
4. Hartley & Sickles
5. Tensor Splines
6. Black Oil Simulator
7. Backward Recursion

www.SID.ir

Archive of SID

بخش دوم: تولید صیانتی نفت و روشهای استخراج

به دلیل کاهش تولید ناشی از افت فشار مخزن، چگونگی استخراج نفت نقش مؤثری در تولید صیانتی از مخازن دارد و اهمیت تولید صیانتی نفت، منجر به بکارگیری ابزارهای افزایش ضریب بازیافت تولید و نیز توسعه روز افزون انها شده است.

تولید صیانتی نفت –مفاهیم اصلی

بازیافت یا برداشت طبیعی نفت[1]

بازیافت طبیعی یا اولیه[2] روش برداشت طبیعی[3] و استخراج تحت فشارطبیعی مخزن است. جابجایی طبیعی نفت از منافذ سنگ مخزن به سوی چاه تولیدی معمولاً به علت ساز و کارهای مختلف درون مخزن صورت می‌گیرد. فشار مخزن ناشی از فشار سیال موجود در منافذ یا فشار منفذ است. اختلاف فشار درون مخزن و بدنه چاه تولیدی موجب می‌شود که نفت به سوی چاه تولیدی جریان یابد و بر اثر فشار طبیعی از طریق چاه جاری[4] و یا با پمپ از طریق چاه تلمبه‌ای[5] به سطح زمین هدایت شود. وضعیت مخزن از نظر فشار و درصد اشباع سیالات تعیین می‌کند که در هر زمان چه مقدار سیال از سنگ مخزن یا بلوک‌های ماتریسی جابجا می‌شود. به موازات استمرار تولید از میدان، فشار مخزن کم شده و بازیافت از میدان نیز کاهش می یابد. این رابطه منفی استخراج و تولید انباشتی، از اصول اساسی مهندسی نفت بوده و به قانون دارسی معروف است. عوامل فنی بسیاری در بازیافت طبیعی نفت و رانش یاریزش ثقلی نفت[6] دخالت دارد.

---

[1]. تعاریف برگرفته از: مسعود درخشان، "منافع ملی و سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت وگاز"، ***مجلس و پژوهش***، سال پنجم، شماره ۳٤، (تابستان ۱۳۸۱)، صص ۲۳٤-۱۸۹.

[2]. Primary Recovery (Depletion)
[3]. Natural Recovery
[4]. Flowing Well
[5]. Pumping Well
[6]. Gravity Drainage

www.SID.ir

Archive of SID

برداشت یا بازیافت ثانویه نفت

در روش بازیافت ثانویه[1] فشار مخزن به وسیله سیالی مناسب برای جابجایی نفت درجا از تخلخلهای سنگ مخزن افزایش داده می‌شود. بازیافت ثانویه، شامل افزایش تعداد حلقه چاههای حفر شده، حفاریهای افقی و مایل، بهبود تجهیزات روی زمینی، تزریق آب، تزریق گاز، تزریق آب و گاز، روشهای حرارتی، روشهای تزریق مواد شیمیایی یا فوم، روش میکروب‌زدایی و غیره می‌باشد.

تزریق گاز به میادین نفتی ایران

موضوع کنترل و تأمین فشار مخازن نفتی ایران برای صیانت از مخازن و افزایش ضریب بازیافت به روش تزریق گاز از سال ۱۳۵۰در ایران مورد توجه قرار گرفته است. در بدو اجرای طرحهای تزریق از سال ۱۳۵۲ و به دلیل در دسترس نبودن گاز جهت تزریق، برای میادین هفتگل و بخشی از نیاز تزریق مارون از کلاهکهای گازی نفت سفید و پازنان استفاده شد. تا سال ۱۳۵۴ تنها این منابع گازی برای تزریق موجود بوده و از گازهای همراه جهت مصرف داخل و صادرات استفاده می‌شده است. درسال ۱۳۵۵ با کشف مخزن مستقل گازی در فارس شمالی، ذخایر گازی بطور قابل ملاحظه‌ای افزایش یافت و تزریق گاز به میدان هفتگل (سازند آسماری) به منظور تأمین فشار این مخزن از تیر ماه ۱۳۵۵ آغاز شد.

میدان نفتی هفتگل

میدان نفتی هفتگل در بخش مرکزی تا شرقی منطقه فرو افتاده دزفول شمالی قرار دارد. این میدان در امتداد شمال غرب-جنوب شرق بطول تقریبی ۳۲ کیلومتر و عرض حدود ۵ کیلومتر کشیده شده و قسمتی از بزرگ تاقدیس پارسی- شوشتر را تشکیل می‌دهد. سازند آسماری میدان هفتگل در دامنه شمالی، میادین اهواز و مارون در دامنه جنوبی و میدان کوپال در نزدیکی محور ناودیس بزرگ ناحیه فروافتاده دزفول قرار می‌گیرد. این میدان در

[1]. Secondary Recovery

www.SID.ir

Archive of SID

یک الگوی پلکانی از میدان نفت سفید بالاتر و از میدان ماماتین پایین‌تر است. بنابراین نفت هجرت یافته از سنگ منشاء ابتدا نفت سفید سپس هفتگل و بعد ماماتین را غنی می‌سازد.

تولید نفت میدان هفتگل

وجود نفت در مخزن آسماری این میدان در سال۱۳۰۶ به اثبات رسید و استخراج نفت از این میدان از سال ۱۳۰۷ باحدود شش هزار بشکه در روز آغاز شد. تولید نفت میدان در طی بیست سال با حفر چاههای توسعه‌ای و توصیفی افزایش یافت و در ۱۳۲۷، دبی تولید به ۲۰۰ هزار بشکه در روز (نقطه اوج تولید) رسید. تولید هفتگل از ۱۳۲۹ تا ۱۳۳۲ به دلیل عدم فروش در بازارهای جهانی کاهش و تا ۱۳۳۹ بطور یکنواخت افزایش یافت. تولید نفت میدان از سال ۱۳۴۰ به مدت بیست سال کاهش یکنواخت داشت و از سال ۱۳۵۹ تا ۱۳۶۵ به دلیل شروع پروژه تزریق گاز قطع شد. تولید میدان از سال ۱۳۶۵پس از تعمیر و تکمیل چاهها و افزایش ستون نفت وگاز مخزن، ابتدا با سه حلقه چاه و دبی ۲/۵ هزار بشکه در روز آغاز شد و تا ۱۳۸۲ با بیست حلقه چاه به بیست و پنج هزار بشکه در روز افزایش یافت. تعداد چاههای فعلی این میدان ۶۱ حلقه می‌باشد که از بین آنها ۴۷ چاه به سازند آسماری رسیده‌اند.[۱]

هم اکنون دو واحد بهره‌برداری هفتگل ۱ و ۴ با حداکثر بیست حلقه چاه در مدار تولید قرار دارند و از کل تولید فعلی میدان به میزان ۲۴۰۰۰ بشکه در روز، مجموع دبی چاههای هفتگل ۱ هشت هزار بشکه در روز و بقیه مربوط به هفتگل ۴ می‌باشند. همچنین نفت چاههای هفتگل ۱ پس از دو مرحله تفکیک در واحد ۱، با نیروی ثقلی به مخزن بهره‌برداری هفتگل ۴ می‌ریزد. همچنین نفت چاههای هفتگل ۴ به میزان هیجده هزار بشکه در روز پس از سه مرحله تفکیک به همراه نفت واحد ۱ به سمت واحد بهره‌برداری اهواز ۲ ارسال می‌شود.[۲]

---

[۱]. حسینی اصل و همکاران، «طرح جامع میدان نفتی هفتگل»، اداره مهندسی مخازن، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.

[۲]. اداره مهندسی مخازن شرکت مناطق نفت خیز جنوب.

www.SID.ir

Archive of SID

تزریق گاز به میدان هفتگل

تزریق گاز به میدان هفتگل از تیر ماه ۱۳۵۵ به مدت سه سال با حفر چهار چاه تزریقی و استفاده از کلاهک گازی میدان مجاور نفت سفید به میزان چهارصد میلیون فوت مکعب در روز[1] آغاز شد. ضریب بازیافت نهایی با تخلیه طبیعی مخزن حدود ۲۵٪ و کارایی جابجایی نفت با تزریق گاز به بیش از ۳۵٪ می‌رسد. با توجه به سابقه طولانی تولید هفتگل، بیش از ۹۰٪ ذخیره قابل استحصال مخزن قبل از تزریق گاز در سال ۱۳۵۵ تولید شده است. ماکزیمم تولید میدان در سال ۱۳۲۳ حدود ۸۳ میلیون بشکه بوده است. همچنین از زمان تزریق گاز تا سال ۸۴ در مجموع ۸۲۲ میلیارد فوت مکعب گاز در این میدان تزریق شده است.[2] در چندین مطالعه و شبیه‌سازی در رفتار این میدان نسبت به تزریق گاز، برآورد شد که با تزریق گاز و تحت شرایطی حدود تا ۹۰۰ - ۵۰۰ میلیون بشکه نفت اضافی را می‌توان بازیافت کرد.[3]

بخش سوم: مدل بهینه‌یابی پویای نفت میدان هفتگل

فروض مدل

مسئله بهینه‌یابی ماکزیمم‌سازی منافع حاصل از تولید نفت و تابع ارزشی، ارزش تنزیل شده منافع حاصل از تولید و فروش نفت حوزه نفتی می‌باشد. فرض می‌شود دولت بعنوان یک بنگاه متولی تولید و دارای قدرت انحصاری در تأثیر بر بازار بین‌المللی نفت و قیمت آن بوده و با تابع تقاضای انحصاری برای نفت مواجه می‌باشد. همچنین تولید جاری نفت خام شرایط مخزن و به تبع آن هزینه‌های تولید آتی آن و مجموع تولید از مخزن را متأثر می‌سازد. ضمناً ماهیت پویای تولید نفت به واسطه تابع تولید پویا نمایش داده می‌شود. از آنجا که تولید صیانتی و ضرورت افزایش بازیافت تولید از یک چاه تولیدی، مستلزم تزریق گاز اضافی

---

[1]. Scf/d

[2]. هر یک میلیون مترمکعب تزریق روزانه معادل با(۳۶۵* ۳۵,۵ =۱۲۹۷۵,۵) میلیون فوت مکعب سالانه یا حدود سیزده میلیارد فوت مکعب سالانه است.

[3]. A. M. Saidi, "Twenty Years of Gas Ingection History into Well Fractured Haft-kel Field (Iran)", ***SPE Paper***, 35 309, Presented at SPE Meeting Held in Villabermosa, Mexico, (March, 1996), pp.123-130.

www.SID.ir

Archive of SID

می‌باشد، این ارتباط را تابع تزریق گاز نشان می‌دهد. شکل تصریح شده این تابع یکی از قیود فنی مدل بهینه‌یابی است. تابع تولید، بیانگر ظرفیت کوتاه مدت تولیدی هر چاه تولیدی بوده و به عنوان یک قید نامعادله در مدل بهینه‌یابی بکار می‌رود. این ظرفیت حد بالای تولید نفت یا بهره‌وری متوسط هر چاه تولیدی است. از آنجا که سرمایه‌گذاری کوتاه‌مدت در تولید نفت به چگونگی شکل‌گیری انتظارات از دسترسی به منابع انرژی جایگزین و داراییهای جایگزین و زمان ورود تکنولوژی رقیب نفت وابسته است، این ملاحظات در سناریوهای مختلفی به تصویر کشیده شده‌است.

معرفی مدل

چهار چوب مدل بهینه‌یابی: [1]

$$V_t(N_t, CP_t) = R_t(X_t) - C_t(X_t, dN_t, gi_t, N_t)$$

$$Max_{X_t, dN_t} \quad \sum_{t=0}^{n} [R_t(X_t) - C_t(X_t, dN_t, gi_t, N_t)] + \beta V_{t+1}(N_{t+1}, CP_{t+1})$$

subject to:

$$N_{t+1} = N_t + dN_t$$

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

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

$$0 \le X_t \le f(N_t, dN_t, gi_t, CP_t) \quad \text{and} \quad dN \ge 0$$

V_t: تابع ارزشی (ارزش حال انتظاری منافع خالص تولید نفت)، R_t :تابع درآ مد فروش نفت

C_t: تابع هزینه تولید نفت ، X_t : تولید روزانه نفت میدان (میلیون بشکه)، N_t: تعداد چاههای در حال تولید (از اول دوره بهره‌برداری تا دوره جاری)، gi_t: میزان گاز تزریقی (میلیارد فوت مکعب) به میدان که تابعی از تولید، تعداد چاههای موجود و چاههای جدید

[1]. این چهارچوب مبتنی بر روش گائو ،هارتلی وسیکلز(۲۰۰٤) است.

www.SID.ir

Archive of SID

حفر شده می‌باشد. dN_t : تعداد چاههای حفر شده جدید، CP_t: تولید انباشتی مخزن درهر دوره، X_t و dN_t : متغیرهای کنترل[1]

N_t و CP_t : متغیر های وضعیت[2]، β: عامل تنزیل یا نرخ تنزیل اجتماعی (β =1/1+r و r نرخ بهره واقعی است)، P : تابع معکوس تقاضاست که قیمت جهانی نفت را به تولید نفت اوپک مرتبط می‌کند.

داده‌ها، برآوردها و تصریح توابع

مسئله بهینه‌یابی، مسئله ماکزیمم‌سازی تابع منافع خالص تنزیل شده است. و شکل تابع ارزشی آن وابسته به خصوصیات و تصریح توابع درآمد، هزینه، تولید و تزریق گاز می‌باشد. در این بخش برآورد و تصریح توابع مذکور ارائه خواهد شد.

تابع درآمد نفت $R(X_t) = X_t.P_t(X_t)$

شکل کلی تابع معکوس تقاضا : $Log(P_t) = a_0 + a_1 X_t + a_2 T + \varepsilon$

$$\Rightarrow \quad P_t = e^{a_0 + a_1 X_t + a_2 T}$$

T روند زمانی است و حضور آن در تابع تقاضا بیانگر اثر تغییر در ترجیحات، سطح توسعه و سایر عواملی است که تقاضا برای نفت را متأثر می‌سازند.

تابع تقاضای برآورد شده نفت اوپک از مدل شبیه‌سازی بازار نفت[3] توسط اداره اطلاعات انرژی[4] در مدل گائو، هارتلی و سیکلز (۲۰۰۴) چنین است[5]:

---

1. Policy Variable
2. State Variable
3. OMS(Oil Market Simulation)
4. EIA(Energy Information Administration)

۵. مدل OMS مربوط به EIA (96) است که بازار نفت دنیا را تا سال ۲۰۱۰ به تصویر می‌کشد. EIA در سالهای اخیر مدل بازار نفت دنیا WOM را جایگزین OMS کرده که این مدل بخشی از مدل بین‌المللی انرژی محسوب می‌شود.
– ارقام داخل پرانتز انحراف معیار ضرایب است.

www.SID.ir

Archive of SID

$$LP = 3.5323 - 0.0398X_t + 3.9656T$$

t (0.052) (0.0023) (0.557)

T=1,……,60 $R^2 = 0.7476$

برای تسهیل در محاسبات مدل بهینه‌یابی، مدل مذکور، ساده‌ترین فرم انتخابی دارای روند از بین توابع برآورد شده برای تابع تقاضا در نفت اوپک است که رفتار انحصاری را نیز نمایش می‌دهد. تابع معکوس تقاضای مورد استفاده در مدل بهینه‌یابی چنین است :

$$P = \exp(\ 3.5323 - 0.0398X_t + 3.9656T\ )$$

هزینه‌های کل تولید نفت

به دلیل فقدان اطلاعات کافی از هزینه‌های تولید حوزه نفتی ایران و داده‌های آن برای برآورد تابع هزینه تولید، اجزای هزینه به تفکیک ذکر شده و با استفاده از برآوردهای کلی از هزینه‌های تولید در منابع مختلف برای منطقه خاورمیانه و ایران بدست آمده است.[1] در برآورد EIA از هزینه‌های تولید نفت کشورهای خاورمیانه[2]، متوسط موزون هزینه توسعه، هزینه زیرساختها، حفر چاهها و تعمیر و نگهداری آنها به ازای ظرفیت تولیدی، اندازهٔ میدان و با توجه به دوران شکل‌گیری آنها محاسبه شده است.

هزینه تولید نفت به سه بخش کلی طبقه‌بندی می‌شود: هزینه‌های اکتشاف، هزینه‌های توسعه و هزینه‌های عملیاتی تولید.

[1]. برخی از این اجزای هزینه به صورت متوسط هزینه با استفاده از داده‌های اداره مهندسی مخازن شرکت مناطق نفت خیز جنوب و سایر منابع بدست آمده است؛ مثلاً هزینه حفر هر چاه وتعمیر ونگهداری آن و هزینه تزریق گاز که به دلیل فقدان داده‌های سری زمانی هزینه تولید، به صورت برآورد تابع هزینه تولید توسط روابط رگرسیونی میسر نشد.

[2]. Energy Information Administration "Oil Production Capacity Expansion Costs For the Persian Gulf", (January 1996), pp. 21-22.

www.SID.ir

Archive of SID

هزینه اکتشاف

این هزینه‌ها شامل هزینه‌های جستجوی زمین‌شناسی و اکتشاف و طراحی مخازن نفتی و حفر چاههای اکتشافی بوده و سهم هزینه اکتشاف از کل هزینه‌ها ۲۰٪ است.[۱]

هزینه‌های توسعه

الف) هزینه زیر ساختها و تعمیر و نگهداری آنها:

هزینه تعمیر و نگهداری زیرساختها μ_t تابعی از سطح تولید X_t است[۲]:

$$\mu_t = 0.46X_t$$

ب) هزینه‌های چاههای نفتی (حفر چاههای جدید و تعمیر و نگهداری چاههای موجود).

هزینه حفر چاه η_t تابعی از تعداد چاه حفر شده جدید dn است:

$$\eta_t = 3.31dn$$

علاوه بر تعمیر و نگهداری زیرساختها، برای رسیدن به سطحی از بهره‌وری چاهها سرمایه‌گذاری در هزینه تعمیر و نگهداری آنها ضروری است. به منظور محاسبه این نوع هزینه، فرض می‌شود عمر تولیدی هر چاه بیست سال (متوسط در صنعت نفت) بوده و چنان باشد که ارزش حال مجموع این هزینه‌ها در بیست سال عمر مفید چاه با هزینه سرمایه

---

۱. با استفاده از آمار هزینه اداره اموال درشرکت ملی نفت مناطق نفت خیز جنوب، با عنوان "هزینه‌های تبدیل به دارایی شده"؛ شامل هزینه اکتشاف و با تعیین سهم میدان هفتگل ، ارزشهای دلاری هزینه‌های اکتشاف میدان محاسبه شد. سهم این هزینه‌ها از کل هزینه‌های تولید ۲۰٪ می‌باشد.

۲. به دلیل فقدان آمار هزینه‌های تولید میدان در ایران، این رقم از محاسبات EIA برای میادین نفتی کشورهای حوزه خلیج از جمله ایران اخذ شده و از آنجا که در روش محاسبه هزینه، زیرساختها و نصب صفحات در هزینه‌های حفر هر چاه جدید لحاظ شده، به منظور جلوگیری از محاسبه مضاعف این رقم در تابع هزینه بطور مستقل لحاظ نشده است. هزینه تعمیر و نگهداری سالانه زیرساختها در برآورد EIA برای کشورهای منطقه سالانه ۰/٤٦ (میلیون دلار) در هرمیلیون بشکه نفت تولیدی است.

www.SID.ir

Archive of SID

زیرساختهای چاهها برابر باشد. با این روش مقدار هزینه تعمیر و نگهداری محاسبه شده برای هر چاه تولیدی سالانه برابربا ۰/۳۱ میلیون دلار است :[۱]

هزینه تعمیر و نگهداری کل چاهها: $M_t = 0.31N_t$

هزینه‌های متغیر تولید

الف) هزینه‌های عملیاتی تولید: این هزینه‌ها شامل مخارج نیروی انسانی و سایر هزینه‌های متغیرتولید است. EIA فرم تابعی زیر را برای هزینه‌های متغیر تولید (تابع سطح تولید) برآورد کرده است:

$$V_t = 0.7714X_t^{-O.2423}$$

طبق گزارش EIA هزینه متغیر تولید طبق رابطه فوق محدوده‌ای بین ۰/۲۵ – ۱/۰۰ دلار در هر بشکه نفت تولیدی برای کشورهای حوزه خلیج فارس برآورد شده است.

ب) هزینه‌های تزریق گاز: هزینه تزریق گاز با توجه به قیمت گاز طبیعی ۰/۱۷۶ میلیون دلار برای هر میلیارد فوت مکعب گاز تزریقی سالانه است.[۲]

$$GI_t = 0.176gi_t$$

---

[۱]. اگر فرض شود ارزش مرکب هزینه تعمیر ونگهداری درطی بیست سال برابر با هزینه سرمایه گذاری در حفر هر چاه باشد، $m(\sum_{t=1}^{20} 1/(1+r)) = \eta$ با هزینه حفر هرچاه ۳/۳۱ میلیون دلار ، وهزینه استهلاک سالیانه آن با نرخ بهره ۱۰٪ هزینه تعمیر و نگهداری سالانه هر چاه برابر با ۰/۳۱ میلیون دلار است.

[۲]. محاسبه هزینه تزریق: با اطلاعات مهندسین نفت برای هر بشکه نفت اضافی حدود ۲۵۰۰ –٤۰۰۰ فوت مکعب تزریق گاز مورد نیاز است و متوسط هزینه تزریق این میزان گاز ۰/٤–۰/٦٤ دلار است. برای کسب اطلاعات بیشتر رجوع شود به: علی محمد سعیدی، «موقعیت نفت وگاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان»، ***فصلنامه مجلس و پژوهش***، سال نهم، شماره ۳٤، (۱۳۸۱)، ص۱۷۵–۱۷۲ و ۱۸۲–۱۷۷.

با درنظر گرفتن حد بالای این هزینه (۰/٦٤) دلار هزینه تزریق هر یک میلیارد فوت مکعب گاز (واحد گازدر این بررسی) ۱۷٦۰۰۰ دلار یا ۰/۱۷٦ میلیون دلار (واحدارزش در این بررسی) محاسبه شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

هزینه‌های کل تولید (جمع اجزای هزینه + ۲۰٪ برای هزینه اکتشاف)

$$C_t = 1.2(\mu_t + V_t + GI_t + M_t + \eta_t)$$

$$C_t = 1.2(0.46X_t + 0.7714X_t^{-0.2423} + 0.176gi_t + 0.31N_t + 3.31dn_t)$$

به موازات استخراج از چاههای نفتی و کاهش فشار و کارایی ریزش ثقلی و تراوش طبیعی آنها ، تولید نفت کاهش می‌یابد. مهندسین معدن در محاسبات خود اغلب مسیر تولید نفت به شکل U وارونه با یک نقطه اوج تولید را پیش‌بینی کرده و بر ماکزیمم‌سازی تولید تأکید دارند، همچنین اقتصاددانان نیز بر نقش قیمتها در مسئله ماکزیمم‌سازی تولید تأکید می‌کنند.

شکل کلی تابع تولید پویا :

$$\max(X_t) = \lambda_0 + \lambda_1 \log gi + \lambda_2 \log gi \log CP + \lambda_3 \log CP + \varepsilon$$

این تابع اشاره به ماکزیمم ظرفیت تولیدی یک چاه فرضی در طی یک دوره دارد. بنابراین، چند جمله‌ای بالا بیانگر بهره‌وری متوسط هر چاه تولیدی در حوزه نفتی است. این برآورد، بیانگر یک مجموعه تولیدی قابل حصول و وابسته به شرایط فنی و خصوصیات مخزن مورد نظر است.

با استفاده ازالگوی فوق و بکارگیری داده‌های تزریق گاز و تولید انباشتی میدان نفتی هفتگل دردوره ۱۳۵۶-۱۳۸۴، بهره وری متوسط هر چاه نمونه در این مخزن برآورد شده است.

بهره‌وری متوسط هرچاه:

www.SID.ir

Archive of SID

$$X_t / N_t = 50.8903 \log gi - 6.8231 \log gi \log CP - 0.6567 \log CP$$

t (2.55) (−2.54) (−2.35)

$$R^2 = 0.51$$

بدیهی است برای نمایش تولید کل این میزان در تعداد چاههای تولیدی ضرب می‌شود:

$$X_t = N_t (50.8903 \log gi - 6.8231 \log gi \log CP - 0.6567 \log CP)$$

نتایج و ضرایب این معادله با این فرض که اضافه برداشت در کوتاه مدت از هر چاه نفتی، شرایط تولیدی آن را به مخاطره می‌اندازد، همچنین با این فرض که تزریق گاز رابطه‌ای خطی و مثبت با مقدار استخراج دارد، سازگار می‌باشد. اگر تولید انباشتی یک چاه خیلی زیاد باشد، ممکن است تزریق بیشتر گاز ظرفیت کوتاه مدت تولید را کاهش دهد. همچنین این روابط بیانگر رابطه منفی تولید انباشتی و استخراج هر دوره می‌باشد. پشتوانه نظری روابط مذکور مطالعات فنی تولید است که در درون یک مدل و تحلیل اقتصادی از آنها استفاده می‌شود.

شکل کلی تابع تزریق گاز:

$$\log gi = \gamma_0 + \gamma_1 \log N_t + \gamma_2 \log X_t + \varepsilon$$

در این تابع میزان تزریق گاز، تابعی از تولید نفت و تعداد چاههای تولیدی است.

شکل برآورد شده تابع تزریق گاز:

$$\log gi = 0.4789 \log N_t + 0.5942 \log X_t$$

(1.85) (1.88) t

$$R^2 = 0.37$$

www.SID.ir

Archive of SID

تابع برآورد شده بیانگر رابطه فیزیکی بین میزان تزریق گاز، میزان تولید و تعداد چاهها می‌باشد:

$$gi = N_t^{O.4789} X_t^{O.5942}$$

شکل تصریح شده مدل بهینه‌یابی

$$Max_{X_t, dN_t} \quad \sum_{t=0}^{n} [X_t \exp(3.5323 - 0.039X_t + 3.9656T) - 1.2(0.46X_t + 0.7714X_t^{-0.2423} + 3.31dN_t + 0.176gi_t + 0.31N_t)] + \beta V_{t+1}(N_{t+1}, CP_{t+1})$$

$$Subjct \quad to:$$

$$N_{t+1} = N_t + dN_t$$

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

$$gi = N_t^{O.4789} X_t^{O.5942}$$

$$0 \le X_t \le N_t(50.8903 \log gi - 6.8231 \log gi \log CP - 0.6567 \log CP)$$

شرایط اولیه مسئله برای حوزه هفتگل، تولید انباشتی ۱۶۸۹ میلیون بشکه و تعداد دوازده چاه تولیدی برای سال شروع شبیه‌سازی (۱۳۶۵) می‌باشد.

بهینه‌یابی تولید، مراحل حل مسئله

مسئله بهینه‌یابی تصریح شده به منظور دستیابی به مسیر بهینه تولید نفت در سه مرحله و برای دو دوره زمانی حل می‌شود. دوره اول زمانی، دوره برنامه‌ریزی است و فرض می‌شود مسئله بهینه‌یابی در این دوره مانا (پایا) نباشد؛ چون تابع تقاضا برای نفت تا مقطع ورود انرژی جایگزین در طی زمان تغییر می‌کند ودارای روند است. برای این دوره در طراحی

www.SID.ir

Archive of SID

برنامه کامپیوتری[1] علاوه بر ویژگیهای نقاط ابتدایی، محدوده ای از سطح توسعه مورد انتظار برای استخراج از مخزن نفتی تا پایان دوره فرض می‌شود که با اتکا به روشهای مرسوم برداشت طبیعی و همچنین تکنولوژهای نوین افزایش ضریب بازیافت قابل برداشت یا استخراج است.[2] تابع ارزشی دراین مرحله با استفاده از روش مسئله بازگشتی حل می‌شود هدف یا جواب مسئله، محاسبه مسیر بهینه تولید برای این دوره می‌باشد. این مرحله از ابتدای دوره شبیه سازی شروع و در مقطع ورود انرژی جایگزین پایان می‌پذیرد (۱۳۶۵-۱۴۲۵). ضمناً این دوره شامل بیست سال از تاریخچه تولید حوزه نفتی (۱۳۶۵-۱۳۸۵) جهت مقایسه جوابهای بهینه با مقادیر تحقق یافته می‌باشد.

دوره دوّم زمانی از مقطع ورود تکنولوژی جایگزین شروع می‌شود. فرض می‌شود از این مقطع زمانی، تولید انبوه انرژی رقیب نفت منجر به کاهش تقاضا برای آن شود. بنابراین موضوع بهینه‌سازی تولید در این دوره به مسئله وضعیت یکنواخت با تابع تقاضا بدون روند زمانی تبدیل می‌شود. بنابراین در برنامه کامپیوتری این مرحله متغیر روند از تابع تقاضا حذف می‌شود.

برنامه تشریح شده فوق در چند سناریو که به لحاظ نرخ تنزیل و دوره برنامه‌ریزی متفاوتند، طراحی و اجرا شده و مسیرهای بهینه حاصل تحلیل، ارزیابی و مقایسه می‌شوند. در دو سناریوی اول، مدل با تفاوت در نرخ تنزیل شبیه‌سازی و تحلیل شده و با استفاده از نرخهای بهره واقعی[3] در سناریوها ۵٪ و ۱۰٪ متناظر با نرخهای تنزیل به ترتیب ۹۵٪ و ۹۰٪، و سال انتهای برنامه یا نقطه « تخلیه اقتصادی» نفت، در سناریوها ،۱۴۱۵ و۱۴۲۵ می‌باشد.[4]

---

[1]. این برنامه شامل سه مرحله طراحی و اجرای کامپیوتری بوده و توسط جعبه ابزار Optimization درنرم افزار MATLAB نوشته شده است.

[2]. تحت تخلیه طبیعی و میزان نفت در جای اولیه این ضریب ۲۵٪ برآورد وگزارش شده و همچنین ضریب بازیافت گاز مخزن با فرمول‌های مهندسی مخازن و خواص سیالات فشار ترک مخزن وفشار اولیه معادل ۴۰٪ برآورد شده است .

[3]. تفاوت در ارزشگذاری داراییهای جایگزین، در نرخهای بهره واقعی تجلی یافته و تصمیم‌گیری بین دوره‌ای تولید نفت را متأثر می‌سازد.

[4]. کاهش هزینه‌های تولید انرژی جایگزین، تقاضا برای نفت را در نقطه انتهایی برنامه خواهد کاست، انتظارات و عدم اطمینان مربوط به زمان جایگزینی انرژی نیز در سناریوهای مختلف نمایش داده می‌شوند.

www.SID.ir

Archive of SID

بخش چهارم: نتایج شبیه‌سازی

در این بخش تخمینهای عددی تابع ارزشی و مسیر شبیه‌سازی شده سیاست بهینه، تحت سناریو های مختلف اجرا می‌گردد. تفاوت در سناریوها به منظور سنجش اثر تغییر مورد نظر در نتایج راه‌حلهای بهینه در جدول خروجی برنامه و نمودارها به تصویر کشیده شده است.

مسیر بهینه تولید

در این بخش نتایج و دلالتهای شبیه‌سازیها با توجه به مشخصات و فروض سناریوهای مختلف و خروجیهای برنامه، در چهارچوب نمودارهای ترسیم شده تحلیل می‌شوند. همچنین مقایسه نتایج سناریوهای مختلف می‌تواند اثر تغییر در فروض اولیهٔ سیاست تولید و سرمایه‌گذاری بهینه را به نمایش بگذارد. سناریوهای مختلف تغییر در اثرات احتمالی کاهش آتی در تقاضا برای نفت و زمان جاگزینی آن و یاتغییر در ریسک سرمایه‌گذاریها در حوزه نفت با توجه به ارزش داراییهای جایگزین به تصویر می‌کشند.

سناریوی اول

در سناریوی اول نرخ بهره واقعی ۵٪ ، دوره برنامه‌ریزی چهل سال و دوره شبیه‌سازی شصت سال است که از سال ۱۳۶۵ آغاز شده، همچنین وضعیت یکنواخت با تابع تقاضای نفت بدون روند نیز سال ۱۴۲۵ می‌باشد.

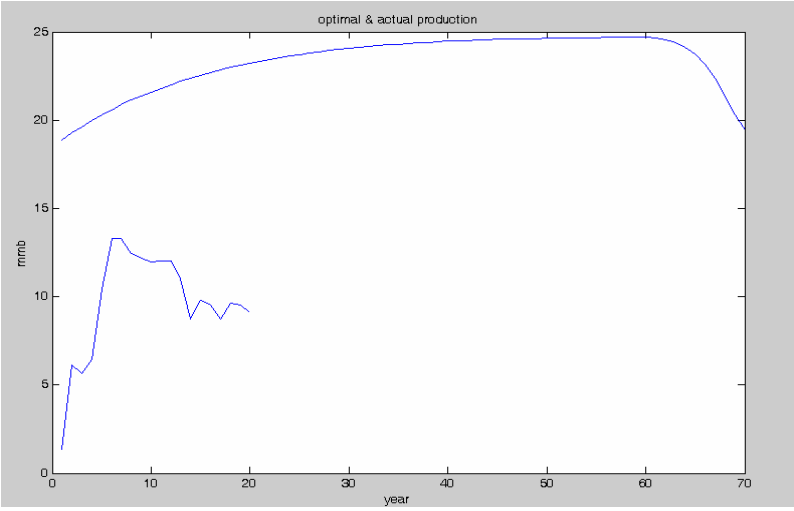
با توجه به نمودار (۱)، در مسیر تولید بهینه سناریوی اول، تولید تا سطح کمتر از ۲۵ میلیون بشکه در سال افزایش یافته و سپس به سرعت کاهش می‌یابد. کاهش تولید پس از سال ۱۴۲۵ به دلیل آنست که تقاضا برای نفت حوزه نفتی از مقطع فوق با ورود انرژی جایگزین کاهش می‌یابد. این نتیجه، اثر منفی تولید انباشتی قبلی بر تداوم بهره‌وری میدان را نشان می‌دهد نمودار مذکور، همچنین مقایسه مقادیر بهینه تولید و مقادیر تحقق یافته را نمایش می‌دهد.

مقایسه مسیرهای بهینه تولید در هر سناریو با مقادیر تحقق یافته نشان می‌دهد که مسیر حقیقی بسیار نوسان‌دارتر از مقادیر شبیه‌سازی شده آن می‌باشد. تفاوت بین نتایج مدل

www.SID.ir

Archive of SID

و مقادیر تحقق یافته می‌تواند ناشی از معین بودن مدل باشد؛ زیرا هموارتر بودن مسیر بهینه برنامه‌ریزی شده نسبت به مقادیر تحقق یافته نتیجه‌ای بدیهی برای اینگونه مدل‌ها است. تفاوت دیگر؛ فاصله قابل توجه مقادیر تولید بهینه از مقادیر تحقق یافته می‌باشد. این نتیجه عدم پیگیری هدف ماکزیمم‌سازی تولید نفت در سیاست تولیدی گذشته میدان را نشان می‌دهد.



نمودار ۱. مقادیر بهینه تولید (بالا) وتحقق‌یافته (پایین) تولید نفت میدان در طی دوره شبیه سازی

ماخذ: جدول ۱، خروجیهای برنامه کامپیوتری طراحی شده با اطلاعات حوزه نفتی و جعبه ابزار optimization در نرم افزار MATLAB

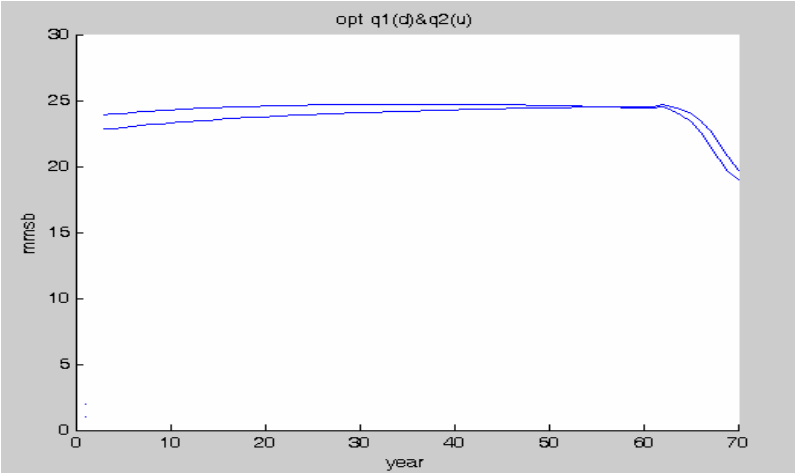
سناریوی دوم

در این سناریو نرخ بهره واقعی ۱۰٪ ، دوره برنامه‌ریزی چهل سال، دوره شبیه‌سازی شصت سال (از ۱۳۶۵)، و شروع وضعیت یکنواخت با تابع تقاضای نفت بدون روند از سال ۱۴۲۵ می‌باشد. نتایج این سناریو برای نمایش اثر تغییر در نرخ بهره در نمودار (۲) به تصویر کشیده شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

مقایسه سناریوی ۱و۲ با تفاوت در نرخهای بهره بیانگر آنست که با نرخ بهره بیشتر (یا نرخ تنزیل کمتر)، تولید تمایل به افزایش تا سال ۱۴۲۵و کاهش از سالهای بعد از آن دارد. با نرخ بهره بیشتر ارزش حال درآمدهای آتی نفت کمتر و ارزش حال هزینه‌های آتی حفر چاه تولیدی بالاتر است. بنابر این انتظار می‌رود سطوح بالاتر تولید به سالهای اول منتقل شود. با وجود آنکه مقادیر عددی این تفاوت را نشان می‌دهند، اما تغییر قابل ملاحظه و محسوس در قیاس مسیرهای بهینه تولید در نمودار (۲) مشاهده نمی‌شود.



نمودار ۲. مقایسهٔ مقادیر بهینه تولید سناریوی ۱ (پایین) و ۲ (بالا)

تولید نفت میدان درطی دوره شبیه سازی

ماخذ: جدول ۱. خروجیهای برنامه کامپیوتری طراحی شده با اطلاعات حوزه نفتی و جعبه ابزار optimization در نرم‌افزار MATLAB

سناریوی سوم

در سناریوی اول فرض شد که تکنولوژی رقیب نفت از سال ۱۴۲۵ تقاضا برای نفت را کاهش دهد. با ورود انرژی جایگزین مثلاً تولید الکتریسیته از نور خورشید به جای سوخت

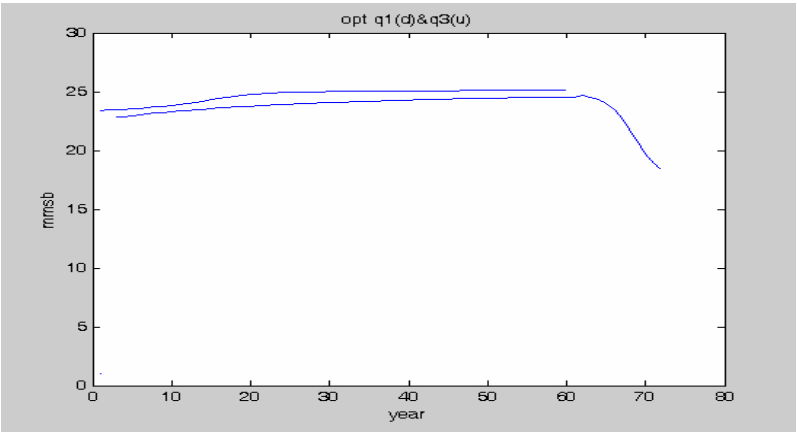
www.SID.ir

Archive of SID

فسیلی، تقاضا برای نفت به واسطه اثر شوک تکنولوژی برتر و کاهش هزینه‌های تولید آن تحت تأثیر قرار گرفته و کاهش می‌یابد. با توجه به این موضوع در سناریوی سوم اثر کاهش زمان ورود تکنولوژی جایگزین ارزیابی و تحلیل می‌شود. به منظور سنجش این اثر بر سیاست بهینه تولیدی دوره برنامه‌ریزی به سی سال و دوره شبیه‌سازی به پنجاه سال کاهش می‌یابد (۱۴۱۵-۱۳۶۵).

در سناریوی سوم نرخ بهره واقعی ۵٪، دوره برنامه‌ریزی سی سال- دوره شبیه‌سازی پنجاه سال (از ۱۳۶۵) و سرانجام، شروع وضعیت یکنواخت با تابع تقاضای نفت بدون روند از سال ۱۴۱۵ می‌باشد.

تفاوت نتایج دو سناریوی ۱ و ۳ برای سنجش اثر تغییر در تاریخ جایگزینی انرژی رقیب نفت ،یا تغییر در افق برنامه‌ریزی؛ در سیاست بهینه تولیدی در نمودار (۳) به تصویر کشیده شده است.



نمودار ۳. مقایسه. مقادیر بهینه تولید دو سناریوی ۱ (پایین) و۳ (بالا)

تولید نفت میدان در طی دوره شبیه سازی

ماخذ: جدول ۱؛ خروجیهای برنامه کامپیوتری طراحی شده با اطلاعات حوزه نفتی و جعبه ابزار optimization در نرم افزار MATLAB.

www.SID.ir

Archive of SID

در مقایسه سناریوهای ۱ و ۳، با توجه به نمودار (۳) اثر تغییر زمان ورود انرژی جایگزین از چهل سال به سی سال بعد (ده سال زودتر) محسوس است؛ بطوریکه با کاهش دوره برنامه‌ریزی مقادیربهینه تولید در سالهای اولیه بیشتر است و نتیجهٔ این تغییر شبیه به اثر افزایش نرخ بهره می‌باشد. این نتیجه و تغییر محسوس در مقادیر بهینه تولید را می‌توان وجود عدم اطمینان در منابع کسب درآمد ارزی و اتکا به در آمد نفت در کشور تعبیر کرد.

مسیر بهینه تزریق گاز

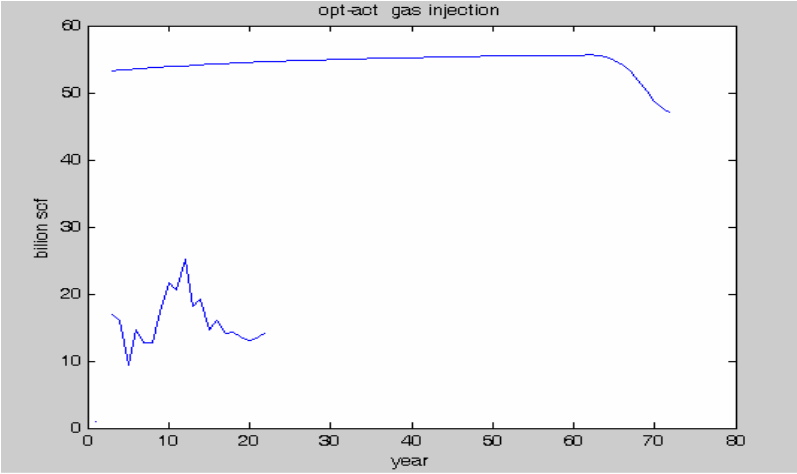
با توجه به نتایج خروجیهای برنامه مسیر بهینه تولید نفت میدان، حد بهینه تزریق گاز با استفاده از روابط تصریح شده تولید و تزریق گاز بدست آمد. مسیر بهینه تزریق مقادیر، متناظر با تولید بهینه و ماکزیمم منافع تولید هدف‌گذاری شده است که در نمودار (۴) در قیاس با مقادیر تحقق یافته آن نیز نمایش داده شده است.

نتایج مسیر بهینه تزریق گاز در مقایسه با مقادیر تحقق یافته آن در جدول (۱) و نمودار (۴) به تصویر کشیده شده است. با توجه به نتایج ، مقادیر مطلوب و متناظر با تولید بهینه برای تزریق گاز در محدوده ۵۴-۵۶ میلیارد فوت مکعب در سال متغیر است. نتایج و تحلیلهای مشابهی نیز در قیاس سناریوهای مختلف مشاهده می‌شود.

در نتیجه کلی این بخش و با تحلیل مشابه تولید بهینه ، فاصله بین مقادیر بهینه و تحقق یافته تزریق گاز در تولید صیانتی، نفت، قابل توجه و تأمل می‌باشد. این نتیجه را می‌توان عدول از سیاست بهینه تولید نفت و فقدان برنامه‌ریزی تولید صیانتی نفت با هدف بهینه‌سازی اقتصادی و فنی منافع حاصل از تولید دانست.

www.SID.ir

Archive of SID



نمودار ۴. مقایسه.مقادیر بهینه (بالا) وتحقق‌یافته (پایین) تزریق گاز میدان نفتی در طی دوره شبیه سازی

ماخذ: جدول ۱؛ خروجیهای برنامه کامپیوتری طراحی شده با اطلاعات حوزه نفتی و جعبه ابزار optimization در نرم‌افزار MATLAB

بخش پنجم: نتیجه‌گیری و پیشنهادات

در این بررسی تلاش شد تا با نگاه بین رشته‌ای، مبتنی بر ملاحظات اقتصادی و مهندسی نفت، مدلی طراحی و پی‌ریزی شود که تصمیمات بهینه تولید پویا را برای حوزه نفتی هفتگل به‌عنوان نمونه کوچک قابل تعمیم به برنامه تولیدی نفت کشور ارائه دهد و نرم‌افزاری را تعبیه نماید که تا حد امکان عوامل و پارامترهای دخیل در تولید را با حداقل ساده‌سازی و حداکثر واقع‌بینی نمایش دهد. نگارنده مدعی است که بخشهایی از این برنامه و نتایج آن با قطعیت ابزارهای ریاضی حمایت می‌شود و برخی از آنها نیز با توجه به عدم قطعیت ابزارهای اقتصادسنجی در نظام آماری ایران نیاز به بازنگری و توسعه در تحقیقات آتی دارد. بنابراین بررسی حاضر از جنبه نگاه دو رشتهٔ اقتصادی و فنی و شیوه بررسی، یک نقطه شروع محسوب می‌شود.

www.SID.ir

Archive of SID

برنامه کامپیوتری این بررسی با توجه به داده‌های حقیقی میدان و سطح توسعه مورد انتظار در تولید میدان و تعیین محدوده قابل اتکای آن پی‌ریزی شده است. این اطلاعات برگرفته از نظریات کارشناسان فنی و منتج از مطالعات آزمایشگاهی بر روی سنگ مخزن حوزه خصوصاً در مورد اثر تزریق گاز در تولید صیانتی نفت از میدان می‌باشد. همچنین به کمک اطلاعات مذکور این امکان فراهم شد تا با استفاده از برنامه و شرایط ویژه طراحی شدهٔ آن، علاوه بر محاسبه مسیر بهینه تولید، مسیر بهینه تزریق گاز متناظر با آن نیز محاسبه شود.

برای ارزیابی سیاست گذشته حاکم بر تولید نفت، میدان هفتگل به‌عنوان نمونه‌ای مناسب از میادین نفتی ایران انتخاب شد تا با استفاده از فروض واقع‌بینانه و ابزارهای تحلیل اقتصادی و به پشتوانه ملاحظات فنی تولید، مقادیر بهینه تولید نفت محاسبه یا برآورد شود. در مقایسه مسیرهای بهینه و مقادیر حقیقی تولید در محدودهٔ زمانی که مشترک بین تاریخچه تولید و برنامه شبیه‌سازی است، نتایج حکایت از فاصله قابل توجه مقادیر تولید حقیقی از مسیرهای بهینه دارد؛ این نتیجه را می‌توان به فقدان برنامه‌ریزی در تولید و اتخاذ سیاست بهینه تولید نسبت داد.

با توجه به لزوم استفاده از منابع بالقوه گازی در تولید صیانتی نفت میدان، نتایج بررسی و مقایسه مسیرهای بهینه تزریق گاز با مقادیر حقیقی نیز بیانگر وجود فاصله قابل توجه بین میزان بهینه تزریق گاز با مقادیر حقیقی در جهت افزایش ضریب بازیافت و تولید صیانتی نفت میدان می‌باشد. بنابراین متولیان تولید نفت، استفاده از منابع بالقوه گازی را در تولید صیانتی نفت و در مسیر هدف ماکزیمم‌سازی منافع اقتصادی در برنامه‌های خود مد نظر نداشته‌اند.

اگر فاصله مقادیر بهینه تولید و تزریق را عدول از سیاست بهینه یا فقدان برنامه‌ریزی در هدف ماکزیمم‌سازی منافع نسلها و یا پیگیری اهداف غیراقتصادی مانند اهداف سیاسی بنامیم؛ نتایج شبیه‌سازی، هزینه‌های ضمنی پیگیری اهداف غیراقتصادی را به شکل منافع از دست رفته را نشان می دهد. بررسی و مدل‌سازی جهت برآوردهای دقیق از این هزینه‌های ضمنی می‌تواند موضوع تحقیقات آتی باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

همچنین مدل بهینه‌یابی را می‌توان در تحقیقات آتی برای نمایش شرایط واقعی‌تری توسعه داد و عدم اطمینان حاصل از اطلاعات و دانش کامل و چشم انداز مبهم از آینده را نیز لحاظ کرد. از این منظر مدل را می‌توان با افزودن اجزای تصادفی در تقاضا و زمان جایگزینی تکنولوژی رقیب بسط داد.

جدول ۱. مقادیر بهینه تولید* و تزریق گاز و تولید انباشتی در طی دوره شبیه‌سازی در سه سناریو**

سال	تولید بهینه ۱	تولید بهینه ۲	تولید بهینه ۳	تزریق بهینه ۱	تزریق بهینه ۲	تزریق بهینه ۳	تولید انباشتی بهینه-۱
1365	22.81759	23.9117	23.378743	53.2268087	54.72891	50.10963	1698
1366	22.89467	23.97361	23.424048	53.3335736	54.81307	50.1673	1721.9117
1367	22.96379	24.03093	23.464622	53.4291927	54.89091	50.21892	1745.88531
1368	23.02887	24.08491	23.503731	53.5191095	54.96413	50.26864	1769.91624
1369	23.09381	24.13604	23.537718	53.6087391	55.03344	50.31182	1794.00115
1370	23.1616	24.1848	23.583896	53.7021836	55.09948	50.37044	1818.13719
1371	23.23214	24.23081	23.637975	53.7993104	55.16173	50.43904	1842.32199
1372	23.29528	24.26983	23.697339	53.8861387	55.21451	50.51427	1866.5528
1373	23.35527	24.31228	23.764164	53.9685501	55.27186	50.59887	1890.82264
1374	23.40313	24.35213	23.839753	54.0342392	55.32568	50.69444	1915.13491
1375	23.45149	24.38938	23.923514	54.1005561	55.37594	50.8002	1939.48704
1376	23.50134	24.4193	24.01429	54.1688706	55.4163	50.91465	1963.87641
1377	23.55471	24.45021	24.110469	54.2419316	55.45798	51.03572	1988.29571
1378	23.60469	24.47868	24.209973	54.3102799	55.49633	51.16077	2012.74592
1379	23.64931	24.50481	24.310603	54.3712698	55.53153	51.28702	2037.2246
1380	23.68893	24.52896	24.409854	54.4253665	55.56404	51.41133	2061.7294
1381	23.7253	24.55155	24.50506	54.475011	55.59445	51.53039	2086.25836
1382	23.76085	24.57233	24.594757	54.5234901	55.6224	51.64238	2110.80991
1383	23.79646	24.5912	24.67679	54.5720343	55.64777	51.74466	2135.38225
1384	23.8297	24.60831	24.749403	54.6173122	55.67078	51.83508	2159.97344
1385	23.86077	24.62481	24.811844	54.6596172	55.69296	51.91275	2184.58175
1386	23.89091	24.64085	24.863578	54.7006286	55.7145	51.97704	2209.20657
1387	23.92226	24.65503	24.904809	54.7432693	55.73356	52.02824	2233.84741
1388	23.95691	24.66697	24.93624	54.7903815	55.74959	52.06724	2258.50245
1389	23.9898	24.67682	24.959056	54.8350575	55.76283	52.09555	2283.16941
1390	24.01757	24.68532	24.974834	54.872762	55.77424	52.11511	2307.84623
1391	24.04172	24.69365	24.986076	54.9055494	55.78542	52.12905	2332.53156
1392	24.06498	24.70062	24.993053	54.9371092	55.79477	52.1377	2357.22521
1393	24.09085	24.70555	24.997859	54.9721938	55.80139	52.14366	2381.92583
1394	24.12011	24.7087	25.002078	55.0118493	55.80562	52.14888	2406.63138
1395	24.14543	24.70972	25.006823	55.0461628	55.80698	52.15477	2431.34008
1396	24.16621	24.71205	25.010398	55.0743047	55.81011	52.1592	2456.0498
1397	24.18457	24.71397	25.016488	55.0991617	55.81268	52.16674	2480.76185
1398	24.20412	24.71417	25.023458	55.1256279	55.81296	52.17538	2505.47581

www.SID.ir

Archive of SID

ادامهٔ جدول ۱. مقادیر بهینه تولید* و تزریق گاز و تولید انباشتی در طی دوره شبیه‌سازی در سه سناریو**

سال	تولید بهینه ۱	تولید بهینه ۲	تولید بهینه ۳	تزریق بهینه ۱	تزریق بهینه ۲	تزریق بهینه ۳	تولید انباشتی بهینه-۱
1399	24.22866	24.71244	25.031068	55.1588252	55.81064	52.18481	2530.18999
1400	24.25284	24.7092	25.038648	55.1915256	55.80629	52.1942	2554.90243
1401	24.27214	24.70591	25.04602	55.2176295	55.80188	52.20333	2579.61163
1402	24.28765	24.70277	25.05285	55.2385859	55.79766	52.21178	2604.31755
1403	24.30251	24.6997	25.058905	55.2586717	55.79353	52.21928	2629.02032
1404	24.32126	24.69381	25.064171	55.283997	55.78563	52.2258	2653.72001
1405	24.34409	24.68636	25.068705	55.3148241	55.77563	52.23142	2678.41382
1406	24.36297	24.67817	25.072728	55.3403092	55.76464	52.2364	2703.10018
1407	24.37737	24.67007	25.07637	55.3597506	55.75375	52.24091	2727.77836
1408	24.38931	24.66086	25.079904	55.375854	55.74138	52.24528	2752.44842
1409	24.40273	24.6502	25.083079	55.3939535	55.72707	52.24921	2777.10928
1410	24.42137	24.63814	25.08622	55.4190962	55.71087	52.2531	2801.75948
1411	24.43887	24.62514	25.089148	55.442696	55.69339	52.25672	2826.39763
1412	24.45281	24.61163	25.091851	55.4614831	55.67524	52.26007	2851.02276
1413	24.46356	24.59617	25.094334	55.4759609	55.65446	52.26314	2875.63439
1415	24.47292	24.57919	25.096734	55.4885746	55.63162	52.26611	2900.23056
1416	24.48378	24.56174	25.096607	55.5032132	55.60815	52.26595	2924.80975
1417	24.49469	24.54493	25.096578	55.5179064	55.58554	52.26592	2949.37149
1418	24.50456	24.52879	25.096471	55.5311916	55.56382	52.26578	2973.91642
1419	24.51399	24.50795	25.096412	55.5438938	55.53576	52.26571	2998.44521
1420	24.52284	24.48286	25.096296	55.5558094	55.50197	52.26557	3022.95316
1421	24.52988	24.45753	25.096198	55.5652782	55.46785	52.26545	3047.43603
1422	24.53284	24.43653	25.096023	55.5692646	55.43953	52.26523	3071.89356
1423	24.53454	24.42239	25.096257	55.5715572	55.42048	52.26552	3096.33009
1424	24.54033	24.40164	25.096792	55.579342	55.39249	52.26618	3120.75248
1425	24.65763	24.50427	25.095858	55.7370458	55.5308	52.26502	3145.15413
1426							3169.65839

مقادیر بهینه تولید وتزریق گاز جدول ۱؛ خروجیهای برنامه کامپیوتری طراحی شده با اطلاعات حوزه نفتی و جعبه ابزار optimization در نرم‌افزار MATLAB بوده و دوره شبیه‌سازی نیز سال ۱۳٦۵-۱٤۲۵است.

* واحد تولید، میلیون بشکه در سال است.

** واحد تزریق گاز، میلیارد فوت مکعب در سال است.

www.SID.ir

Archive of SID

پی‌نوشتها:

۱. اردشیریان، فیروز. «نقش تکنولوژی برسرمایه‌گذاری در اکتشاف و تولید نفت خام و گاز طبیعی». ***یازدهمین همایش نفت گاز پتروشیمی***. (به نقل از فرهاد محمدی، از شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران) ۸۰/۸/۲۲.

۲. اینتریگیتور، م. د. ***بهینه‌سازی ریاضی***. ترجمهٔ حسین علی پورکاظمی، تهران: انتشارات دانشگاه شهید بهشتی، ۱۳۶۸.

۳. امیر معینی، مهران. «حداکثرسازی درآمد نفتی ایجاد یا عدم ایجاد ظرفیت مازاد در صنایع بالا دستی نفت». مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، گروه پژوهشی شرکتهای ملی و بین‌المللی، (۱۳۸۲).

۴. بهشتی دهکردی، علی. «بررسی و چشم‌اندازی از بازار جهانی نفت و انرژی». برپایه ارزیابیهای مقایسه‌ای، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، (۱۳۸۰).

۵. خلعتبری، فیروزه. ***مبانی اقتصاد نفت***. تهران: شرکت انتشارات علمی و فرهنگی، ۱۳۷۳.

۶. خلعتبری، فیروزه. ***اقتصاد منابع طبیعی***. تهران: انتشارات وآموزش انقلاب اسلامی، ۱۳۷۲.

۷. حسینیان، شهامت. ***رفتار اوپک و سیاستهای بلندمدت قیمت‌گذاری***. تهران: شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۷۰.

۸. حسینی اصل و همکاران. «طرح جامع میدان نفتی هفتگل». شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اداره مهندسی مخازن.

۹. درخشان، مسعود. «اوپک و منافع ملی». ***فصلنامه مجلس و پژوهش***، سال نهم ، شماره ۳۴، (تابستان ۱۳۸۱).

۱۰. درخشان، مسعود. «منافع ملی و سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز». ***فصلنامه مجلس و پژوهش***، سال نهم، شماره ۳۴، (تابستان ۱۳۸۱).

۱۱. سعیدی، علی‌محمد. «موقعیت نفت وگاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان». ***فصلنامه مجلس و پژوهش***، سال نهم، شماره ۳۴، (تابستان ۱۳۸۱).

۱۲. سعیدی، علی محمد. «ضرورت تزریق گاز به میدانهای نفتی». ***فصلنامه مجلس و پژوهش***، سال نهم، شماره ۳۴، (تابستان ۱۳۸۱).

۱۳. سعیدی، علی محمد. «برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت وگاز کشور». ***فصلنامه مجلس و پژوهش***، مجموعه مقالات هشتمین کنگره ملی مهندسین شیمی ایران، سال نهم، شماره ۳۴، (تابستان ۱۳۸۱).

۱۴. سجادیان، ولی‌احمد؛ عمادی، محمد علی؛ مظفری، محمد؛ احمدی، کاوه. «مطالعه فرآیند استحصال نفت بجا مانده پس از پیشروی آب (توسط تزریق گاز)». ***پژوهشگاه صنعت نفت***، مرکز مطالعات ازدیاد برداشت از مخازن هیدرو کربوری، (۱۳۸۲).

۱۵. شاهرودی، مهدی. «مدیریت سیستم عرضه گاز طبیعی کشور در بلندمدت». مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، شرکت ملی نفت ایران، مجموعه مقالات پنجمین همایش ملی انرژی، (۱۳۸۴).

۱۶. فروزنده، کاظم و صادق‌زاده، جواد. «بررسی تأثیرپذیری بازار جهانی نفت خام از تحولات سیاسی و متغیرهای منطقه خاورمیانه».گروه مطالعات اقتصادی مرکز تحقیقات راه آهن، مجموعه مقالات چهارمین همایش ملی انرژی، ۱۳۸۲.

۱۷. کاهکش، محمد. «طراحی روشهای افزایش برداشت (EOR) از مخازن نفتی ایران». دومین همایش ملی توسعه فناوری در صنعت نفت، (تهران دی ماه ۱۳۸۳).

۱۸. مزرعتی، محمد و زمانی، مهرداد. «مدل پای‌بندی اوپک و رفتار قیمت نفت». مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی گروه پایگاه آماری و مدل‌سازی، (آبان ۱۳۸۱) .

www.SID.ir

Archive of SID

۱۹. دهقانی، تورج. «مفایسه اقتصادی تزریق گاز طبیعی به میادین نفتی و صادرات آن». بررسیهای اقتصاد انرژی، سال دوم، شماره ۷، (زمستان ۱۳۸۵).

20. Benkherouf, L. "A Generalized Oil Exploration Problem"., ***European Journal of Operational Research***, No.73, (1994), 423-429.16-2-2-2-2

21. Chiang, A.C. ***Elements of Dynamic Optimization***. McGraw-Hill, Inc., 1992.

22. Conejeros, R. and Lenoach, B. "Model-Based Optimal Control of Dual Completion Wells"., ***Journal of Petroleum Science and Engineering***, No. 42, (2004): 1-14.

23. Energy Information Administration. "Oil Production Capacity Expansion Costs For The Persian Gulf"., DOE/EIA-TR/0606, Washington D.C. (1996): pp.21-22.

24. Energy Information Administration. "International Energy Outlook"., DOE/EIA-0484, Washington D.C. (1996).

25. Fisher. C. and Laxminarayan. R. "Monopoly Extraction of Exhaustible Resource WITH Two Large Field in Oil Markets"., Canadian Journal of Economics, (37)1, (2004): 178-88.

26. Gao, W., P. Hartley, and R. C. Sickles, "Optimal Dynamic Production Policy: The Case of Large Oil Field in Saudi Arabia"., ***Energy Journal/in Revision***, (2004).

27. Holland, S. P. ***Modeling Peak Oil***. University of North Carolina Greensboro., 2006. http://www.***uncg***.edu/bae/people/***holland***/research/Holland_Peak_Oil

28. Hotelling, H. "The Economics of Exhaustible Resources"., ***The Journal of Political Economy***,Vol. 39, No.2, (1931): 137-175

29. Kaufmann, R. K. ***Determinants of Production: Implications for OPEC Behavior***. Boston University, (2007).

30. Kaufmann, R. & L. D. Shiers, "Alternatives to Conventional Crude Oil: When, How Quickly, and Market Driven?"., ***Ecological Economics, Elsevier***, Vol. 67, No. 3, (October, 2008): 405-411.

31. Kronenberg, Tobias. "Should We Worry about The Failure of Te Hotellig Rule?"., Journal of Economic Surbeys, 22:4, (2008): 774-793.

32. Lin C. -Y. C. "Optimal World Oil Extraction: Calibrating and Simulating, The Hotelling Model"., ***Research Papers***, John Kennedy Scholl of Government, Harvard University, Cambridge. (2005): 251-266.
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=616961

33. Lin. C. Y. and Wagner, G. "Steady-State Growth in a Hotelling Model of Resource Extraction"., Jounal of Environmental Economics and Management. 54(1), (Julay 2007): 68-83.

www.SID.ir

Archive of SID

34. Maldonado, W.L. and Svaiter, B. F. "On The Accuracy of The Estimated Policy Function Using The Bellman Contraction Method"., ***Economic Bulletin***, 15(3), (2001).

35. Patunru. A. A. ***Demand Uncertainty and the Decision to Extract: Atour on the Oil Economics Literature and Suggested Improvement***. University of Illinois, (2001).

36. Pesaran, M. H. "An Econometric Analysis of Exploration and Extraction of Oil in the U.K. Continental Shelf"., ***The Economic Journal***, Vol.100, No.401, (1990): 367-390.

37. Powell, S. G. "The Target-Capacity Utilization Model of OPEC and the Dynamics of Word Oil Market", ***The Energy Journal***, No. 11, (1990): 27-61.

38. Pickering, A. "The Oil Extraction Puzzle: Theory and Evidence"., ***Discussion Paper***, No.02/534, (May, 2002).

39. Ramanathan, R. "The Economic Theory of Exhaustible Resources"., ***Energy and Environmental Economics***, HUT, (January-April 2001).

40. Sickles, R.C. and Hartley, P. "A Model of Optimal Dynamic Oil Extraction: Evidence From a Large Middle Estern Field"., ***Journal of Productivity Analysis***, No. 15, (2001), 59-7.

41. Saidi, A.M. "Twenty Years of Gas Ingection History into Well Fractured Haft-kel Field (Iran)"., ***SPE Paper***, 35309, presented at SPE Meeting Held in Villabermosa, Mexico, (1996).

42. **Saidi A.M. "Twenty Years of Gas Injection History into Well-Fractured Haft -Kel Field (Iran)",** ***SPE Paper*****, 35309** , Villa Hermosa, Mexico, (1996) .

43. Spilimbergo, A. "Testing the Hypothesis of Collusive Behavior Among OPEC Members"., ***Inter-American Development Bank***, (1995)

44. Smith. J. L. "Inscrutable OPEC Behavioral Tests of the Cartel Hypothesis"., ***The Energy Journal***, Vol.26, No.1, (2005).

45. Yang, D., Zhang, Q., and Gu, Y. "Integrated Optimization and Control of the Production-Injection Operation Systems for Hydrocarbon Reservoirs"., ***Journal of Petroleum Science and Engineering***, No. 37(1, 2), (2003): 69-81.

www.SID.ir