فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال دوازدهم / شماره‌ی ۵۰/ پاییز ۱۳۹۵/ صفحات ۵۲-۲۵

تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران

تیمور محمدی
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، atmahmadi@gmail.com

فرشاد مؤمنی
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، Farshad.momeni@gmail.com

عباس کاظمی نجف‌آبادی
استادیار دانشکده حقوق دانشگاه علامه طباطبایی، Abaskazemi@gmail.com

شیرکو بهادری[۱]
دانشجوی دکتری رشته اقتصاد نفت و گاز گرایش حقوق و قراردادهای نفتی، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، Sherkobahadori@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۴/۱۰/۲۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۰۴/۱۴

چکیده

این مقاله تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران را مورد بررسی قرار داده است. در ابتدا تأثیر این قراردادها بر روند تولید یک مخزن نمونه مورد ارزیابی قرار گرفته و سپس با استفاده از نتایج آن، روند تولید نفت ایران تخمین زده شده است. پیش‌بینی روند تولید از مخزن نمونه برای انواع مختلف قرارداد، با در نظر گرفتن خواص مخزنی، مسائل اقتصادی، رژیم مالی قراردادی و اعمال قید حداکثر کردن خالص ارزش فعلی بهره‌بردار با استفاده از یک معادلهٔ برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط غیرخطی به‌دست آمده است. سپس با بهره‌گیری از این نتایج و اعمال الگوی لاندای هابرت چندگانه، برای دو دورهٔ متفاوت، تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران مورد ارزیابی قرار گرفته است.

براساس نتایج به‌دست آمده از شبیه‌سازی تولید نفت‌خام از مخزن نمونه، میزان تولید در صورت وجود قرارداد بلندمدت با شرکت بین‌المللی نفتی، بیش‌تر از حالتی است که مدیریت تولید در دست شرکت ملی نفت ایران باشد. همچنین با افزایش سهم شرکت بین‌المللی نفتی در قرارداد، میزان تولید وی از مخزن نیز افزایش می‌یابد. نتایج نشان می‌دهد در مقطعی که مدیریت تولید در دست شرکت‌های بین‌المللی نفتی بوده، به‌دلیل انگیزه بیش‌تر این شرکت‌ها جهت تولید و کسب منفعت بیش‌تر، میزان تولید از تولید بالقوه بیش‌تر می‌باشد. در حالی‌که این میزان در دوره‌ای که صرفاً قراردادهای خدماتی جهت توسعه میادین منعقد گردیده و مدیریت تولید در دست شرکت ملی نفت ایران بوده، به دلیل ریسک‌گریزی دولت و عدم به‌کارگیری فناوری مناسب و سرمایه‌گذاری کافی جهت توسعه میادین، کم‌تر از میزان تولید بالقوه بوده است.

طبقه‌بندی JEL: Q۳۸ ،Q۳۱ ،K۱۲

کلیدواژه‌ها: قراردادهای نفتی، روند تولید نفت ایران، الگوی لاندای هابرت چندگانه

۱- نویسنده مسئول

۱- مقدمه

در کشورهای در حال توسعه‌ای که دارای منابع فراوان نفتی هستند، ذخایر نفتی و اکتشاف و تولید آن، رکن اصلی اقتصاد را تشکیل می‌دهد. عملیات اکتشاف و تولید نفت نیازمند سرمایهٔ کافی و فناوری مناسب می‌باشد. در نتیجه اغلب این کشورها جهت ورود سرمایه و فناوری، در قالب قراردادهای مختلف با شرکت‌های بین‌المللی نفتی[۱] منابع نفت و گاز خود را توسعه می‌دهند. اما شرایط سیاسی، اقتصادی، سطح فناوری کشورهای میزبان و شرکت‌های بین‌المللی نفتی، ویژگی‌های میادین نفتی و قدرت چانه‌زنی[۲] طرفین که همگی به نوعی در قراردادهای نفتی نمود می‌یابد بر روند تولید نفت تأثیرگذار خواهد بود. در همین راستا این مقاله به بررسی تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید و عرضه نفت‌خام ایران خواهد پرداخت.

الگوهای عرضه نفت‌خام در یک دسته‌بندی کلی به دو دسته Bottom-Up و Top-Down طبقه‌بندی می‌شوند. الگوهای Bottom-Up از اطلاعات مخازن و میادین جهت پیش‌بینی روند تولید نفت در یک کشور یا کل دنیا استفاده می‌کند. در این الگو روند تولید تک تک مخازن بر اساس شبیه‌سازی‌های مخزنی پیش‌بینی شده و با تجمیع تولید آن‌ها، روند تولید نفت پیش‌بینی می‌گردد. مهم‌ترین مطالعات انجام شده در این زمینه توسط کمپل[۳] و همکاران (۱۹۹۵، ۲۰۰۰، ۲۰۰۴)، اسمیت[۴] (۲۰۰۶) و اسکربوسکی[۵] (۲۰۰۶، ۲۰۰۷) انجام شده است. از معایب این الگو پیچیده بودن، در دسترس نبودن اطلاعات میادین و عدم امکان ارائه مدل به‌صورت یک فرمول ساده می‌باشد.

مبنای الگوی Top-Down عمدتاً آن است که تولید در یک منطقه از صفر شروع می‌شود و پس از مدتی به اوج می‌رسد و دوباره به صفر بازمی‌گردد. اکثر مطالعات انجام

1- International Oil Companies

۲- به طور کلی در زمان عقد قراردادها، شرکت‌های بین‌المللی نفتی با توجه به وجود سرمایه و فناوری از قدرت چانه‌زنی بیشتری نسبت به کشورهای میزبان برخوردارند اما به تدریج این کشورها با نحوه انجام پروژه‌های اکتشاف و توسعه و تولید آشنا می‌شوند و در مقابل با توجه به اینکه سرمایه‌گذاران مبالغ هنگفتی را در کشور میزبان سرمایه‌گذاری کرده‌اند و چشم‌پوشی از این سرمایه برای آنان دشوار است، لذا قدرت چانه‌زنی کشورهای میزبان جهت انجام مذاکرات مجدد در قراردادهای موجود و انعقاد قراردادهای بهتر در آینده، بیشتر خواهد شد.

3- Campbell

4- Smith

5- Skrebowski

گرفته در این زمینه بر اساس روش هابرت[1] (۱۹۵۶) می‌باشد که در سال ۱۹۵۶ به‌درستی نقطهٔ اوج تولید نفت امریکا را پیش‌بینی کرد. پیش‌بینی درست وی منجر به شروع فصل جدیدی از مطالعات در این زمینه شد. وی با استفاده از روند تولید گذشته و تخمین کل نفت قابل برداشت[2]، روند تولید نفت در آینده را بر اساس یک تابع لاجستیک[3] طوری تخمین زد که مساحت زیر نمودار برابر با کل نفت قابل برداشت باشد.

از معایب مدل هابرت آن است که اولاً روند تولید تخمینی توسط مدل وی دارای یک نقطهٔ اوج می‌باشد. لذا لاهرر[4] (۱۹۹۷، ۲۰۰۰)، مگیو و کاسیولا[5] (۲۰۰۹) و نشاوی[6] و همکاران (۲۰۱۰) یک الگوی هابرت چندگانه را توسعه دادند. از سوی دیگر هابرت مسائل اقتصادی و سیاست‌های دولت‌ها و شرکت‌های بین‌المللی نفتی را در مدل خود لحاظ ننمود. برای رفع این نقیصه نیز رینولدز (۲۰۱۴) مدل لاندای هابرت را پیشنهاد نمود.

با توجه به آنچه که در بالا اشاره شد بیش‌تر محققان در مطالعات خود از یکی از دو الگوی فوق به صورت مستقل بهره گرفته‌اند اما توجه همزمان به هر دو مدل ضروری می‌باشد. به‌دلیل اینکه برخی از فاکتورهای فیزیکی مثل اندازهٔ مخازن، خصوصیات سیال و سنگ مخزن و برخی از عوامل اقتصادی و قراردادی مثل قیمت نفت‌خام، چگونگی تسهیم درآمد بین طرفین و مدیریت عملیات تولید، بر میزان و روند تولید از مخازن تأثیر گذار هستند و همچنین برخی از عوامل کلان مثل وابستگی دولت‌ها به درآمدهای نفتی، میزان ریسک‌پذیری دولت‌ها و ترجیح دادن درآمدهای کنونی به منافع آتی، عدم سرمایه‌گذاری کافی در پروژهای اکتشاف و تولید از میادین سخت و عمیق فلات قاره و بهره‌گیری از فناوری مناسب، بر کل تولید نفت در یک کشور تأثیرگذار خواهند بود، لذا جهت پیش‌بینی روند تولید نفت بایستی ترکیبی از هر دو مدل لحاظ گردد.

1- Hubbert
2- Ultimate Recoverable Resource = Cumulative Production+ Proven Reserves+ Yet to find Reserves
3- Logistic Function
4- Laherrere
5- Maggio & Cacciola
6- Nashawi

مشاهده می‌گردد که هم در عوامل تأثیرگذار بر تولید مخزن و هم عوامل مؤثر بر تولید کل یک کشور، نوع قراردادهای نفتی نقشی کلیدی دارند. این قراردادها از یک منظر با توجه به رژیم مالی، چگونگی مدیریت عملیات تولید و مدت زمان آن بر تولید مخزن نقش انکارناپذیری دارند و از منظر دیگر قراردادهای مناسب نفتی می‌توانند باعث جذب سرمایه و به‌کارگیری فناوری بالا در انجام عملیات اکتشاف، توسعه و تولید در سطح کلان شده و تولید کل را بالا ببرند.

در همین راستا این مطالعه در ابتدا تأثیر مدل‌های قراردادی و به تبع آن مدیریت تولید (اینکه مدیریت در دست شرکت ملی نفت باشد یا شرکت بین‌المللی نفتی) را بر تولید مخزن مورد بررسی قرار می‌دهد و سپس با استفاده از مدل Top-Down تأثیر نتایج بخش قبلی بر روند تولید نفت مورد ارزیابی قرار می‌گیرد.

۲- مروری بر قراردادهای نفتی ایران

ایران اولین کشور خاورمیانه بود که یک قرارداد امتیازی[1] منجر به کشف اقتصادی نفت را در سال ۱۲۸۰ ه.ش. امضا کرد. این قرارداد در ازای دریافت ۲۰ هزار لیره به صورت نقد، ۲۰ هزار لیره به صورت سهام و ۱۶ درصد سود سالیانه شرکت، به ویلیام ناکس دارسی[2] اعطا شد. پس از آن که حفاری در منطقهٔ قصرشیرین به دلیل دشواری‌های زیاد و هزینه‌های بالا متوقف شد، دولت انگلستان به بهانه تغییر سوخت ناوگان جنگی خود به کمک دارسی آمد و شرکت جدیدی با عنوان «سندیکای امتیازات» با سهامدارانی چون دارسی، لرد استراتکونا[3] و شرکت نفت برمه شکل گرفت. نفت‌خام بعد از ۷ سال کاوش در مناطق جنوب‌غربی ایران، در سال ۱۲۸۷ ه.ش. در مسجد سلیمان کشف گردید (راسخی لنگرودی, ۱۳۸۴).

در سال ۱۳۱۲ ه.ش. تغییراتی در قرارداد قبلی بین دولت ایران و شرکت نفت ایران و انگلیس ایجاد گردید که بر اساس آن، منطقه امتیاز به یک پنجم ناحیه امتیاز قبلی کاهش یافت. طبق مفاد مالی این قرارداد، بجای ۱۶ درصد سود، سهم دولت ایران

1- Concession Agreement
2- William Knox D'Arcy
3- Lord Strathcona

معادل بهره مالکانه به میزان ۴ شیلینگ در هر تن نفت تولیدی (صادر شده یا به مصرف داخلی رسیده) به‌علاوه ۲۰ درصد مازاد ۶۷۱۲۵۰ لیره توزیع شده بین سهام داران معمولی شرکت نفت ایران و انگلیس تعیین گردید که مجموع دو مبلغ فوق نمی‌بایست در هر صورت در هر سال مسیحی از ۷۵۰ هزار لیره کم‌تر باشد. مدت زمان قرارداد اولیه برابر با ۶۰ سال، از سال ۱۲۸۰ ه.ش. تا ۱۳۴۰ ه.ش. بود که بر اساس تغییرات جدید این مدت زمان از سال ۱۳۱۲ ه.ش. به مدت ۶۰ سال دیگر و تا سال ۱۳۷۲ هـ.ش. تمدید گردید. (شرکت ملی نفت ایران, ۱۳۴۴)

مجلس شورای ملی ایران صنعت نفت را در پایان اسفند ماه ۱۳۲۹ ه.ش ملی اعلام کرد و پس از کودتای مرداد سال ۱۳۳۲ ه.ش، ایران با کنسرسیومی از شرکت‌های نفتی بین‌المللی به توافق رسید[۱]. دو طرف اصل تقسیم مساوی سود را پذیرفتند لذا عایدی دولت ایران از سود نفت تولیدی به ۵۰ درصد افزایش یافت. در سال ۱۳۳۶ ه.ش قانون نفت در ایران تصویب شد و بر اساس قانون تصویب شده ۱۲ قرارداد منعقد گردید که همگی دارای ساختار نسبتاً مشابهی بودند. این قراردادها که نوعی از قراردادهای مشارکت در تولید[۲] به حساب می‌آمدند، به قراردادهای ۷۵-۲۵ مشهور شدند که مطابق مفاد آن پس از کسر هزینه‌های تولید از درآمد حاصل از نفت تولیدی، نصف آن به عنوان مالیات و حقوق دولتی به دولت ایران پرداخت می‌گردید و نصف دیگر به‌طور مساوی بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت نفتی خارجی تقسیم می‌شد (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی).

سهم دولت ایران از قرارداد کنسرسیوم در سال ۱۳۴۳ ه.ش با اعمال بهره مالکانه برابر ۱۲/۵ درصد ارزش نفت تولیدی، که خود به عنوان ردیفی از هزینه‌های تولید قلمداد می‌شد، افزایش یافت. ایران توافق کنسرسیوم را در سال ۱۳۵۲ ه.ش لغو و قراداد

۱- کنسرسیوم شامل شرکت نفت ایران انگلیس (که در سال ۱۹۵۴ به بریتیش پترولیوم [British Petroleum] تغییر نام داد) (۴۰٪)، رویال داچ شل [Royal Dutch-shell] (۱۴٪)، شرکت‌های نفتی انگلیسی شامل استاندارد اویل نیوجرسی [Standard Oil NJ]، سوکونی [Socony]، سوکال [Socal]، تگزاس [Texas] و گلف [Gulf] (هر یک ۸٪) و شرکت نفت فرانسه [Compagnie Française des Pétroles] (۶٪) بود.

2- Production Sharing Agreement

خدمت به مدت بیست سال دیگر را جایگزین آن نمود (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی).

در دوران انقلاب اسلامی و در سال‌های ۱۳۵۷ و ۱۳۵۸ ه.ش. تولید نفت ایران از ۵۳۰۰ هزار بشکه در روز به ۳۲۲۰ هزار و سپس ۱۴۸۰ هزار بشکه در روز کاهش یافت. بعد از انقلاب اسلامی ایران و با توجه به اینکه قانون اساسی کشور مالکیت شرکت‌های خارجی را بر منابع نفت و گاز ایران غیر قانونی اعلام کرد، تا سال ۱۳۷۴ه.ش هیچ نوع قرارداد توسعه‌ای با شرکت‌های بین‌المللی نفتی در صنعت نفت ایران بسته نشد. تنها مشارکت خارجی‌ها محدود به حضور پیمانکارانی بود که با منابع مالی از داخل کشور اقدام به فعالیت می‌کردند. به دلیل هزینه‌های بالای اکتشاف و استخراج منابع هیدروکربوری، روند توسعه میادین به کندی صورت گرفت در نتیجه جهت جذب سرمایه‌گذاری خارجی، نوعی قرارداد خدماتی تحت عنوان قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت ایران متداول گردید. این قراردادها از لحاظ ماهیت، همان قراردادهای خدمتی می‌باشند که پس از لغو قرارداد کنسرسیوم در ایران رایج شد. اولین قرارداد توسعه‌ای ایران پس از انقلاب اسلامی، با یک شرکت بین‌المللی نفتی خارجی جهت توسعه میادین در این قالب (با شرکت نفتی توتال) در سال ۱۳۷۴ ه.ش. جهت توسعه میادین سیری A و E منعقد گردید (درخشان، ۱۳۹۲).

طبق قراردادهای بیع متقابل، شرکت بین‌المللی نفتی با سرمایهٔ خود میدان نفتی و یا گازی را توسعه داده و به محض شروع تولید، عملیات بهره‌برداری و مدیریت تولید را شرکت ملی نفت ایران در دست می‌گرفت. در مقابل شرکت بین‌المللی نفتی مستحق دریافت اصل سرمایه هزینه شده، هزینه‌های بانکی[1] و پاداش[2] به نحوی بود که نرخ بازگشت[3] وی از میزان مورد توافق در قرارداد تجاوز نکند (شیروی و ابراهیمی، ۲۰۰۶).

جهت ایجاد انگیزه در شرکت‌های خارجی به منظور حضور در فعالیت‌های بالادستی صنعت نفت ایران و رفع ایرادات وارد بر قراردادهای بیع متقابل از جمله عدم حضور شرکت‌های بین‌المللی نفتی در فرایند تولید و اعمال روش‌های بهبود و ازدیاد برداشت

1- Bank Charges
2- Remuneration
3- Rate of Return (RoR)

(IOR/EOR)، قراردادهـای جدیـد نفتـی ایـران تحـت عنـوان (Iranian Petroleum Contracts) پس از تصویب در هیأت وزیـران، در مـورخ ۱۳۹۴/۸/۱۱ جهـت اجـرا ابـلاغ گردید. تا زمان نگارش این مقاله هنوز هیچ قراردادی با این الگوی جدیـد منعقـد نشـده است. بر اساس این مدل، قراردادی بیست ساله که قابل تمدید به مـدت پـنج سـال نیـز می‌باشد منعقد می‌شود و هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای[1] به صورت قسط‌بندی در مـدت ۵ الی ۷ سال پس از شروع تولید اولیه و از محل حداکثر ۵۰ درصد عواید همـان میـدان قابل بازپرداخت به پیمانکار خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم[2] و هزینه‌هـای عملیاتی[3] به صورت جاری بازپرداخت می‌گردنـد. همچنـین بـرای طـرح‌هـای نفتـی بـه صورت دلار در هر بشکه ($/bbl) و برای طرح‌های گازی به صورت دلار در هر هزار فـوت مکعب گاز ($/MSCF) مبلغی تحت عنوان "فی" به پیمانکار پرداخت می‌گردد (روزنامـه رسمی، ۱۳۹۴).

۳- مدل شبیه‌سازی روند تولید مخزن

فرض می‌شود که تولیدکننده یک تصمیم‌گیرنده عقلایی[4] و تبعیت کننده از قیمـت[5] باشد که خالص ارزش فعلی[6] خود را نسبت به محدودیت‌های اقتصادی، مخزنی و شرایط قراردادی حداکثر می‌کند.

تابع تولید نفت‌خام

مهم‌ترین پارامتر جهت محاسبه خالص ارزش فعلی، تخمین تابع تولیـد از مخـزن بـا توجه به خصوصیات آن می‌باشد. برعکس توابع تولید عادی اقتصـادی کـه در آن میـزان تولید، تابعی از نهاده‌های نیروی کار، سرمایه و انرژی است، تولید یک مخزن عمدتاً تـابع شرایط و خصوصیات مخزنی می‌باشد. در واقع این مسئله را می‌توان به تولید یک خـودرو

1- Direct Capital Costs
2- Indirect Capital Costs
3- Operating Costs (OPEX)
4- Rational Decision-Maker
5- Price-Taker
6- Net Present Value

و سرعت حرکت آن تشبیه کرد. نرخ تولید خودرو را می‌توان با افزایش متناسب نیروی کار، سرمایه و انرژی افزایش داد اما سرعت همان خودرو را نمی‌توان با افزایش تعداد راننده، ریختن سوخت بیش‌تر یا سرمایه بالاتر (به عنوان مثال تغییر قطعات آن) به همان نسبت افزایش داد. هرچند این عوامل تا حدودی بر سرعت خودرو تأثیرگذار هستند ولی میزان سرعت خودرو به‌طور عمده بستگی به خصوصیات و قدرت آن دارد.

همین مسئله نیز در مورد نرخ تولید از مخازن نفتی صادق می‌باشد و تولید یک مخزن از نهاده‌های متعارف اقتصادی چندان طبعیت نمی‌کند و بایستی تابع تولید را از خصوصیات مخزنی و محدودیت‌های تولید استخراج نمود. در نتیجه، در این مقاله تابع تولید بر اساس دو معادلهٔ دارسی[۱] و تراکم‌پذیری[۲]، تخمین زده می‌شود که در آن اثر افت فشار هر چاه ناشی از تولید چاه‌های مجاور و محدودیت‌های حداکثر میزان تولید از هر چاه جهت ممانعت از ایجاد پدیده مخروطی شدن[۳] و حداقل فشار ته چاهی[۴] در نظر گرفته شده است.

معادلهٔ دارسی و ضریب بازیافت

میزان تولید از هر چاه نفتی بر اساس معادلهٔ دارسی برای حالت جریانی پایدار[۵] که در آن تغییرات فشار به زمان برابر با صفر می‌باشد ($\frac{\partial p}{\partial t}=0$)، به صورت رابطه زیر بیان می‌گردد (اسپیوی و لیی[۶]، ۲۰۱۳):

$$q=\frac{0.00708kh_p(\bar{p}-p_w)}{\mu B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{1}{2}\right)} \qquad (۱)$$

که در آن:

k = نفوذپذیری مخزن بر حسب میلی دارسی (mD)

h_p = ارتفاع ناحیه تولیدی از چاه به‌صورت حفره باز[۷] یا مشبک کاری[۸] شده بر حسب فوت (feet)

1- Darcy Equation
2- Compressibility
3- Coning
4- Minimum Bottom-hole Pressure
5- Steady State Flow
6- Spivey & Lee
7- Open Hole
8- Opened or Cased Hole

$\bar{p}$ = متوسط فشار مخزن بر حسب پوند بر اینچ مربع (psi)

p_w = فشار دهانه چاه بر حسب پوند بر اینچ مربع (psi)

μ = ویسکوزیته نفت‌خام بر حسب سنتی پویز (cp)

Bo = ضریب حجمی سازند نفت بر حسب بشکه بر بشکه نفت استاندارد (bbl/STB)

r_e = شعاع تخلیه چاه بر حسب فوت (feet)

r_w = شعاع دهانه چاه بر حسب فوت (feet)

اگر تغییرات فشار بر حسب زمان به صورت ثابت باشد ($\frac{\partial p}{\partial t} = cte$)، جریان سیال داخل چاه به صورت شبه پایدار[1] بوده، لذا معادلهٔ دارسی برای این رژیم جریانی به صورت زیر است:

$$q = \frac{0.00708kh_p(\bar{p}-p_w)}{\mu B_o(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4})} \qquad (۲)$$

با توجه به اینکه مکانیسم تولید در اکثر مخازن نفتی ایران ناشی از انبساط گاز محلول در نفت و یا فشار ناشی از کلاهک گازی می‌باشد و این مخازن فاقد اکویفر فعالی بوده که فشار مخزن را در طول زمان ثابت نگه دارند (سعیدی[2]، ۱۹۸۳). لذا فرایند تولید در این مطالعه به‌صورت شبه پایدار فرض شده است.

اکنون اگر عبارت ($\frac{0.00708kh_p}{\mu B_o(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4})}$) در طول زمان ثابت فرض گردد[3]، معادلهٔ (۲) به شکل ذیل در می‌آید:

$$q = \alpha(\bar{p} - p_w) \qquad (۳)$$

با توجه به اینکه فشار متوسط اولیه مخزن مشخص بوده ولی این فشار با تولید از مخزن و تخلیه آن کاهش می‌یابد لذا جهت تعیین آن در دورهٔ بعدی، بایستی از معادلهٔ

1-- Pseudo Steady State

2- Saidi

۳- ویسکوزیته و ضریب حجمی سازند نفت در طول زمان عمر میدان به مقدار ناچیزی تغییر پیدا می‌کنند، در نتیجه تأثیر آن‌ها بر نتایج ناچیز می‌باشد.

تراکم‌پذیری همدمای[۱] سنگ و سیال مخزن بهره گرفت (دیک[۲]، ۱۹۷۸). معادلهٔ تراکم‌پذیری همدما به صورت معادلهٔ ۴ می‌باشد[۳]:

$$c = -\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial p}\Big|_T \qquad (۴)$$

با توجه به اینکه میزان انبساط ایجاد شده برابر مقدار نفت تولیدی از مخزن می‌باشد لذا معادلهٔ ۴ را با توجه به میزان تخلیه و تراکم‌پذیری سیالات و سنگ مخزن می‌توان به صورت زیر بازنویسی کرد[۴]:

$$dV_{total} = q_t = c_f V_p \Delta p_t + c_o V_o \Delta p_t + c_w V_{wc} \Delta p_t \qquad (۵)$$

در نتیجه افت فشار ناشی از تولید در هر دوره مطابق معادله-۶ به شکل زیر محاسبه می‌گردد:

$$\Delta p_t = \frac{q_t}{c_f V_p + c_o V_o + c_w V_{wc}}$$

که در آن:

Δp_t = افت فشار مخزن

q = میزان انبساط سیال (که همان میزان نفت تولیدی در طول یک دوره مشخص می‌باشد)

c_f = تراکم‌پذیری سازند بر حسب psi^{-1}

V_p ,V_o, V_{wc} = حجم آب همزاد[۵]، نفت و تخلخل

c_o, c_w = تراکم‌پذیری آب و نفت بر حسب psi^{-1} می‌باشد.

لذا جهت محاسبه فشار مخزن در هر دوره، ابتدا میزان تولید از هر چاه را از طریق معادلهٔ ۲ محاسبه نموده و از حاصلضرب آن در تعداد چاه‌های حفاری شده، کل نفت تولیدی در آن دوره به‌دست می‌آید. میزان افت فشار ایجاد شده در انتهای آن دوره (با توجه به میزان نفت‌خام تولیدی در همان دوره) را با جایگزینی تولید آن دوره در

1- Isothermal Compressibility

2- Dake

۳- بیش‌تر شبیه‌سازها فرض می‌کنند که دما در طول عمر مخزن ثابت می‌ماند (فانچی، ۲۰۰۶).

۴- در این مطالعه فرض می‌شود که مخزن نفتی تحت اشباع باشد و کلاهک گازی هنوز در مخزن تشکیل نشده است.

5- Connate Water Volume

معادله-۶ می‌توان محاسبه نمود. لذا فشار مخزن در انتهای آن دوره از کسر افت فشار از فشار مخزن در ابتدای دوره به‌دست می‌آید و برای دوره‌های بعدی نیز همین مکانسیم ادامه می‌یابد.

اصل برهم نهی[1]

با توجه به اینکه فشار هر چاه از تولید چاه‌های مجاور نیز تأثیر می‌پذیرد لذا با اعمال اصل برهم نهی، اثر افت فشار بوسیله تولید ناشی از هر چاه مجاور محاسبه می‌گردد. در جریان شبه‌پایدار، فشار در نقطهٔ A مخزن، برای N چاهی که با نرخ‌های متفاوت در حال تولید هستند، مطابق معادلهٔ ۷ می‌باشد (اسپیوی و لی[2]، ۲۰۱۳):

$$p_A = \bar{p} - \sum_{j=1}^{N} \frac{141.2 q \mu B_o}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{jA}}\right) - \frac{3}{4}\right] \qquad (۷)$$

لذا با استفاده از این معادلهٔ افت فشار ناشی از تولید چاه‌های مجاور بر فشار هر چاه محاسبه و اعمال می‌گردد.

مخروطی شدن گاز و آب

پدیده مخروطی شدن گاز و آب زمانی اتفاق می‌افتد که کلاهک گازی یا آب اکویفر وارد دهانه چاه شده و تولید گردد. پدیده‌ای که ناشی از تولید با نرخ‌های بالا می‌باشد. برای رفع این مشکل، یک کاهنده[3] در ابتدای لوله جریانی در سر چاه نصب می‌کنند تا نرخ جریان و فشار ته چاهی را کنترل نماید. فرمول تجربی زیر بوسیله هویلند[4] و همکاران (۱۹۸۹) جهت پیش‌بینی نرخ بحرانی (که در صورت تولید بالاتر از این نرخ، پدیده مخروطی شدن اتفاق می‌افتد) پیشنهاد شده است:

$$q_c = \frac{k_o(\Delta\rho)}{10.822 B_o \mu_o}\left[1 - \left(\frac{L_p}{h_t}\right)^2\right]^{1.325} h_t^{2.238} [\ln(r_e)]^{-1.990} \qquad (۸)$$

لذا میزان تولید از هر چاه بایستی کم‌تر از نرخ بحرانی باشد تا پدیده مخروطی شدن گاز یا نفت اتفاق نیفتد.

1- Principle of Superposition
2- Spivey & Lee
3- Choke
4- Hoyland

حداقل فشار ته‌چاهی[1] (MBHP)

شرکت نفتی شلمبرژه (۲۰۱۵) فشار ته‌چاهی را به‌صورت فشار اندازه‌گیری شده یا محاسبه شده در نقطهٔ هدف که عموماً بالای بازه مشبک‌کاری می‌باشد تعریف می‌کند. حداقل فشار ته‌چاهی لازم است تا نفت علاوه بر اینکه به سطح چاه برسد همچنین حداقل فشار ورودی مورد نیاز واحد بهره‌برداری را نیز تأمین کند. لذا فشار ته چاه هیچ موقع نباید از حداقل فشار مورد نیاز ته‌چاهی محاسبه شده در معادلهٔ ۹ کم‌تر باشد.

$$MBHP = PUIP + PLWP + PDIW \quad (۹)$$

که در آن:

PUIP = فشار ورودی واحد بهره‌برداری

PLWB = میزان افت فشار از سر چاه تا واحد بهره‌بردای

PDIW = افت فشار در ستون چاه

هزینه‌های تولید

هزینه‌های تولید نفت شامل هزینه‌های سرمایه‌ای[2] (CAPEX) و عملیاتی[3] می‌باشد. در این مطالعه همه قیمت‌ها و هزینه‌ها به قیمت ثابت سال ۲۰۰۰، تورم‌زدایی شده‌اند.

هزینه‌های سرمایه‌ای مشتمل بر دو نوع هزینه حفاری چاه‌ها و هزینه تأسیسات سطح‌الارضی مانند ادوات سرچاهی، خطوط لوله جریانی، واحدهای بهره‌برداری و خطوط لوله صادرات می‌باشند.

هزینه‌های حفاری بر اساس هر فوت چاه حفر شده، از آمار ارائه شده توسط اداره اطلاعات انرژی[4] ایالات متحده (۲۰۱۵) به‌دست آمده است. هزینه تأسیسات سطح‌الارضی بر اساس مطالعه آدلمن و شاهی[5] (۱۹۸۹) برابر ۶۶ درصد هزینه‌های حفاری فرض شده است. نکته مهم در خصوص حفر چاه‌ها آن است که به‌دلیل مسائل

1- Minimum Bottom-hole Pressure
2- Capital Expenditures
3- Operating Expenditures
4- Energy Information Administration
5- Adelman & Shahi

فنی و اقتصادی، همه چاه‌ها را نمی‌توان همزمان حفر کرد. با حفر هر چاه، اطلاعات بیش‌تری از خواص مخزن (مثل تخلخل، نفوذپذیری، همگنی یا عدم همگنی مخزن، شکاف‌ها، حدود مخزن و ...) به‌دست می‌آید. لذا این اطلاعات بایستی دوباره تفسیر شده و مدل شبیه‌سازی شده آن به روز گردد، تا موقعیت چاه‌های جدید توسعه‌ای[1] مشخص شود. همچنین از منظر اقتصادی، نمی‌توان همزمان دکل‌های زیادی را در یک میدان بکار گرفت چون این عمل هم باعث افزایش هزینه‌های حمل و نقل دکل می‌گردد (چون بایستی دکل‌های زیادی همزمان از یک نقط به محل میدان جابجا شوند، اما در صورتی که دکل‌های کم‌تری به محل میدان آورده شود همان دکل‌های محدود پس از اتمام حفر هر چاه دوباره در همان میدان، چاه‌های بعدی را نیز حفر می‌کنند) و هم با توجه به اینکه تعداد دکل‌های حفاری در هر کشور محدود است، باعث توقف عملیات حفاری در میادین دیگر می‌گردد. لذا حداکثر تعداد چاه‌های قابل حفاری در هر دوره برابر با N فرض شده است. با توجه به اینکه چاه‌ها در طول عمر مخزن حفر می‌شوند، ولی تأسیسات سطح‌الارضی بایستی در ابتدای دوره تولید نصب گردند، لذا میزان هزینه‌های سرمایه‌ای غیرحفاری از همان ابتدا برابر ۶۶ درصد هزینه کل تعداد چاه‌ها اعمال می‌گردد[2]. کل چاه‌های حفر شده مطابق معادلهٔ ۱۰ می‌باشد:

$$W_T = \sum_{t=1}^{T} w_t \; ; 0 \le w_t \le N \qquad (۱۰)$$

که در آن w_t تعداد چاه‌های حفر شده در هر دوره می‌باشد که از N حلقه تجاوز نمی‌کند.

هزینه‌های تأسیسات سطح‌الارضی (SFC) نیز طبق معادلهٔ ذیل محاسبه می‌شود:

$$SFC = 0.66 c_w W_T$$

که در آن c_w هزینه حفر هر چاه می‌باشد.

هزینه‌های عملیاتی به هزینه‌هایی اطلاق می‌گردد که در طول عمر میدان اتفاق می‌افتد و خود به دو دسته هزینه‌های عملیاتی ثابت و متغییر تقسیم می‌شوند. لیلی‌واک

1- Infill Well

۲- به‌دلیل اینکه ظرفیت فراورش به اندازه تولید دوره پلاتیو (Plateau) در همان دوره توسعه بایستی نصب گردد.

و استارباک[1] (۲۰۰۸) مؤلفه‌های هزینه‌های عملیاتی را شامل هزینه‌های نیروی کار، سوخت، تجهیزات، مواد شیمیایی و تعمیرات برشمرده‌اند. اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده (۱۹۹۶) فرمول زیر را برای تخمین هزینه‌ها عملیاتی متغیر برای هر بشکه نفت تولیدی ارائه نموده است:

$$\mathrm{VOC_t} = 0.7714 * \mathrm{Field\ Rate_t}^{-0.2423} \qquad (۱۲)$$

که در آن $\mathrm{Field\ Rate_t}$ نرخ تولید بر حسب میلیون بشکه در سال می‌باشد و هزینه‌ها به قیمت دلار سال ۱۹۹۴ می‌باشد. با ضرب ارقام به‌دست آمده در ۱/۱۰۷۲، قیمت‌ها به دلار سال ۲۰۰۰ تبدیل می‌شود.

هزینه‌های عملیاتی ثابت نیز برابر ۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای فرض می‌گردد (اداره اطلاعات انرژی، ۱۹۹۶) و معادلهٔ آن مطابق فرمول زیر خواهد بود:

$$\mathrm{FOC_t} = 0.05(\mathrm{SFC} + \sum_{t=1}^{t} \mathrm{w_t} \qquad (۱۳)$$

هزینه‌های مالی- قراردادی

در این مطالعه دو رژیم مالی متفاوت با هم مقایسه شده‌اند. در سناریوی اول که قرارداد بلندمدت بین دولت میزبان و شرکت بین‌المللی نفتی وجود ندارد، فرض می‌شود که عملیات توسعه و تولید با مدیریت شرکت ملی نفت ایران انجام گیرد[2]. لذا شرکت ملی نفت تنها هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی و پاداش پرداختی به پیمانکار در قبال خدمت صورت گرفته از طرف وی را متحمل می‌شود. با توجه به اینکه در این سناریو مدیریت عملیات توسعه و تولید در دست دولت میزبان است، لذا روند تولید نفت از حداکثر کردن خالص ارزش فعلی وی به‌دست می‌آید.

در سناریوی دوم، شرکت بین‌المللی نفتی قراردادی بلند مدت، برای مدت زمان مشخصی (نه لزوماً تا انتهای عمر میدان)، با دولت میزبان دارد. در این سناریو با توجه به تاریخچه قراردادهای نفتی ایران، دو حالت متفاوت مورد بررسی قرار می‌گیرد. در حالت اول، قراردادهای "۵۰-۵۰" که در سال ۱۳۳۳ ه.ش. با کنسرسیوم منعقد گردید،

1- Lillywhite & Starbuck

۲- البته شرکت ملی نفت می‌تواند از طریق قراردادهای کوتاه مدت خرید خدمت از تکنولوژی شرکت‌های بین‌المللی استفاده می‌کند.

شبیه‌سازی می‌گردد. در حالت دوم سهم دولت میزبان را به ۷۵ درصد افزایش داده و قراردادهایی که از سال ۱۳۳۶ ه.ش. در ایران منعقد شدند، مورد بررسی قرار می‌گیرند. با توجه به بندهای قراردادی، همه هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی بر عهده شرکت بین‌المللی نفتی می‌باشد که از بخشی از نفت تولیدی بازپرداخت می‌گردد و سود باقیمانده بر اساس سهم متناسب هر طرف (۵۰-۵۰ یا ۷۵-۲۵ به نفع دولت میزبان) بین آن‌ها تقسیم می‌گردد. با توجه به اینکه در این سناریو مدیریت عملیات با شرکت بین‌المللی نفتی می‌باشد و برنامه جامع توسعه[1] مخزن از طرف وی ارائه می‌گردد، لذا جهت استخراج روند تولید نفت‌خام، خالص ارزش فعلی از دید وی حداکثر می‌گردد.

معادلهٔ ریاضی

در سناریوی اول، نرخ تولید بهینه در هر دوره از دید شرکت ملی نفت از حل معادلهٔ زیر حاصل می‌شود:

$$NPV = \max\{\sum_{t=t_0}^{t=T_{rep}}[-c_{wd}w_t - SFC_t - REM]\beta_t + \sum_{t=j_0}^{T}(pr_t q_t - \quad (۱۴)$$
$$c_{wi}w_t - VOC_t - FOC_t)\,\beta_t + RR_{T+1}pr_{T+1}\beta_{T+1}$$

که در این معادله T_{rep} انتهای دورهٔ بازپرداخت به پیمانکار، c_{wd} هزینه چاه حفر شده در دورهٔ توسعه، pr_t قیمت نفت‌خام، c_{wi} هزینه چاه حفر شده در دورهٔ نگهداشت، REM میزان پاداش پرداختی به پیمانکار و RR میزان ذخیره نفتی باقیمانده در مخزن بعد از دورهٔ T می‌باشد.

روند تولید نفت بهینه برای شرکت بین‌المللی نفتی نیز از حل معادلهٔ ذیل استخراج می‌گردد:

$$NPV = \max\{\sum_{t=t_0}^{t=t_1}[-c_w w_t - SFC_t]\beta_t + \sum_{t=t_1}^{T}[A(pr_t q_t w_t - c_w w_t - \quad (۱۵)$$
$$VOC_t - FOC_t) + RIM_t + c_w w_{t-1} + VOC_{t-1} + FOC_{t-1}]\,\beta_t\}$$

که در این سناریو t_1 دورهٔ توسعه میدان، T آخرین سال قرارداد، A سهم شرکت بین‌المللی نفتی از سود و RIM مقدار پولی است که به پیمانکار جهت جبران هزینه‌های

1- Master Development Plan

سرمایه‌ای پرداخت می‌گردد که برابر زیگمای اول می‌باشد (بدون در نظر گرفتن نرخ تنزیل). همچنین در این سناریو فرض می‌گردد که هزینه‌های حفر چاه‌ها و هزینه‌های عملیاتی ثابت و متغییر در دوران تولید با یک دورهٔ تأخیر به شرکت بین‌المللی نفتی بازپرداخت گردد.

محدویت‌ها در معادلات ۱۴ و ۱۵ به شکل ذیل می‌باشند:

$$q_t \le \alpha(\bar{p}_t - p_{w_t}) \; ; \; t = 1,\ldots, T \text{ for each well}$$

$$\bar{p}_{t+1} = \bar{p}_t - \frac{q_t w_t}{(V_{o_t}c_{o_t}+V_{w_t}c_{w_t}+V_{g_t}c_{g_t}+V_{f_t}c_{f_t})} \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

$$W_t - W_{t-1} = w_t \text{ where } w_t \in \{0,1,2,3,4,5\}; \; t = 1,\ldots, T$$

$$VOC_t = 0.7714 * \text{Field Rate}_t^{-0.2423} \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

$$FOC_t = 0.05(SFC + \sum_{t=1}^{t} w_t) \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

$$SFC = 0.66c_w \sum_{t=1}^{T} w_t$$

$$q_t \le q_c = \frac{k_o(\Delta\rho)}{10.822B_o\mu_o}[1 - \left(\frac{L_p}{h_t}\right)^2]^{1.325}h_t^{2.238}[\ln(r_e)]^{-1.990} \; ; \; t = 1,\ldots,T$$

$$BHP \ge PUIP + PLWP + PDI \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

$$w_t, \bar{p}_t, q_t \ge 0 \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

حل مدل

با توجه اینکه مدل به‌دست آمده یک مدل غیر خطی بوده که در آن تعداد چاه‌ها صرفاً می‌تواند یک عدد صحیح باشد، لذا یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط غیرخطی[1] (MINLP) می‌باشد. جهت حل آن از نرم‌افزار ریاضی AIMMS بهره گرفته شده و با استفاده از حل کننده AIMMS Outer Approximation (AOA) حل می‌گردد. AOA روشی بنیادین برای حل مدل‌های MINLP می‌باشد که الگوریتم حل آن بر اساس اثر متقابل مابین حل کننده مدل عدد صحیح مختلط خطی[2] و مدل غیر خطی[3] است. این حل کننده به‌صورت تکراری مدل را به‌صورت یک مسئله عدد صحیح

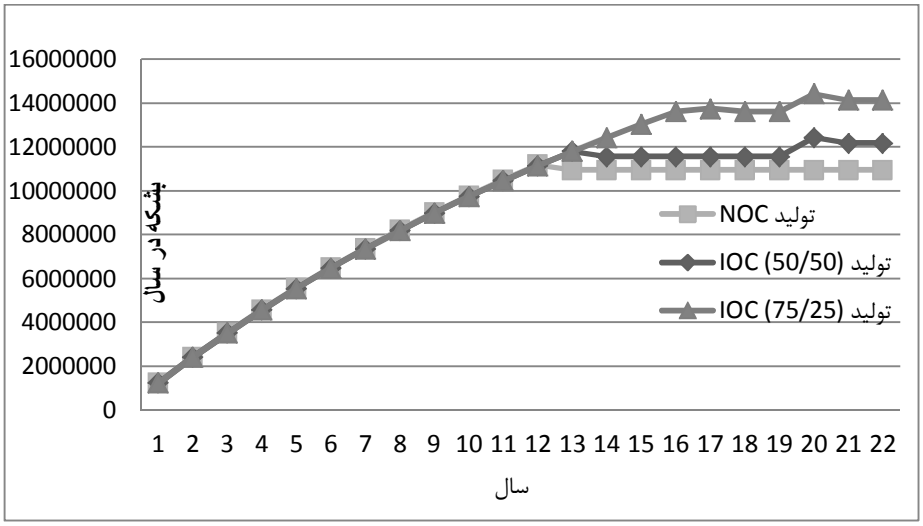
1- Mixed Integer Non-Linear Programing (MINLP)
2- Mixed Integer Linear Programing (MILP)
3- Non-linear Programing (NLP)

مختلط خطی به همراه محدودیت‌های خطی شده و یک مسئله غیر خطی که در آن همه متغییرهای صحیح، ثابت فرض می‌شوند، حل می‌کند (روئلوفز و بیشاپ[1]، ۲۰۱۱).

۴- روند تولید نفت از مخزن نمونه

همچنان که در نمودار (۱) مشاهده می‌گردد، نرخ تولید در دورهٔ توسعه در سناریورهای مختلف با هم برابر می‌باشد و تفاوت آن‌ها مربوط به دورهٔ نگهداشت است. تولید در دورهٔ نگهداشت در صورتی که بهره‌بردار میدان، شرکت ملی نفت باشد کم‌تر از حالتی است که بهره‌بردار شرکت بین‌المللی نفتی است.

در صورت تولید توسط شرکت بین‌المللی نفتی هر چه سهم وی از تولید بیش‌تر باشد، انگیزه بیش‌تری برای سرمایه‌گذاری، نصب تأسیسات سطح‌الارضی و حفر چاه جهت برداشت و تولید بالاتر دارد زیرا درامدهای آتی، سرمایه‌گذاری زیاد اولیه وی را پوشش می‌دهد.



منبع: یافته های تحقیق

نمودار ۱- روند تخمینی تولید از مخزن

1- Roelofs & Bisschop

۵- بررسی تأثیر قراردادها بر روند تولید نفت ایران با استفاده از الگوی هابرت

مدل هابرت

جهت بررسی تأثیر قراردادها بر روند تولید نفت ایران از الگوی هابرت[1] چندگانه استفاده می‌گردد. هابرت در مقاله‌ای که در سال ۱۹۵۶ ارایه داد با استفاده از تابع لاجستیک نقطهٔ اوج تولید امریکا را در سال ۱۹۷۰ به درستی پیش‌بینی کرد. نظریه وی بر این مبنا استوار است که در یک منطقه ابتدا تکنولوژی اکتشاف کم‌تر بوده و شناخت از ساختار زیرزمینی ناقص می‌باشد، در این مرحله معمولاً میادین بزرگ اما با سرعت پایینی کشف می‌گردند. با بهبود تکنولوژی و شناخت کافی از ساختار زیرزمین، با توجه به کارهای اکتشافی گذشته، روند اکتشافات سرعت بیش‌تری به خود می‌گیرد تا جایی که امکان اکتشاف و بهره‌برداری از میادین متوسط، فلات قاره و حتی عمیق‌تر ممکن می‌شود. بعد از مدت زمان مشخصی که اکثر میادین بزرگ و متوسط کشف شدند، با پیشرفت تکنولوژی، تلاش برای کشف میادین کوچک و پراکنده شدت می‌یابد، ولی در این مرحله میزان اکتشافات به دلیل آنکه اکثر میادین کشف شده‌اند، کاهش می‌یابد. لذا تولید نفت در یک کشور، منطقه و یا دنیا از یک روند زنگوله‌ای شکل[2] تبعیت می‌کند.

نظریه او در سال ۱۹۷۰ به واقعیت پیوست و منشأ تحقیقات تازه‌ای برای دیگر محققان شد. هابرت معادلهٔ ریاضی برای نظریه خود ارائه نکرد اما تابع لاجستیک پیشنهاد شده توسط ریچاردز (۱۹۵۹) به شکل زیر می‌باشد:

$$QP = \frac{URR \times a \times \exp[-a(t-t_P)]}{[1+\exp(-a(t-t_P))]^2}$$

که در آن QP = نرخ تولید؛ URR= ذخیره قابل برداشت نهایی؛ t= زمان؛ t_p= سال رسیدن به اوج تولید و a پارامتری است که نرخ اولیه افزایش در تولید را مشخص می‌کند. رینولدز[3] (۲۰۱۴) با انتگرال گرفتن از معادله ۱۶ تولید تجمعی را به شکل معادلهٔ زیر به‌دست آورده است:

$$CQP = \frac{URR}{1+\exp(-a(t-t_P))}$$

1- Hubbert
2- Bell-Shaped Curve
3- Reynolds

سپس وی با جایگزینی معادله ۱۷ در معادلـه ۱۶ بـه معادلـه‌ای خطـی و درجـه دوم مطابق زیر رسیده است:

$$QP = a \times CQP - \frac{a}{URR} \times CQP^2 \qquad (۱۸)$$

رینولدز (۲۰۱۴) سپس با اشاره به اینکه تولید نفت عمـدتاً در دسـت کشـورهای در حال توسعه می‌باشد و آنها تمایل کم‌تری برای پذیرش ریسک اکتشاف و تولید از نـواحی پرخطر را داشته و در عوض متمایل به تولید بیش‌تر از میادین فعلی هستند، لذا به‌جـای منحنی هابرت نرمال، منحنی لاندای هابرت[۱] را به شکل ذیل معرفی می‌کند:

$$QP = \beta_1 CQP - \beta_2 CQP^{1+\lambda} \qquad (۱۹)$$

لذا با اعمال λ در این مدل، الگوی هابرت تخمین دقیق‌تری از روند تولید کشـورهای نفت‌خیز در حال توسعه را مـی‌دهـد. امـا ایـن مـدل راهکـاری بـرای دوره‌ای کـه در آن مدیریت تولید در ایـن کشـورها از طریـق قراردادهـای امتیـازی در دسـت شـرکت‌هـای بین‌المللی نفتی بوده، ارائه نکرده است. لذا بخش بعدی این مقاله به معرفی مدل لانـدای هابرت چندگانه[۲] به منظور رفع این نقیضه می‌پردازد.

مدل لاندای هابرت چندگانه

با توجه به اینکه مدیریت تولید نفت در اکثر کشـورهای نفتخیـز در ابتـدا در اختیـار شرکت‌های بین‌المللی نفتی بوده است، لذا معادله ۱۹ برای این دوره صادق نمی‌باشد. در نتیجه در این مطالعه روند تولید نفت ایران به دو دوره تقسیم مـی‌شـود و بـا اسـتفاده از یک مدل لاندای هابرت چندگانه پیش‌بینی می‌گـردد. دورهٔ اول کـه عمـده تولیـد نفـت ایران تحت کنترل شرکت‌های بین‌المللی نفتی بـوده و دورهٔ دوم کـه در آن تولیـد نفـت تحت کنترل شرکت ملی نفت ایران به نیابت از دولت قرار داشته است.

جهت مشاهده و تبیین دو دوره متفاوت تولید در ایران، ابتدا لازم اسـت کـه نمـودار هابرت نمایه‌ای[۳] با تولید نمایـه‌ای نفـت ایـران[۴] مقایسـه گـردد. در نمـودار (۲) ایـن دو

1- Lambda Hubbert Curve
2- Multiple Lambda Hubbert Curve
3- Indexed Hubbert Curve
4- Indexed Iranian Oil Production

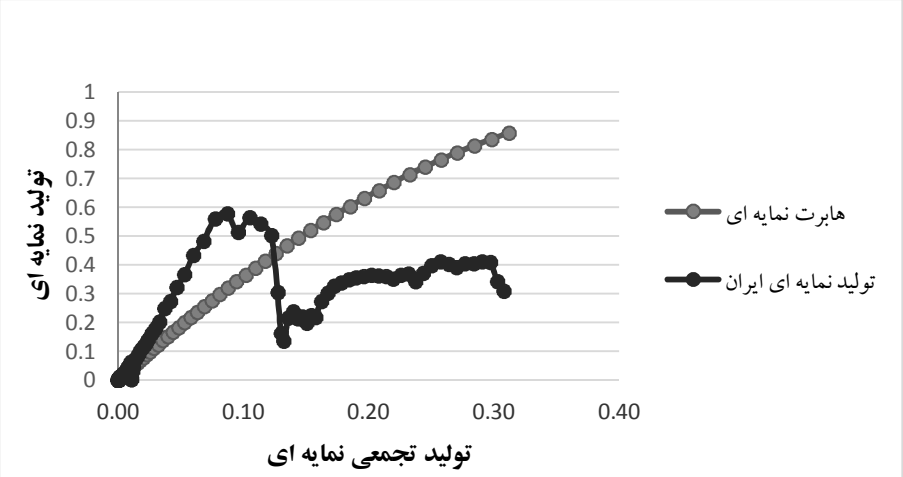
منحنی با هم مقایسه شده‌اند. جهت رسم نمودار هابرت نمایه‌ای، تولید نمایه‌ای از تقسیم تولید نفت در هر سال به تولید در سال اوج به‌دست می‌آید و تولید تجمعی نمایه‌ای نیز از تقسیم تولید تجمعی تا آن دوره، بر کل نفت قابل برداشت محاسبه می‌گردد. تولید نمایه‌ای و تولید تجمعی نمایه‌ای ایران نیز مطابق معادلات زیر محاسبه شده‌اند:

$$QP_{Indexed} = \frac{QP_{Iran}}{QP_{Hubbert\ @\ Peak} \times (\frac{URR_{Iran}}{URR_{Hubbert}})} \qquad (۲۰)$$

$$CQP_{Indexed} = \frac{CQP_t}{URR_{Iran}}$$

در نمودار (۲) مشاهده می‌گردد که در دورهٔ اول و در مقطعی که مدیریت تولید در دست شرکت‌های بین‌المللی نفت بوده، شرکت بین‌المللی نفتی بسته به نوع قرارداد انگیزه جهت تولید بیش‌تر از میادین را داشته است. نتایج حاصل از بخش ۴ در خصوص تأثیر قراردادها بر روند تولید مخزن نیز این مطلب را تأیید می‌کند. همچنین با توجه به ریسک‌پذیری بیش‌تر شرکت‌های بین‌المللی نفتی نسبت به دولت‌ها، اکثر اکتشافات نیز در این دوره رخ داده است. لذا تولید نمایه‌ای نفت ایران در این دوره بیش‌تر از میزان تولید بالقوه بر اساس الگوی هابرت می‌باشد.

در دورهٔ دوم که کنترل تولید نفت در اختیار شرکت ملی نفت ایران بوده است، عوامل تأثیرگذار بر روند تولید نفت ایران عدم سرمایه‌گذاری کافی، نبود تکنولوژی بالا، ریسک‌گریز بودن دولت و جنگ تحمیلی هشت ساله عراق علیه ایران می‌باشند. در نتیجه همانطور که در نمودار (۲) مشاهده می‌گردد میزان تولید نمایه‌ای نفت ایران در این دوره کم‌تر از میزان تولید بالقوه بر اساس الگوی هابرت می‌باشد.



نمودار ۲- مقایسه منحنی هابرت نمایه‌ای با تولید نفت نمایه‌ای ایران
منبع: گزارش آماری شرکت نفتی بی پی برای سال ۲۰۱۵[1] و یافته‌های تحقیق

با توجه به توضیحات فوق، معادله۲۰ تحت عنوان مدل لانـدای هـابرت چندگانـه بـه شکل ذیل جهت تخمین روند تولید نفـت ایـران در دو دورهٔ متفـاوت فـوق‌الـذکر ارائـه می‌گردد:

$$QP = \begin{cases} \beta_1 . CQP - \beta_2 . CQP^{1+\lambda_1} & for\ t \le t_t \\ \beta_1 . CQP - \beta_2 . CQP^{1+\lambda_2} + D . CQP & for\ t > t_t \end{cases} \quad (۲۲)$$

که در آن t_t زمان انتقال مدیریت تولید از شرکت‌های بین‌المللی نفتی به شرکت ملی نفت ایران است که همزمان با کمبود سـرمایه و تکنولـوژی و ریسـک‌گریـز بـودن دولـت می‌باشد. پارامتر D نیز متغییر موهومی است که جهت لحاظ نمـودن تـأثیر جنـگ بـین سال‌های ۱۹۸۰ تا ۱۹۸۸ وارد شده است.

۶- روند تولید نفت ایران (اثر قراردادها بر تولید گذشته و پیش‌بینی آینده)

نمودار (۳) روند تولید واقعی نفـت ایـران و رونـد تخمینـی براسـاس الگـوی لانـدای هابرت چندگانه را نشان می‌دهد. مشاهده می‌گردد که در دورهٔ اول میزان تولید بیش‌تـر

1- BP statistical review of world energy, 2015 workbook

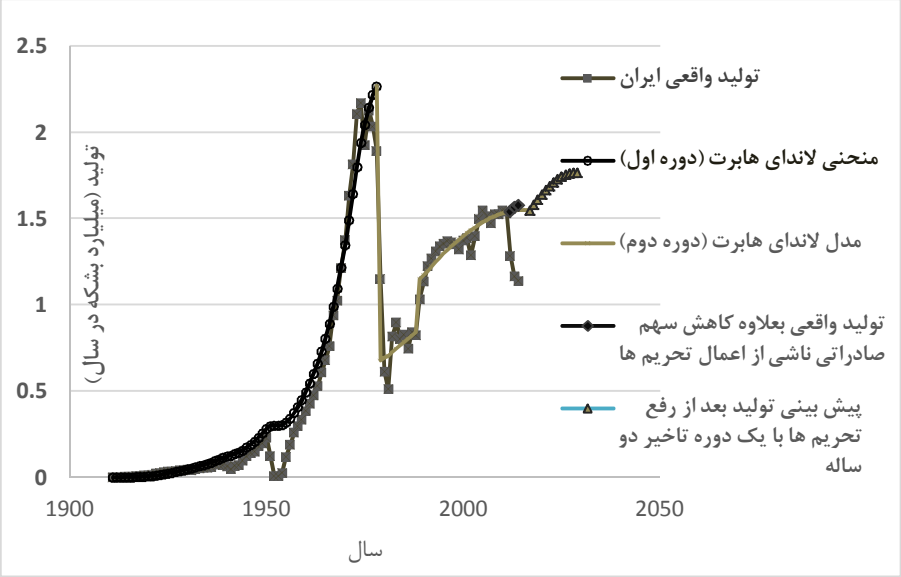
از میزان تولید بالقوه بر اساس الگوی هابرت می‌باشد. دلیل این امر آن است که در این دوره، قراردادها به صورت امتیازی، مشارکت در تولید یا مشارکت در سرمایه‌گذاری[1] بین دولت ایران و شرکت‌های بین‌المللی نفتی منعقد شده است (استیونز[2]، ۱۹۷۶). بر اساس این قراردادها که عمدتاً یک بلوک یا ناحیه (و نه یک مخزن یا میدان) به طرف قرارداد واگذار شده، منافع طرف قرارداد در صورت انجام عملیات اکتشافی بیش‌تر و تولید بالاتر از میادین کشف شده حاصل می‌شود.

اما در دورهٔ دوم با توجه به غیر قانونی اعلام شدن مالکیت شرکت‌های خارجی بر منابع نفت و گاز ایران بعد از انقلاب اسلامی ایران، عدم انعقاد قراردادهای نفتی تا سال ۱۳۷۴ ه.ش.، وقوع جنگ، کمبود سرمایه‌گذاری و عدم به‌کارگیری فناوری بالا، تولید نفت ایران کم‌تر از میزان تولید بالقوه می‌باشد.

دورهٔ سوم نشان داده شده در نمودار (۳) مربوط به دورهٔ بعد از رفع تحریم‌هاست. پیش‌بینی روند تولید نفت ایران در این دوره با یک تأخیر دو ساله انجام گرفته است، زیرا فرایند عقد قرارداد تا رسیدن به تولید نیازمند طی یک دوره می‌باشد تا مخزن توسعه یابد و عقد قرارداد منجر به تولید گردد. جهت رسم این روند از منحنی هابرت نمایه‌ای استفاده شده است. تولید تجمعی نفت ایران تا سال ۲۰۱۷ محاسبه شده و بر کل نفت قابل بازیافت ایران تقسیم شده است. عدد به‌دست آمده نقطهٔ شروع استفاده از منحنی هابرت نمایه‌ای را مشخص می‌کند. لذا تولید برای سال‌های آتی بر اساس منحنی هابرت نمایه‌ای که نشان‌دهنده توان تولید بالقوه یک کشور است به‌دست می‌آید.

مشاهده می‌گردد که بر اساس تولید پیش‌بینی شده برای این دوره، ایران میزان تولیدی برابر با نقطهٔ اوج تجربه شده در سال ۱۹۷۴ را تجربه نخواهد کرد زیرا تولید در آن مقطع با توجه به انگیزه‌های قراردادی شرکت‌های بین‌المللی نفتی بیش‌تر از میزان بالقوه بوده است، مگر آنکه بندهای الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران انگیزه تولید بیش از میزان بالقوه را به پیمانکاران بدهد.

1- Joint Venture
2- Stevens



نمودار ۳- مقایسه روند تولید واقعی نفت ایران با روند تولید نفت تخمینی با استفاده از مدل لاندای هابرت

منبع: گزارش آماری شرکت نفتی بی پی برای سال ۲۰۱۵ و یافته‌های تحقیق

نکته آخر اینکه مساحت زیر نمودار روند تولید هیچ موقع بیش‌تر از میزان حداکثر ذخیره قابل برداشت (URR)[1] نخواهد بود و لذا تولید امروز به قیمت از دست دادن تولید فردا می‌باشد. البته بایستی خاطر نشان کرد که میزان URR یک کشور در طول زمان با بهبود تکنولوژی، نحوه تولید و مدیریت مخازن، تغییرات قیمت نفت‌خام (و اقتصادی شدن تولید از میادین با هزینه تولید بالاتر) و حتی نرخ برداشت کشورهای همسایه از میادین مشترک تغییر پیدا می‌کند.

۷- نتیجه‌گیری

با توجه به اینکه قراردادهای نفتی از یک طرف با توجه رژیم مالی و مدت زمان آن بر میزان تولید مخزن اثر می‌گذارد و از طرف دیگر با توجه به ناحیه مورد قرارداد و

1- Ultimate Recoverable Reserve

انگیزه جهت کشف و تولید بیش‌تر در این ناحیه، تولید کل کشور را نیز تحت تأثیر قرار می‌دهد، لذا در این مطالعه از هر دو مدل تولید از یک مخزن مستقل و مدل تولید کلان بهره گرفته شده است.

با توجه به نتایج حاصل از شبیه‌سازی روند تولید نفت از یک مخزن نمونه، مشاهده می‌گردد که نوع قراردادهای نفتی و مدیریت عملیات بهره‌برداری نقش مهمی بر میزان تولید نفت‌خام دارد. در دوره قراردادهای بلندمدت امتیازی، مشارکت در تولید و مشارکت در سرمایه‌گذاری بین دولت ایران و شرکت‌های بین‌المللی نفتی، به‌دلیل در دست داشتن یک ناحیه مشخص و کنترل بر عملیات تولید توسط پیمانکار، وی به‌عنوان یک عامل منطقی سعی در حداکثر کردن منافع خود در طول دوره قرارداد داشته است. لذا جهت رسیدن به این هدف بایستی سرمایه‌گذاری بیش‌تری در حوزه قرارداد جهت انجام عملیات اکتشاف، توسعه و تولید صورت گیرد. در نتیجه مشاهده می‌گردد به هر میزان که سهم پیمانکار از نفت تولیدی مطابق قرارداد افزایش یابد، میزان سرمایه‌گذاری و به تبع آن تولید بیش‌تر توسط وی توجیه پیدا می‌کند.

اما در حالتی که مدیریت تولید در دست شرکت ملی نفت ایران قرار دارد و توسعهٔ میدان از طریق قراردادهای خدماتی انجام می‌گیرد، این شرکت سعی در حداکثر کردن خالص ارزش فعلی در کل عمر میدان را دارد. مشاهده می‌گردد که در این حالت و در مقایسه با حالت قبلی (وجود قرارداد بلند مدت با شرکت بین‌المللی نفتی)، میزان سرمایه‌گذاری کم‌تر و در نتیجه تولید کم‌تر، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران را حداکثر می‌کند. زیرا شرکت ملی نفت ایران نسبت به مالکیت میدان تا انتهای عمر آن اطمینان کامل را دارد و لزومی بر سرمایه‌گذاری کلان و نصب تأسیسات بیش‌تر جهت تولید در کوتاه‌مدت را نمی‌بیند.

بعد از بررسی تأثیر قراردادهای نفتی بر میزان تولید از یک مخزن در بخش بعدی این مقاله به بررسی تأثیر این قراردادها بر کل تولید نفت ایران پرداخته شده است. تولید نفت ایران دارای دو دوره کاملاً متفاوت می‌باشد که در دورهٔ اول و در زمان تسلط شرکت‌های بین‌المللی نفتی بر منابع نفتی ایران، این شرکت‌ها علاوه بر تولید بیش‌تر از یک مخزن مشخص، سعی در افزایش نرخ اکتشافات در حوزه قرارداد خود را داشته‌اند.

در نتیجه مشاهده می‌گردد که میزان تولید ایران در این دوره بیش‌تر از تولید بالقوه تخمینی توسط مدل هابرت می‌باشد.

در دورهٔ دوم و بعد از انقلاب اسلامی، ممنوعیت انجام سرمایه‌گذاری خارجی و جنگ هشت ساله تحمیلی عراق علیه ایران بر روند تولید نفت ایران تأثیری منفی برجای می‌گذارد. بعد از آن نیز به دلیل تکیه تولید نفت ایران به یک سری از میادین محدود و عدم ریسک‌پذیری دولت جهت توسعه برخی میادین، روند تولید نفت ایران به زیر منحنی تولید بالقوه منتقل شده است.

فهرست منابع

درخشان، مسعود، ۱۳۹۲، ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، فصلنامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شمارهٔ ۹، ۵۳-۱۱۳

راسخی لنگرودی، احمد، ۱۳۸۵، موج نفت: تاریخ نفت ایران از امتیاز تا قرارداد، انتشارات اطلاعات، تهران

روزنامه سمی کشور. تصویب نامه در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز. ۱۳۹۴/۸/۱۸. برگرفته از سایت www.rrk.ir/Laws/ShortLaw.aspx?Code=7945

شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۴۴، کتاب سفید: تاریخچه و متن قراردادهای مربوط بع نفت ایران، شرکت ملی نفت ایران، تهران

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، قوانین مرتبط با قراردادهای نفتی، برگرفته از سایت http://rc.majlis.ir/fa/law

Adelman, M. A., & Shahi, M. (1989). Oil Development-Operating Cost Estimates, 1955-1985. Energy Economics, Amsterdam, Netherlands, 1(11), 2-10.

British Petroleum. (2015). BP statistical review of world energy, 2015 workbook. Retrieved from http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html

Campbell CJ. (1995). The next oil price shock- the world's remaining oil and its depletion. Energy Explor Exploit, Brentwood, United Kingdom, 13(1), pp 19-46

Campbell CJ. (2000). A new energy crisis: when will we ever learn? Energy Explor Exploit, Brentwood, United Kingdom, 18(5), pp 569-71.

Campbell CJ. (2004). Essence of oil and gas depletion. Multi-Science Publishing Co. Ltd., Brentwood, United Kingdom,

Chisholm, A. H. (2002). The First Kuwait Oil Concession: A Record of Negotiations, 1911-1934. London, Unired Kingdom: Taylor & Francis.

Dake, L. (1978). Fundementals of Reservoir Engineering. Amsterdam, Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company.

Energy information Administration. (1996). Oil Production Capacity Expansion Costs For The Persian Gulf. Washington, D.C., USA.

Energy Information Administration. (2015). Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled. Retrieved from http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_wellcost_s1_a.htm

Fanchi, J. R. (2006). Principles of Applied Reservoir Simulation. Amsterdam, Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company.

Høyland, L. A., Papatzacos, P., & Skjaeveland, S. M. (1989). Critical rate for water coning: correlation and analytical solution. SPE Reservoir Engineering, Texas, USA, 4(04), 495-502.

Hubbert, M.K. (1956). Nuclear energy and fossil fuels. American Petroleum Institute Drilling and Production Practice Proceedings, San Antonio, USA, pp. 7-25 (spring).

Jakobsson, K., Bentley, R., Soderbergh, B., & Aleklett, K. (2012). The end of cheap oil: Bottom-up economic and geologic modeling of aggregate oil production curves. Energy Policy, Amsterdam, Netherlands, 860-870.

Laherrere, J.H. (1997). Multi-Hubbert Modeling, July1997. Available at: /http: // www.hubbertpeak.com/laherrere/multihub.htm.

Laherrere, J.H. (2000). Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve. Oil and Gas Journal, Tulsa, USA, Vol. 98, No.16, PP. 63–76.

Lillywhite, J., & Starbuck, M. C. (2008). The Economic Impact of New Mexico's Oil and Gas Industry. New Mexico, USA: Prepared for Brothers and Co.

Maggio, G. & Cacciola, G. (2009). A Variant of the Hubbert Curve for World Oil Production Forecasts. Energy Policy, Amsterdam, Netherlands, Vol. 37, pp. 4761–4770.

Nashawi, I.S., Malallah, A., Al-Bisharah, M. (2010). Forecasting World Crude Oil Production Using Multicyclic Hubbert Model. Energy Fuels, Washington, USA, 24.

Reynolds, D. B. (2014) World oil production trend: Comparing Hubbert multi-cycle curves. Ecological Economics, Amsterdam, Netherlands, Vol. 98, pp. 62-71.

Richards, F.J. (1959). A flexible growth curve for empirical use. Journal of Experimental Botany, Oxford, United Kingdom, 10, pp. 190-300.

Roelofs, M., Bisschop, J. (2011). AIMMS: The User's Guide. Paragon Decision Technology, Haarlem, Netherlands.

Saidi, M. A. (1983, January). Simulation of Naturaly Fractured Reservoirs. In SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers. San Francisco, USA.

Schlumberger Limited. (2015). Oilfield Glossary. Retrieved from Schlumberger Limited Web site:

http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/b/bottomhole_pressure.aspx

Shiravi, A., and Ebrahimi, S. N. (2006). "Exploration and development of Iran's oilfields through buy back." Natural Resources Forum. Vol. 30. No. 3. BLACKWELL PUBLISHERS. Hoboken, New Jersey, USA.

Skrebowski C. (2006). Prices holding steady, despite massive planned capacity additions. Petroleum Review. London, United Kingdom, pp 28-31

Skrebowski C. (2007). New capacity fails to boost 2006 production-delays or depletion? Petroleum Review. London, United Kingdom, pp 40-42

Smith, E. E., Dzienkowski, J. S., Anderson, O. L., Lowe, J. S., Kramer, B. M., & L, W. J. (2010). Materials on International Petroleum Transactions (3rd ed.). Westminster, Colorado, U.S.: Rocky Mountain Mineral Law Foundation.

Smith MR. (2006). The future for global oil supply: the size of the supply gap. EnergyFiles Ltd., London, United Kingdom.

Spivey, J. P., & Lee, J. W. (2013). Applied Well Test Interpretation (Vol. 13). Society of Petrolum Engineers. Texas, USA.

Stevens P. J. (1976). Joint Ventures in Middle East Oil, 1957-1975. Middle East Economic Consultants, Beirut, Lebanon, pp. 205.

Taverne, B. (2008). Petroleum, Industry, and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production, and Use of Petroleum (Second ed.). Kluwer Law International. Alphen aan den Rijn, Netherlands.

Tripp, C. (2002). A History of Iraq (Second ed.). Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press.

Effect of Petroleum Contracts on Iranian Oil Production

Teymour Mohammadi
Associate Professor, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, atmahmadi@gmail.com

Farshad Momeni
Associate Professor, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Farshad.momeni@gmail.com

Abbas Kazemi Najafabadi
Assistant Professor, Faculty of Law and Political Sciences, Allameh Tabataba'i University, Abaskazemi@gmail.com

Shirkou Bahadori[1]
PhD Student in Oil & Gas Economics, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University, Sherkobahadori@gmail.com
Received: 2015/01/09 Accepted: 2016/07/04

Abstract

This paper investigates the impact of petroleum contracts on Iranian oil production. We first evaluate the effect of these contracts on a given oil reservoir and then use the results to estimate the impact on Iranian oil production. We estimate the likely production of the given reservoir by applying a Mixed Integer Non-Linear Programing (MINLP) approach, which maximizes the Net Present Value of the producer taking into account physical, economic and contractual aspects. We then proceed to evaluate the impact of different petroleum contracts on Iranian oil production for two different periods through use of the Multiple Lambda Hubbert Model.

Based on the results for optimized production of the sample reservoir, use of the existing long-term contracts with an International Oil Company (IOC) leads to greater production than would prevail if the National Iranian Oil Company (NIOC) controls oil production directly. The results show that as the share of the partner international oil company increases, the production of the reservoir increases. We further see that in periods during which IOCs have had control of oil production, due to their incentive for maximizing profit, the production rate has been higher than potential production. It is also observed that production has been below potential during periods when oil fields were developed through Service Contracts with international companies, while production was managed by the NIOC. This was due to lack of technology and insufficient investment.

JEL Classification: K31, Q38, Q12

Keywords: Petroleum Contracts, Iran oil production trend, Multiple Lambda Hubbert Model

---

1- Corresponding Author