فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال بیستم / شماره ۸۳/ زمستان ۱۴۰۳ / صفحات ۲۵۷-۲۴۳

آثار حذف امتیازهای شرکت سرمایه‌گذار نفتی بر روی مسیر تولید بهینه نفت (مطالعه موردی برای میدان نفتی جنوب ایران)

پریسا قلی‌پور فیضی[1] قدرت‌اله امام وردی[2] مرجان دامن کشیده[3] علی اصغر اسماعیل نیا کتابی[4]

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۵/۰۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۸/۳۰

چکیده

در دهه‌های اخیر حذف و کاهش یارانه‌ها یا امتیازات مصرف کنندگان فرآورده‌های سوخت‌های فسیلی همچون نفت همواره مورد توجه پژوهشگران در حوزه اقتصاد انرژی بوده است. در حالیکه حذف امتیازات تولیدکنندگان چنین منابعی به ندرت توسط محققان مورد بحث قرار گرفته است. این تحقیق با هدف مطالعه رفتار شرکت تولیدکننده نفتی و با در نظر گرفتن حذف امتیازات تولیدکننده، علاوه بر توسعه یک مدل بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت بر روی یکی از میادین نفتی جنوب ایران با توجه به تولید واقعی میدان در بازه زمانی ۱۴۱۶ تا ۱۳۹۷(۲۰۳۷-۲۰۱۸)، همچنین در قالب قراردادهای جدید نفتی ایران(IPC) نیز مورد مطالعه و بررسی انجام گرفته است. لذا اجرای سناریوی حذف امتیازات شرکت تولیدکننده نفت,کاهش نرخ بهینه تولید را نشان می‌دهد. این در حالیست که افزایش نرخ تنزیل اثرات منفی حذف امتیازات را تسریع می‌بخشد و تأثیر معکوسی بر منافع تولیدکننده می‌گذارد.

طبقه‌بندی JEL: C۶۱، Q۴۸، L۲۴.

کلید واژه‌ها: امتیازات تولیدکننده، مدل بهینه‌سازی تولید، قرارداد جدید نفتی ایران(IPC).

۱- مقدمه

نقش نفت و منابع نفتی به علت سطح بالای تقاضا و عرضه آن در دنیا و با توجه به سهم بسیار زیاد آن از سبد انرژی اولیه مصرفی در جهان، همواره برای مصرف کنندگان و تولیدکنندگانشان از اهمیتی راهبردی برخوردار بوده و هست. از سوی دیگر با توجه به وابستگی به درآمد نفت کشورهای نفت خیز و بی ثباتی در درآمدهای نفتی و پیامدهای

۱ گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران-ایران pfeizi۳۰@gmail.com
۲ گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران-ایران(نویسنده مسئول) ghemamverdi۲@gmail.com
۳ گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران-ایران m.damankeshideh@yahoo.com
۴ گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران-ایران aektabi@gmail.com

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

ناشی از آن، نحوه تصمیم گیری دولتها در چگونگی استخراج نفت حائز اهمیت بسیاری می‌باشد. از اینرو سیاستگذاران بخشهای انرژی کشورهای مختلف همواره جهت تامین منافع ملی خود و حداکثر سازی سود حاصل از تولید از میادین نفتی می‌کوشند تا با اتخاذ انواع سیاست‌های مالی و بعضا امتیازی در قراردادهای نفتی، در راستای تامین حداکثری منافع ملی نسلهای حال و آینده خود گام بردارند. از اینرو از دیرباز و همواره مباحث مالی و اقتصادی مربوط به انواع قراردادهای نفتی و تأثیر آن بر رفتار شرکت‌های تولیدکننده‌ی نفتی، مورد توجه قرار گرفته است. در همین راستا بر آن شدیم تا در چارچوب تحقیق حاضر با تصریح مدل حذف امتیازات شرکت تولیدکننده نفت در قالب مسئله بهینه‌سازی تولید، به این سوال اساسی پاسخ دهیم که آیا حذف امتیازات شرکت تولیدکننده نفت، می‌تواند بر روی مسیر بهینه تولید اثرگذار باشد؟و در صورت مثبت بودن پاسخ، بایستی فرض منفی بودن تأثیرات مذکور بر فرآیند استخراج و نرخ تولید بهینه نفت و همچنین اثر فاکتور مهمی چون نرخ تنزیل بر روی این روند محرز گردد. برای پاسخ به پرسش تحقیق و تأمین فروض یادشده، مطالعه حاضر در هفت بخش تنظیم شده است که در بخش دوم به ادبیات موضوع پرداخته شده است که شامل مبانی نظری مدل بکارگرفته شده و مطالعات تجربی پژوهش می‌باشد. در بخش سوم نیز به برآورد پارامترها، تصریح مدل و روش حل مدل می‌پردازیم و در بخش چهارم یافته‌های تجربی پژوهش بر اساس سناریوی حذف یارانه‌های تولیدکننده با نرخ تنزیل‌های متفاوت ارائه شده و نتایج مورد تجزیه و تحلیل قرار میگیرد و سرانجام، جمع بندی و نتیجه گیری و نیز ارائه پیشنهادات، دربخش پنجم بیان خواهند شد. منابع مورد استفاده نیز در بخش پایانی لیست می‌شوند.

۲- ادبیات موضوع

۲-۱- مبانی نظری

امروزه در حوزه تحقیقات اقتصادی انواع مدلهای مربوط به الگوریتم‌های بهینه یابی[۱] تولید، همراه با محدودیتهای فنی و اقتصادی دارای کاربرد نسبتا زیادی می‌باشند. مدل بهینه‌سازی چند دوره‌ای معمولا همراه با محدودیتهایی در دوره‌های مختلف توسعه

۱. Optimization Algorithms

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

میادین می‌باشد که به صورت قیود فنی و اقتصادی و متناسب با شرایط بنگاه تولیدی به تابع هدف اعمال می‌گردد. مدلهای بهینه‌سازی راهبرد تولید بر مبنای انواع الگوریتم‌های بهینه یابی که براساس حداکثر سازی ارزش فعلی خالص میدان صورت می‌گیرند به مسئله کنترل بهینه معروف اند، بدین ترتیب که جهت برآورد تابع سود یک بنگاه مجموعه‌ای از توابع درآمد و هزینه به کار گرفته می‌شوند و در نهایت تابع سود بدست می‌آید و با اعمال عامل تنزیل در هر دوره، NPV [۱] بنگاه یا ارزش حال مجموع سود حاصل از فعالیت بنگاه در طول دوره مورد نظر بدست می‌آید و تابع هدف نهایی مدل را تشکیل می‌دهد که همراه با محدودیتها و قیدهایی که به مدل اضافه می‌شود، مسئله به صورت مقید بیشینه می‌گردد. (توکلیان و فراهانی، ۱۳۸۵)

راه حل اساسی مسئله کنترل بهینه با استفاده از کارهای دانشمند نابینای روسی، ال اس پونتری آگین[۲] و همکارانش، یعنی روش اصل ماکزیمم ارائه شد. این اصل به شرایط لازم جهت بهینه بودن جواب حاصل از حل یک مسئله کنترل می‌پردازد که شامل مولفه‌های ۱)تابع هدف۲)معادله وضعیت۳) محدودیت‌های مدل که در ذیل نمایش داده شده است:

$$Max_{Qi} \sum_{t=۰}^{T} B^t [P_t Q_t - TC(RR_t . Q_t)] \quad (۱)$$

$$subjected\ to:$$

$$RR_{t+۱} - RR_t = -Q_t \quad (۲)$$

$$RR(۰) = R \quad (۳)$$

$$\sum_{t=۰}^{T} Q_t \leq R \quad (۴)$$

$$Q_t \geq ۰ \quad (۵)$$

$$RR_t \geq ۰ \quad (۶)$$

$$Q_{min} \leq Q_t \leq Q_{max} \quad (۷)$$

$$q_t = q_i e^{-bt} \quad (۸)$$

۱. Net present value
۲. L. S. Pontryagin

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

در روابط فوق رابطه (۱) نشان دهنده تابع هدف مسئله است که هدف حداکثرسازی سود تنزیل شده می‌باشد و در آن β فاکتور تنزیل و برابر با $\frac{1}{1+i}$ و i نیز نرخ تنزیل است. P_t قیمت نفت و Q_t تولید نفت در دوره t و $TC\ (RR_t.Q_t)$ تابع هزینه میدان است که وابسته به تولید نفت در دوره ی t و ذخائر باقی مانده میدان در دوره ی t (RR_t) می‌باشد. رابطه (۲) معادله وضعیت است که نشان می‌دهد ذخائر باقی مانده در هر دوره با کسر کردن تولید دوره ی قبل از میزان ذخائر باقیمانده در دوره ی قبل بدست می‌آید.

رابطه (۳) تا (۷) نیز نشان دهنده محدودیت‌های مدل هستند.

رابطه (۳) نشان می‌دهد که میزان ذخائر باقیمانده در سال ابتدای دوره برابر با ذخائر اولیه است.

رابطه (۴) حاکی از آن است که مجموع تولید در عمر میدان بیشتر از ذخائر اولیه نمی‌تواند باشد.

رابطه (۵) و (۶) نشان می‌دهند که نرخ تولید و میزان ذخائر در هر لحظه از زمان مقادیری غیر منفی دارند.

رابطه (۷) محدودیت حداکثری و حداقلی تولید در هر دوره می‌باشد. محدودیت فوق نشان می‌دهد که تولید بهینه در هر سال نمی‌تواند از مقادیر خاصی بیشتر و نیز از مقادیر خاصی کمتر باشد. به عبارتی به دلیل بحث صیانت، تولید کننده نمی‌تواند فراتر از مقادیر خاصی تولید کند حتی اگر مقادیر فوق متناظر با سود بیشتری باشد. محدودیت فوق در راستای مفهوم حداکثر نرخ کارا (MER)[۱] تعریف شده است. مفهوم حداکثر نرخ کارا دلیل اعمال محدودیت حداکثری در این معادله است و از آنجایی که کاهش تولید نیز کمتر از محدوده خاصی، هزینه فرصت بالایی را رقم می‌زند. بنابراین می‌تواند یک محدودیت حداقلی نیز در این رابطه در نظر گرفته شود. برای تعیین محدودیت فوق، از روش کاهشی تولید که به صورت کاهش نمایی در رابطه (۸) نشان داده شده است استفاده می‌شود که در رابطه فوق q_t نرخ تولید (سال/ میلیون بشکه) و t متغیر زمان است، b و q_i نیز پارامترهای معادله هستند. یکی از مزیت‌های محدودیت تعریف شده به صورت رابطه ی (۸) پویایی تابع فوق است زیرا به روند کاهشی تولید

۱. Maximum Effective rate

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

میدان وابسته بوده و با کاهش فشار مخزن و در نتیجه عدم توانایی میدان برای تولید بیشتر در طول زمان، محدودیت حداکثری و حداقلی نیز کاهش می‌یابند. (درخشان، ۱۳۸۱)

در این تحقیق، مدل بهینه یابی پویا برای استخراج نفت شامل سناریوی حذف یارانه‌های تولیدکننده خواهد بود:سیستم انتقال انواع یارانه‌های تولیدکننده می‌تواند یا به طور مستقیم و به صورت انواع یارانه‌های حمایتی و حق امتیازها وارد مدل شوند(یارانه‌های درآمدی)[۱] و یا به طور غیر مستقیم و با انتقال به فاکتورهای دیگر بر روی مدل اثرگذار باشند. به طور کلی انتقال سوبسیدهایی که به طور غیرمستقیم و با تغییر فاکتورهای دیگری(یارانه‌های ساختاری تولید)[۲] بر رفتار تولیدکننده و نرخ تولید اثرگذار می‌باشند. معمولا به لحاظ آماری محاسبه و ارزیابی دشوارتری دارند. ما برای تصریح مدل تحقیق از یارانه‌های درآمدی جهت بررسی چگونگی مکانیسم اثرگذاری حذف انواع یارانه‌های تولیدکننده بر روند مسیر بهینه تولید بهره گرفته ایم(ژائو و همکاران، ۲۰۱۹)[۳] که به سه طریق عمده وارد مدل‌های بهینه یابی تولید می‌شوند:

$$\pi = Max_{Qi} \sum_{t=۰}^{T} (\frac{۱}{۱+i})^t [P_t Q_t (۱-R) - (P_t Q_t - Cd_t) T_t - C_t + M_t]$$

۱. انواع کمک هزینه‌های مالی[۴] برای استخراج نفت و گاز:این کمک هزینه‌ها به صورت انتقال وجوه و اعتبارات مالی می‌باشند که به طور مستقیم از صندوق‌ها جهت پوشش فعالیت‌های بالادستی تخصیص می‌یابند. این یارانه‌ها معمولا به طور مستقیم به مدل‌های فوق همانند یک جریان نقدی M_t مثبت تزریق می‌گردند.

۲. انواع نرخ‌های اجاره یا حق امتیازها [۵]که به امتیازات میدان یا زمین نیز معروف اند:چنین امتیازاتی نیز معمولا به شکل یک محدودیت اقتصادی می‌توانند تعریف شده و به مدل انتقال یابند.

۱. Income Subsidies
۲. Production Structural Subsidies
۳. Xu Zhao, & et al. (۲۰۱۹)
٤. Financial Assistance
٥.Royalty

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

$$s.t: Q_t \geq \frac{cp_t}{(۱ - R)P_t}$$

در محدودیت فوق R به عنوان حق امتیاز و cp_t به عنوان هزینه‌های عملیاتی در سال t معرفی می‌گردند.

تخفیفات یا معافیت‌های مالیاتی[۱] نیز به عنوان نوع دیگری از یارانه‌های درآمدی می‌باشند که از مهمترین آنها کسر مالیات بر درآمد است. این نوع یارانه نیز می‌تواند به هزینه‌های محاسبه شده قبل از مالیات اضافه گردد و مقدار مالیات پرداختی را کاهش دهد. چنانکه در مدل فوق cd_t مقدار کسر مالیات بر درآمد بوده و T_t نیز نرخ مالیات بر درآمد می‌باشد.

۲-۲- مروری بر مطالعات انجام شده

در خصوص پژوهشهای بهینه یابی تولید منابع هیدروکربوری و به ویژه نفت، با استفاده از انواع مدلهای الگوریتم تکاملی و مدلهای ترکیبی و یا در قالب انواع رژیم‌های مالی و مقایسه آنها بر مسیر بهینه تولید نفت و تصمیم شرکت نفتی، مطالعات متعدد و متنوعی انجام گرفته است. در این بخش سوابق مطالعاتی انجام گرفته در حوزه مدل‌های ترکیبی[۲] و مدل‌سازی بهینه یابی تولید با تاکید بر مسئله حذف یارانه‌ها و امتیازهای تولید کننده و تأثیر آن بر مسیر بهینه تولید، بطور خلاصه و در جدول(۱)دسته بندی گردیده است:

جدول ۱. سوابق مطالعاتی در زمینه تأثیرات حذف امتیازات تولیدکننده نفت(یا منابع هیدروکربوری) بر بهینه‌سازی تولید

روش برآورد مدل	نویسنده	عنوان مقاله	سال
مدل بهینه یابی پویا	کانس[۳]	مالیات دولتی، اکتشاف و تولید در صنعت نفت ایالات متحده آمریکا	۲۰۰۳

۱. Financial Exemptions

۲. ترکیبی از مدل های بهینه یابی و دیگر مدل های الگوریتم ترکیبی

۳. Kunce (۲۰۰۳)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

مدل بهینه یابی پویا	لیتی و لین[۱]	سیاست مالیاتی می‌تواند مسیر بهینه تولید را تغییر دهد:مطالعه موردی برای استخراج بهینه نفت در آلاسکا	۲۰۱۲
یک مدل تعادل جزئی	اریکسون و دیگران[۲]	تأثیر یارانه‌های شرکت‌های تولیدکننده سوخت فسیلی بر تولید نفت خام ایالات متحده آمریکا	۲۰۱۷
مدل بهینه یابی پویا	ژائو و همکاران[۳]	چگونه حذف یارانه‌های تولیدکننده بر استخراج نفت و گاز تأثیر می‌گذارد:مطالعه موردی در خلیج مکزیک	۲۰۱۹
مدل‌سازی بر اساس چند مدل بهینه یابی الگریتمی، جهت تحقق مکانیسم‌های انتقال یارانه‌های تولیدکننده در مدل‌های بالادستی نفت و گاز	ژائو و همکاران[۴]	چگونه کشورهای OECD[۵] به تولیدکنندگان نفت و گاز طبیعی یارانه می‌دهند(مروری بر مدل‌سازی و پیامدهای آن)	۲۰۱۹
بهینه‌سازی اقتصادی تولید	جیانی و دیگران[۶]	تولید گاز شیل در چین:تجزیه و تحلیل منطقه‌ای یارانه‌ها و پیشنهادات برای سیاست گذاری	۲۰۲۰
مدل رگرسیون خطی با استفاده از برآوردگرهای انقباضی نوع لیو	جیانی و دیگران[۷]	تجزیه و تحلیل یارانه و پیش بینی روند توسعه گاز طبیعی غیر متعارف چین تحت سیاست جدید یارانه گاز غیرمتعارف	۲۰۲۱
با استفاده از بسط مدل استاندارد هتلینگ	ژائو و همکاران[۸]	مسیر بهینه حذف تدریجی یارانه‌های تولیدکننده به سمت کربن خنثی[۹](دی اکسیدکربن صفر)	۲۰۲۴

کانس[۱۰] (۲۰۰۳) اثرات مشوق‌های مالیات‌های نفتی دولت را در چارچوب مدل کنترل بهینه روی مسیر تولید بهینه ی نفت مورد بررسی قرار داد. نتایج مطالعه کانس نشان می‌دهد که وجود مشوق‌های مالیاتی در قالب کاهش نرخ‌های مالیاتی اثرات نسبتا اندکی بر روی مسیر بهینه تولید دارد.

۱. Leighty & Lin (۲۰۱۲)
۲. Erickson et al. (۲۰۱۷)
۳. Zhao et al. (۲۰۱۹)
٤. Zhao et al. (۲۰۱۹)
٥.Organization For Economic co-operation and Development
٦. Jianye Liu et al (۲۰۲۰)
۷. Jianye Liu et al (۲۰۲۱)
۸. Zhao et al. (۲۰۲٤)
۹. Carbon Nautrality
۱۰. Kunce (۲۰۰۳)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

لیتی و لین[۱] (۲۰۱۲) در چارچوب یک مدل بهینه یابی پویا به بررسی اثرات تغییر نرخ مالیات روی مسیر بهینه‌ی تولید نفت پرداختند. بررسی این تغییرات در نرخ‌های مالیاتی متفاوت و درصد حق‌المتیاز اجاره‌نامه می‌باشد و نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که ساختار سیاست مالیاتی می‌تواند با تغییرات همزمان نرخ تنزیل به گونه‌ای عمل کند که با کاهش در سود خالص اجتماعی، بر روی مسیر تولید بهینه‌ی اقتصادی اثرگذار باشد.

اریکسون و دیگران[۲] (۲۰۱۷) نیز جهت تخمین اثر یارانه‌ها روی سودآوری و توسعه پروژه‌های نفتی از روش بهینه‌سازی در چارچوب مدل تعادل جزئی بهره گرفتند تا اثرات حذف برخی یارانه‌ها و سیاست‌های حمایتی را بر روی رفتار تولید و همچنین انتشار آلودگی بررسی کنند. نتایج این تحقیق که جهت ارزیابی تأثیر یارانه‌های عمده و فدرال دولتی آمریکا بر روی رفتار تولیدی شرکت‌های تولیدکننده نفتی آمریکا انجام گرفته است، نشان می‌دهد که اولا وجود انواع مشوق‌های مالیاتی و یارانه‌ها تقریبا نیمی از سرمایه‌گذاری‌های نفتی جدید و در حال توسعه را به سودآوری سوق می‌دهد و در نتیجه به طور بالقوه می‌تواند تولید نفت آمریکا را تا ۱۷ بیلیون بشکه طی چند دهه آینده افزایش دهد. امااز سوی دیگر نیز به آلودگی بیشتر آب و هوا دامن می‌زند.

در تحقیقی که جیانی و دیگران[۳](۲۰۲۰) جهت بررسی تأثیرات حذف یارانه‌ها بر تولید گاز شیل چین انجام دادند نشان می‌دهد که در برخی از مناطق هدف مورد مطالعه که شامل مناطق جدید توسعه داده شده و همچنین برخی از مناطق هدف از قبل سرمایه‌گذاری شده می‌باشد جهت بهره‌برداری بهینه به مقداری یارانه برای حفظ فعالیت‌های حفاری و تولید از سوی کشور چین نیازمندند. همچنین جیانی و همکارانش در مطالعه دیگری (۲۰۲۱) برای بررسی اثرات اجرایی سیاست جدید دولت چین(در ژوئن ۲۰۱۹ اتخاذ گردیده و سیاست سهمیه بندی یارانه‌ای بر تولید گاز شیل را به سیاست استاندارد و رقابتی ودر نتیجه کاهش یارانه‌ها تغییر داده است)بر تولید و قیمت ۳ نوع گاز غیرمتعارف نشان دادند که این امر در کل موجب کاهش کل تولید گاز و بهره وری استفاده از منابع می‌شود.

۱. Leighty & Lin (۲۰۱۲)
۲. Erickson et al. (۲۰۱۷)
۳. Jianye Liu et al (۲۰۲۰)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

ژائو و همکاران[۱] (۲۰۱۹) اثر حذف یارانه‌های تولید کننده را در مرحله اکتشاف و توسعه و تولید بر روی مسیر بهینه تولید نفت و با شبیه سازی تابع تولید انجام دادند. این مطالعه که بر روی چندین شرکت نفتی حوزه خلیج مکزیک انجام گرفته است، با استفاده از یک مدل بهینه یابی ابتدا نرخ بهینه تولید را استخراج نموده و سپس سناریوی اثرات حذف انواع یارانه‌های تولیدکننده بر رفتار تولیدکننده و نرخ تولید بهینه را بررسی می‌کند. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که در نهایت حذف یارانه‌های تولیدکننده که در این تحقیق شامل حذف معافیت مالیاتی و یارانه‌های کمکی می‌باشد اثر منفی بر روی تولید بهینه و سود تولیدکننده خواهد داشت. همچنین ژائو و همکارانش در مقاله‌ای دیگر که متمرکز بر یارانه‌های تولیدکنندگان در کشورهای OECD[۲] و تأثیرات این پرداخت‌ها بر تصمیمات تولید بالادستی می‌باشد. با چند مدل‌سازی اقتصادی نشان دادند که حذف یارانه‌های تولیدکنندگان باید همراه با کاهش تولید موجب بهبود محیط زیست و رفاه اجتماعی شود.

ژائو و همکارانش در جدیدترین مطالعه خود(۲۰۲۴)و در یک تحقیق میدانی در مورد تصمیم‌گیری جهت اقدام به حذف فوری یارانه‌های تولیدکنندگان انواع سوخت‌های فسیلی و یا به تعویق انداختن چنین سیاست اقتصادی و با بسط مدل هتلینگ(لحاظ یک متغیرحالت تصادفی برای گرفتن عدم قطعیت‌ها در مورد هزینه‌های اجتماعی و آسیب‌های زیست محیطی ناشی از آن)به نتایج ذیل رسیده اند:هرچند میزان پرداخت یارانه‌ها و تأثیر آنها بر تولید بیشتر آلودگی و افزایش هزینه‌های نهایی آن تأثیرات منفی بر آستانه زمانبندی حذف یارانه‌ها دارد و پذیرش حذف یارانه‌ها را بهتر از صبر کردن نتیجه می‌دهد اما نوسانات بیشتر هزینه‌های اقتصادی ناشی از حذف آن به انگیزه مثبتی جهت به تاخیر انداختن این سیاست می‌شود.

۳- تصریح مدل و روش شناسی تحقیق

در این پژوهش از اطلاعات و داده‌های مربوط به میدان نفتی دالپری بهره گرفته شده است. میدان نفتی مورد بررسی در جنوب غربی ایران دور از رشته کوه‌های زاگرس، در

۱. Zhao et al. (۲۰۱۹)
۲. Organization For Economic co-operation and Development

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

منطقه دهلران و درفاصله ۲۱۰ کیلومتری شمال غربی اهواز واقع شده است. عملیات اکتشافی این میدان در سال ۱۹۲۳ و ۱۹۲۴ با حفر ۲ چاه آغاز شد. عملیات چاه‌های اکتشافی حفر شده بعد از مدتی متوقف شد تا این که در سال ۱۹۷۸ طی عملیات اکتشافی جدید، چاه (DP-۳)در مخزن بنگستان و در سال ۲۰۰۴ چاه دیگری (DP-۴) در این میدان حفر شد در حال حاضر عملیات اکتشافی جدیدی برای این میدان در دست اجرا می‌باشد که شامل حفاری ۴ چاه تولیدی جدید و عملیات لرزه نگاری و خرید و نصب تأسیسات انتقال نفت، گاز و آب، نصب جریان سنج و در نهایت انجام مطالعات مهندسی و بررسی روش‌های ازدیاد برداشت (EOR) [۱]می باشد. شروع برداشت نفت از این میدان نیز از اواخر سال ۱۳۷۸ آغاز شده است. جزئیات فنی و مشخصات کلی این میدان به همراه میزان افزایش تخمین تولید در جدول (۲) نمایش داده شده است:

جدول ۲. جزئیات فنی و مشخصات کلی میدان نفتی دالپری به همراه میزان افزایش تخمین تولید

نام میدان	حجم نفت درجا میدان	حجم گاز میدان	تولید فعلی	تولید انباشتی	میزان افزایش تخمین تولید برای ۱۰ سال آتی	API نفت میدان	ضریب بازیافت میدان
دالپری	۳۱۵ میلیون بشکه	۱۲۲ میلیارد فوت مکعب	حدود ۲۰هزار بشکه در روز	حدود ۴۰ میلیون بشکه تا سال ۱۳۹۶	۴۷میلیون بشکه	۳۳	۴۱/۸درصد

۳-۱- برآورد تابع هزینه

با توجه به عدم ارائه آمار دقیق هزینه‌های تولید نفت در میدان مورد نظر از سوی شرکت منطقه نفت خیز و شرایط میدان مورد نظر و به علت دسترسی نداشتن آمار دقیق هزینه‌های میدان مورد مطالعه، از تابع هزینه مدل بهینه‌سازی کالیبره موجود در

۱. Enhanced Oil Recovery

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

مطالعه صورت گرفته توسط(طاهری فردوهمکاران، ۱۳۹۳)در این تحقیق استفاده می‌شود:

$$C_t = AQ_t^{C_۱} S_t^{C_۲}$$

S_t میزان ذخایر باقی‌مانده (میلیون بشکه) و Q_tمقدار تولید سالانه نفت می‌باشد. ضریب ثابت A جهت کالیبره کردن معادله است. همچنین با در نظر داشتن اینکه برخی از متغیرها به صورت برون زا بر هزینه تولیدی اثر می‌گذارند و از آنجا که تابع هزینه برای سال ۱۹۹۶ کالیبره می‌شود لذا برای بروزرسانی آن شاخص زیر به تابع هزینه اضافه خواهد شد:

$$dp = ۰.۲۸\frac{p_t - p_{۱۹۹۶}}{p_t}$$

و تابع نهایی هزینه به صورت زیر بازنویسی می‌شود:

$$C_t = dpAQ_t^{C_۱} S_t^{C_۲}$$

با توجه به محاسبات طاهری فرد و همکاران (۱۳۹۳) مقدار پارامتر $c_۱$ برابر ۱,۱۴ می‌شود. پارامتر $c_۲$ رابطه حجم ذخیره باقیمانده نفت با هزینه تولید را نشان می‌دهد که از نظر تئوریک رابطه معکوسی است بنابراین باید مقدار آن کمتر از ۱ در نظر گرفته شود. با توجه به مقاله لیتی و لین (۲۰۱۲) میزان این پارامتر منفی ۰,۵۴ برآورد شده است. برای برآورد ضریب A که نشان دهنده سایر عوامل تأثیر گذار بر هزینه تولید است از روش کالیبراسیون استفاده می‌شود. خواهیم داشت :

$$A = \frac{C}{\overline{S}^{.۵۴}\,\overline{Q}^{۱.۱۴}}$$

که$\overline{Q}$ میانگین سالانه تولید (میلیون بشکه)، $\overline{S}$میانگین حداکثر حجم ذخیره اولیه و ثانویه در شرایط تثبیت فشار میدان به تخلیه کامل میدان و صورت این کسر حاصل ضرب میانگین هزینه سالانه تولید نفت در تولید سالانه بدست می‌آید. با جای گذاری اعداد بدست آمده در رابطه بالا مقدار A برابر ۸۳ است، بنابراین تابع هزینه بصورت زیر بازنویسی می‌شود:

$$C_t = dp۸۳ * Q_t^{۱.۱۴} * S_t^{-.۵۴}$$

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

۳-۲- برآورد نرخ تنزیل

نرخ تنزیل یکی از پارامترهای مدل‌های بهینه یابی پویا می‌باشد که در مطالعه حاضر این نرخ به صورت برونزا در مدل در نظر گرفته شده است. حقیقت این است که یک ریال در آینده ارزش کمتری نسبت به یک ریال در زمان حال دارد، در واقع پول دارای ارزش زمانی است. با توجه به این که هزینه‌ها و درآمدها در مدل‌های بهینه یابی پویا در زمان های مختلف رخ می‌دهد بنابراین می‌بایست هزینه‌ها و درآمدهای آتی تنزیل شوند. از آنجایی که منابع سرمایه‌ای جامعه محدود است بنابراین در ارزیابی پروژه‌های عمومی باید از نرخ تنزیلی که نشان دهنده هزینه فرصت سرمایه است استفاده شود. این استدلال نشان می‌دهد که باید از نرخ بازده پروژه‌های بخش خصوصی در ارزیابی پروژه‌های عمومی استفاده شود.بنابراین برای استفاده از نرخ بازده بخش خصوصی در ارزیابی پروژه‌های عمومی باید آنها را تعدیل کرد که این امر منجر به ایجاد نرخ‌های متفاوت می‌شود زیرا پروژه‌های بخش خصوصی بسیار متنوع هستند.در نتیجه بدلیل ذهنی بودن فرایند شکل گیری نرخ رجحان زمانی که نشان دهنده مشخص نبودن و عدم ثبات و قطعیت این نرخ است در این مطالعه برای اجتناب از انتخاب نرخ تنزیل دلخواه و مطلق و همچنین بررسی میزان اثر گذاری نرخ تنزیل بر روی نتیجه بهینه یابی تحلیل حساسیت نرخ تنزیل از ۵ درصد تا ۳۰٪ مورد آزمون قرار می‌گیرد. لازم به ذکر است که در تمام سناریوها نرخ تنزیل تا پایان دوره مورد بررسی بدون نوسان فرض شده است.

۳-۳- برآورد و پیش بینی قیمت نفت:

در این مطالعه، از مدل قیمتی برونزای معین جهت برآورد قیمت نفت خام استفاده شده است، که مطابق اطلاعات قراردادی میدان ۷۰ دلار و با احتساب سالانه ۲ درصد رشد سالانه در نظر گرفته شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

۳-۴- برآورد پارامتر (T)[۱] و (R)[۲]

در قراردادهای نفتی مشارکتی و امتیازی معمولا پرداختهای تحت عنوان بهره مالکانه و انواع پاداش‌ها به دولت میزبان تعلق می‌گیرد که بلافاصله از درامد ناخالص(درآمدی که از سر چاه بدست میآید)کسر می‌شود لذا پرداخت آن در ابتدای قرارداد خواهد بود. در قرادادهای مختلف، شرایط و درصدهای متنوعی برای بهره مالکانه در نظر گرفته می‌شود که معمولا بین ۸ تا ۱۵ درصد درآمد ناخالص می‌باشد(که تعیین مقدار دقیق آن با توجه به مقدار تخمین بهره دهی چاه‌ها وحوزه‌های نفتی متغیر است) و بدون توجه به اینکه عملیات نفتی سودآور بوده یا نبوده، بلافاصله از محل فروش نفت یا گاز به دولت پرداخت می‌شود. این رقم در قراردادهای مشارکت در تولید قبل از انقلاب ۵,۱۲٪ و بعد از عقد قرارداد الحاقی با کنسرسیوم نفت تا ۲۰ درصد افزایش یافته است(امیر معینی، ۱۳۸۵، ص ۱۲۱)بنابراین با توجه به مقادیر عددی گفته شده و مطالعه تحقیقات و پروژه‌های نفتی ایران، مقدار این پارامتر در تحقیق حاضر برابر ۱۲,۵% در نظر گرفته شده است. همچنین از آنجایی که در قانون مالیاتهای مستقیم مصوب اسفندماه سال ۱۳۶۶ و اصلاحات بعدی آن (اصلاحات مصوب ۱۳۸۰/۱۱/۲۷) نرخ مالیات بر درآمد اشخاص حقوقی خارجی همانند اشخاص حقوقی داخلی، طبق تبصره ۲ ماده ۱۰۵ قانون مذکور ۲۵٪ می‌باشد، مقدار پارامتر نرخ مالیات بر درآمد نیز مقدار مذکور در نظر گرفته شده است.

۳-۵- تصریح مدل

پروسه مسائل بهینه‌سازی به دو قسمت تقسیم می‌شوند:۱)مدل کردن یا تصریح مسئله بهینه‌سازی۲)حل مدل یا مسئله بهینه‌سازی

هدف این مطالعه، بررسی تأثیرات حذف امتیازات شرکت تولیدکننده(یا سرمایه‌گذار) نفتی بر روند نرخ بهینه تولید نفت با توجه به حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود حاصل از برداشت از یک میدان نفتی می‌باشد. تحقیق حاضر شامل دو بخش مجزا می‌باشد، به این ترتیب که ابتدا مسیر بهینه خنثی[۳] استخراج می‌گردد که در واقع بیانگر حالتی است که در آن هیچگونه اختلالی ناشی از وضع رژیم مالی قرارداد

۱. نرخ مالیات بر درآمد
۲. حق امتیاز مالکانه
۳. Neutral Path

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

وجود ندارد و صرفا تولید بهینه از منبع مورد نظر است سپس در بخش بعد جهت آزمون مکانیسم اثرگذاری و انتقال یارانه تولیدکننده در چارچوب یک مدل قراردادی، مدل بهینه یابی تصریح شده در قالب قراردادهای نفتی ایران[۱] ارائه می‌گردد.

لذا کلیات تابع هدف نهایی مدل به شرح زیر می‌باشد:

$$\pi = Max_{Qi} \sum_{t=۰}^{T} B^t \left[P_t Q_t (۱ - R) - \left(P_t Q_t - Cd_t\right) T_t - C_t(S_t، Q_t)\right]$$

$$s.t: Q_t \geq \frac{cp_t}{(۱-ROY)P_t} \quad (۱)$$

$$S_t - S_{t+۱} = Q_t \quad (۲)$$

$$S_t \geq ۰ \quad (۳)$$

$$Q_t \geq ۰ \quad (۴)$$

$$۰ \leq ROY < ۱ \quad (۵)$$

در تابع هدف فوق همانند هر مدل کنترل بهینه‌ای که هدف حداکثرسازی سود تنزیل شده می‌باشد، β فاکتور تنزیل و برابر با $\frac{۱}{۱+i}$ و i نیز نرخ تنزیل است. P_t قیمت نفت و Q_t تولید نفت در دوره t و C_t تابع هزینه میدان است که وابسته به تولید نفت در دوره ی t و ذخائر باقی مانده میدان در دوره ی t (S_t) می‌باشد. در مدل فوق cd_t مقدار کسر مالیات بر درآمد بوده و T_t نیز نرخ مالیات بر درآمد می‌باشد که جهت اعمال مالیات بر درآمد و حذف یارانه درآمدی به طور مستقیم در مدل قابل محاسبه می‌باشد. ROY [۲]درصد بهره‌مالکانه است. در رابطه اول، که یکی از مهمترین محدودیت-های این مسئله می‌باشد، در محدودیت فوق R(حق امتیاز) به عنوان نوعی نرخ مالیاتی و cp_t به عنوان هزینه‌های عملیاتی در سال t معرفی می‌گردند. محدودیت فوق به عنوان یک محدودیت اقتصادی مشخص می‌کند، زمانیکه هزینه‌های عملیاتی با درآمد خالص میدان برابر شود($cp_t = NR_t$)نقطه توقف استخراج محتمل می‌باشد. رابطه (۲) معادله وضعیت است که نشان می‌دهد ذخائر باقی مانده در هر دوره با کسر کردن تولید دوره ی قبل از میزان ذخائر باقیمانده در دوره ی قبل بدست می‌آید. روابط دیگر نیز جزء محدودیت‌های مسئله است.

۱. Iran Petroleum Contracts
۲. Royality

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

۳-۵-۱- مکانیسم اثرگذاری و انتقال امتیازات تولیدکننده در چارچوب قراردادهای نفتی ایران

قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC [۱] می‌باشد و به طور ساده ترکیبی از قراردادهای نفتی خدماتی یا بیع متقابل و مشارکت در تولید است,زیرا همانند قراردادهای خدماتی و بیع متقابل پرداخت مطالبات پیمانکار صرفا از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد و همانند قرارداد مشارکت در تولید حتی پس از بازپرداخت تمام هزینه‌های عملیاتی,پیمانکار همچنان از بخش عایدات میدان تا پایان مدت زمان قراردادی منتفع می‌شود. در نتیجه در قراردادهای IPC پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف,توسعه و تولید حضور دارد.

بر اساس قراردادهای جدید نفتی، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز بوده و هزینه‌ها و بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار بر اساس رژیم مالی این نوع قراردادها به صورت زیر تعریف شده است. (امامی میبدی، ۱۳۹۶)

الف) هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم(DCC)[۲]: بخش عمده هزینه‌های میدان بوده و شامل هزینه‌های اکتشاف(که تنها در صورت کشف میدان تجاری قابل بازپرداخت به پیمانکار است),توسعه و حفظ ظرفیت و بهبود و افزایش ضریب بازیافت می‌باشد. این هزینه‌ها به صورت قسط بندی در مدت ۵ الی ۷ سال پس از شروع تولید اولیه و از محل حداکثر ۵۰ درصد عواید همان میدان بازپرداخت می‌گردند.

ب) هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم(IDC)[۳]: مشتمل بر هزینه هایی است که متصدی عملیات توسعه در بازه زمانی انجام عملیات به مراجع دولتی ایران پرداخت می‌کند (مانند مالیات، بیمه، گمرک و عوارض..) و در فرآیند بازیافت مطالبات، به وی بازپرداخت خواهد شد، که معمولا حدود ۲۰ درصد هزینه‌ها ی سرمایه‌ای مستقیم تحت عنوان هزینه‌های غیرمستقیم در نظر گرفته می‌شود که مربوط به هزینه‌های قانونی دولت میزبان میباشد و به طور معمول بیشتر آن شامل مالیات می‌باشد.

$IDC = ۰.۲۰ * CAPEX$[۴]

۱. Iran Petroleum Contracts
۲. Direct Capital Cost
۳. Indirect Capital Cost
٤. Capital Expenditure

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

ج) هزینه‌های بهره برداری(OPEX)[۱]: شامل هزینه‌های مربوط به بهره برداری و انتقال نفت خام و غیره می‌باشد که این هزینه‌ها نیز به صورت جاری قابل بازپرداخت به پیمانکار است.

د) دستمزد و سود پیمانکار یا فی: میزان فی برای طرح‌های نفتی به صورت دلار در هر بشکه و برای طرح‌های گازی به صورت دلار در هر هزار فوت مکعب گازی می‌باشد. در این مدل قراردادی فی تابعی از تولید است که از محل درآمد میدان در کنار هزینه‌های ذکر شده پرداخت می‌شود

هـ) هزینه‌های تامین مالی یا بهره پول(COM)[۲]: کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای از اولین روز ماه بعد از انجام هزینه تا زمانی که بازپرداخت می‌شود، مشمول نرخ بهره قرار می‌گیرند. نرخ بهره مورد توافق در قراردادها معمولا رقمی بالاتر از نرخ لایبور[۳] می‌باشد. مثلا در قرارداد IPC [۴] این هزینه برابر ۱ درصد به اضافه نرخ لایبور است. (بهادری، ۱۳۹۵)

$$COM_t = (۱ + LIBOR + prm) * \text{معوقات}(CF_{t-۱})$$

prm مازاد نرخ بهره نسبت به لایبر است و عامل CF_t [۵] موجود در تابع، میزان مطالبات بهره بردار از دولت می‌باشد و به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده که در مدل IPC (μ) ۵۰ درصد درآمد میدان در هر دوره را شامل می‌شود و معادل $\mu P_t Q_t$ به دوره بعد انتقال می‌یابد و مشمول نرخ بهره قرار میگیرد:

$$CF_t = Max\{-ACF_t, [(\frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{} + IDC_t + COM_t + \emptyset_t) - \mu P_t Q_t]\}$$

$$\text{معوقات انباشتی}^{۶} ACF_t = \sum^{\tau} CF_s$$

$$\mu = ۰.۵$$

۱. Operational Expenditure
۲. Cost Of Money
۳. نرخ بانک بین المللی لندن(که به طور معمول حدود ۵ درصد است)
(www. economagic. com/libor)
٤. Iran Petroleum Contracts
٥. Carry Forward
٦. Accumulated Forward

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

$$CF_s = \left[\left(\frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t + \emptyset_t\right) - \mu P_t Q_t\right]$$

با توجه به اینکه سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار در هر دوره نباید از میزان مشخص $\varphi P_t Q_t$ فراتر رود بنابراین کل پرداختی به پیمانکار در هر دوره به صورت یک محدودیت به صورت زیر خواهد بود:

$$TP_t = \emptyset_t(P_t.Q_t) + \frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t - CF_t \leq \varphi P_t Q_t$$

اگر در دوره tام کل مبلغ قابل پرداخت به پیمانکار که برابر است با:

$$\left(\frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t + \emptyset_t\right)$$

از ۵۰ درصد درآمد ناخالص میدان $\mu P_t Q_t$ بیشتر باشد CF_s (که تفاوت بین مبلغ قابل پرداخت به پیمانکار و سقف می‌باشد)مقداری مثبت و بالعکس خواهد بود. در ضمن τ طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم می‌باشد.

بنابراین عایدی شرکت پیمانکار در کل پروژه در قالب مدل بهینه یابی تولید

در چارچوب قراردادهای جدید نفتی ایران به صورت زیر میباشد:

$$\pi = Max_{Qi} \sum_{t=.}^{T} B^t Y_t^{FOC} \quad (۱)$$

$subjected\ to$:

$$Y_t^{FOC} = \emptyset_t(P_t.Q_t)\text{-}CF_t \quad (۲)$$

$$\emptyset_t = \omega(P_t)Q_t \quad (۳)$$

$$CF_t = Max[TP_t\text{-}\mu P_t Q_t\text{-}ACF_t] \quad \mu = ۰.۵ \quad (۴)$$

در روابط فوق رابطه (۱) نشان دهنده تابع هدف مسئله است که هدف حداکثرسازی سود تنزیل شده می‌باشد و در آن β فاکتور تنزیل و برابر با $\frac{۱}{۱+i}$ و i نیز نرخ تنزیل است همچنین T طول دوره قرارداد را نشان می‌دهد. عامل Y_t^{FOC} عایدی کل شرکت تولیدکننده یا بهره بردار خارجی در هر دوره را نشان می‌دهد که در رابطه (۲) معادله آن نشان داده شده است . در معادله فوق مقدار $\emptyset_t$ میزان دستمزد یا فی است

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

که تابعی از مقدار تولید و نرخ دستمزد است. عامل CF_t[۱] نیز که میزان مطالبات بهره بردار از دولت می‌باشد و به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده و به دوره بعد انتقال می‌یابد که در رابطه (۴) به صورت معادله نشان داده می‌شود که تابعی از TP_t یعنی کل مبلغ قابل پرداخت به پیمانکار می‌باشد که شامل بازپرداخت کل هزینه‌ها و دستمزد بهره بردار در سال tام بدون در نظر گرفتن سقف بازپرداخت منهای میزان معوقات انباشتی پیمانکار از گذشته یعنی ACF_t که باید تا آخر سال tام پرداخت گردد و همچنین مقدار $\mu P_t Q_t$ که درصدی از درآمد میدان در هر دوره بوده و به صورت درآمد جاری در هر دوره قابل احتساب می‌باشد. به طور کلی در چارچوب قراردادهای جدید نفتی عایدی بهره بردار در هر دوره به طور خالص معادل دستمزدی است که بر اساس قیمت نفت و سطح تولید از میدان مشخص می‌گردد و در نتیجه مقداری شناور است. بنابراین چارچوب کلی مسئله بهینه‌سازی پویا از منظر بهره بردار در قراردادهای IPC [۲] به صورت زیر می‌باشد:

$$Y_t^{FOC} = \emptyset_t - \mathrm{Max}\left\{-ACF_t, \left[\left(\frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t + \emptyset_t\right) - \mu P_t Q_t\right]\right\}$$

همچنین عایدی دولت نیز به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$\pi = Max_{Qi} \sum_{t=.}^{T} B^t Y_t^{HG} \quad (۱)$$

$$subjected\ to:$$

$$Y_t^{HG} = \sum\{P_t Q_t - [\emptyset_t(P_t.Q_t.R_t) + \frac{DCC_t - DCC_{t-\tau}}{\tau} + IDC_t + COM_t - CF_t]\} \quad (۲)$$

لازم به ذکر است که سناریوی حذف امتیازات تولیدکننده در چارچوب مدل IPC با حذف معافیت‌های مالیاتی تولیدکننده و در قالب مقدار IDC [۳] بررسی و تحلیل می‌گردد. .(صاحب هنر، ۱۳۹۶)

۱. Carry Forward
۲. Iran Petroleum Contracts
۳. Indirect Capital Cost

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

۳-۶- روش حل مدل

در ریاضیات، کامپیوتر و اقتصاد، بهینه‌سازی به انتخاب عناصر بهینه از یک مجموعه از آلترناتیوهای قابل دستیابی می‌پردازد، به عبارت بهتر، به دنبال یافتن بهترین مقدار قابل دستیابی از یک تابع هدف تعریف شده بر یک دامنه معین از مقادیر است. نظریه کنترل بهینه، یک روش بهینه‌سازی ریاضی برای به دست آوردن سیاست گذاری‌های کنترلی و تعمیمی بر حساب تغییرات است، که به کمک انواع الگوریتم‌های بهینه‌سازی[۱] و در دنیای برنامه نویسی قابل حل می‌باشند. بسته به حوزه مورد بحث و مسائل پیش رو، الگوریتم‌های مختلف هستند که به کار می‌آیند. ۷ تا از مهمترین الگوریتم‌ها که برای حل مسائل و مدل‌های بهینه‌سازی به کار می‌آیند، عبارتند از الگوریتم بهینه‌سازی برات فورس[۲]، الگوریتم حریصانه[۳]، الگوریتم عقب گرد[۴]، الگوریتم بازگشتی[۵]، الگوریتم تقسیم و غلبه[۶]، الگوریتم شاخه و کران[۷]، الگوریتم برنامه نویسی پویا. روش حل مورد استفاده در این پژوهش، الگوریتم Brute Force (الگوریتم بی رحمانه)می باشد، که اساسی ترین نوع الگوریتم ابتکاری یا هیوریستسک[۸] می‌باشد و به عنوان الگوریتم جست و جوی جامع نیز شناخته می‌شود زیرا قبل از تصمیم گیری در مورد راهکار، همه راه حل‌های ممکن و بالقوه را بررسی می‌کند، در الگوریتم‌های برات فورس نوع بهینه‌سازی[۹]، در صورتیکه بهترین پاسخ کشف شود، فرآیند یافتن همه راه حل‌های قابل اجرا برای مشکل و سپس انتخاب بهترین راهکار پایان می‌یابددر این مطالعه به منظور شبیه سازی مدل از نرم افزار متلب استفاده شده است.

۱. Optimization Algorithms
۲. Brute Force
۳. Greedy
٤. Backtracking
٥. Recursive
٦. Divide and Conquer
۷. Branch & Bound
۸. Heuristic
۹. Optimizing

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

۴- برآورد مدل و تجزیه و تحلیل نتایج

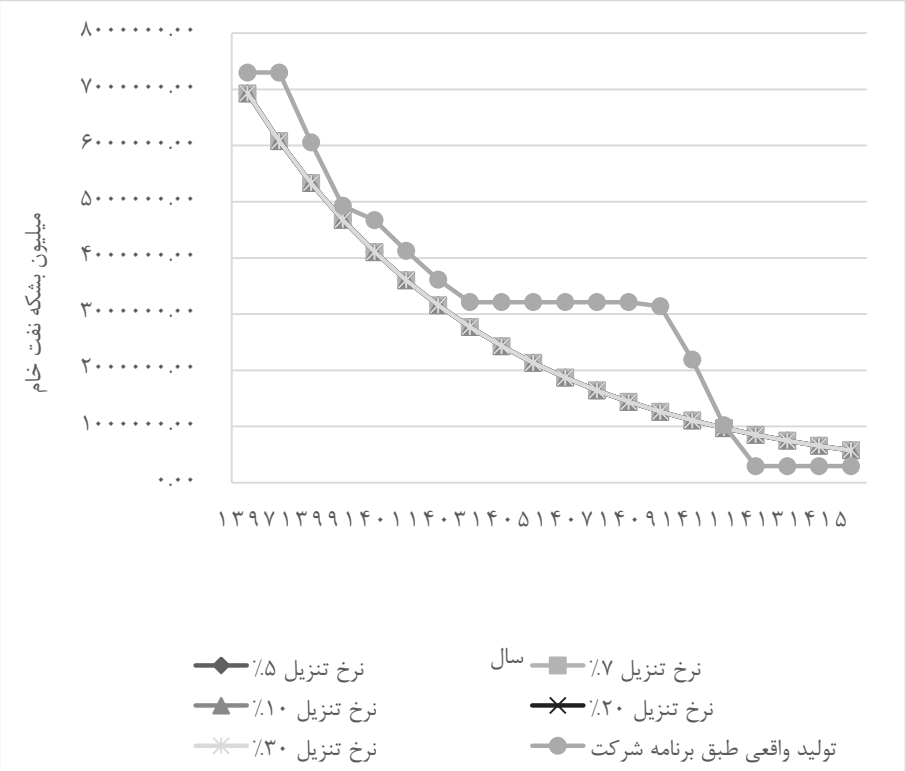
در این قسمت به منظور برآورد مسیر بهینه تولید نفت از میدان نفتی مورد مطالعه و همچنین برآورد تابع هدف، پارامترهای عددی تابع هدف(نرخ تنزیل و قیمت) و مسیر شبیه سازی شده بهینه تحت سناریوی حذف امتیازات تولیدکننده اجرا می‌گردد. نتایج تخمین‌ها با توجه به مشخصات میدان و خروجی‌های برنامه، در چهارچوب نمودارهای ترسیم شده تحلیل می‌شوند. لازم به ذکر است که ابعاد فنی میدان براساس مدل‌سازی انجام شده در طرح پژوهشی شرکت نفتی موردنظر تنظیم شده است. محاسبات انجام شده در این مطالعه برای بیست سال و طی دوره زمانی ۱۴۱۶ تا ۱۳۹۷(۲۰۳۷-۲۰۱۸) و در دو سناریوی قبل و بعد از حذف امتیازات تولیدکننده نفت انجام گرفته است:

۴-۱- نتایج تجربی سناریو حذف امتیازات تولیدکننده مدل خنثی بر مسیر بهینه تولید و تحلیل مقایسه‌ای سطح تولید بهینه با حذف امتیازات تولیدکننده(یا سرمایه‌گذار)

در این سناریو جهت بررسی اثرات حذف یارانه و امتیازات سرمایه‌گذار نفتی از مالیات ۲۵ درصدی بر فروش و حق امتیاز مالکانه ۱۲/۵ درصدی بهره گرفته شده است.

با توجه به نمودار (۱)، در مسیر تولید بهینه سناریوی اول و با تغییر مقدار عددی نرخ تنزیل، حساسیت چندانی جهت تغییر در مسیرهای بهینه تولید دیده نمی‌شود. همچنین مقایسه مسیرهای بهینه تولید با مقادیر تولید واقعی(پیشنهادی شرکت نفتی مورد نظر)نشان می‌دهد که مسیر حقیقی نوسان دارتر از مقادیر شبیه سازی شده آن می‌باشد. تفاوت بین نتایج مدل و مقادیر تحقق یافته می‌تواند ناشی از معین بودن مدل شبیه سازی شده و ثابت بودن پارامترهای مدل در طول مدت سال‌های تخمین باشد، در نتیجه هموارتر بودن مسیر بهینه برنامه ریزی شده نسبت به مقادیر تحقق یافته می‌تواند نتیجه‌ای بدیهی برای اینگونه مدل‌ها باشد. لذا اگرچه مسیر حقیقی ناهموارتر از مقادیر شبیه سازی شده آن می‌باشد اما فاصله بسیار زیادی در مقادیر تولید بهینه نسبت به مقادیر تولید واقعی دیده نمی‌شود. بنابراین می‌توان مشاهده کرد که بالا و پایین بودن نرخ تنزیل، تغییر قابل ملاحظه و محسوسی در قیاس مسیرهای بهینه تولید ایجاد نمی‌کند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

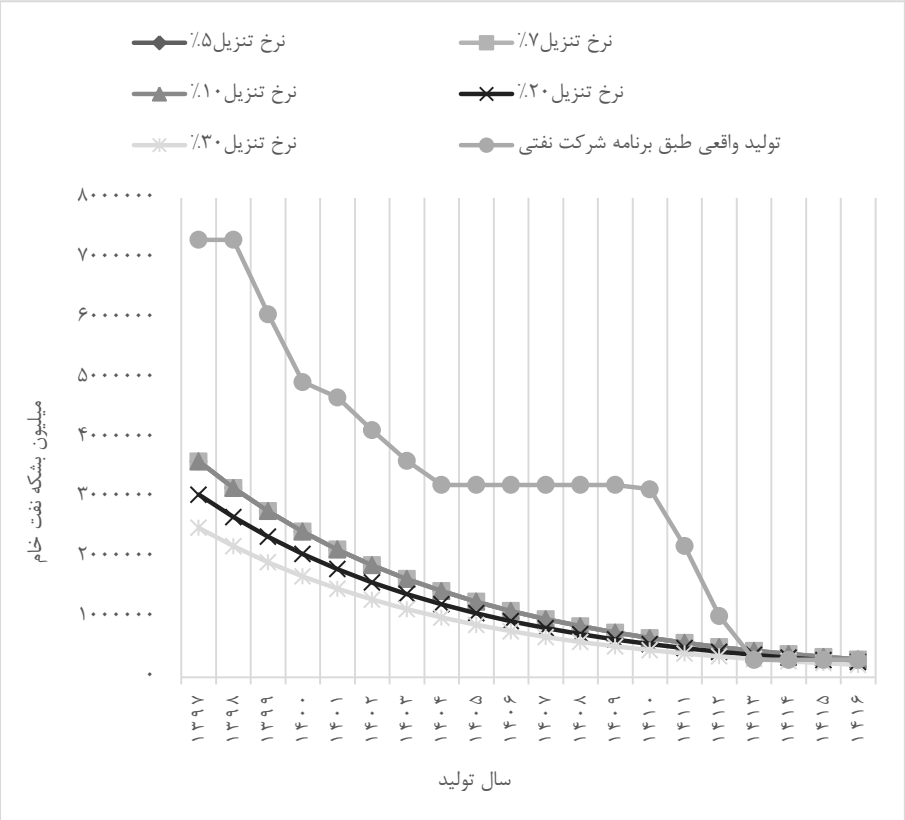


نمودار۱. مسیر بهینه تولید همراه با تغییرات نرخ تنزیل

(منبع: یافته های پژوهش)

حال با سناریوی حذف یارانه‌های حمایتی و امتیازات تولید کننده و مطابق با تئوری و مطالعات پیشین، مسیر بهینه تولید نسبت به حالت قبل از اعمال حذف امتیازات یاد شده به مقادیرمختلف نرخ تنزیل حساسیت شدیدتری نشان می‌دهد و با افزایش‌های بیشتر در نرخ تنزیل، برداشت از میدان با ضریب بازیافت کمتری و به سطح پایینتری از تولید تنزل پیدا میکند. همچنین نمودار(۲) در جهت مقایسه مسیر بهینه تولید در نرخ‌های تنزیل متفاوت با اعمال محدودیت امتیازی برای تولید کننده و روند تولید حقیقی پیشنهادی شرکت نفتی مورد نظر نشان می‌دهد که میزان تطبیق و روند سطح تولید بهینه با روند واقعی مدل نسبت به حالت قبل از حذف امتیازات تولید کننده به شدت کاهش پیدا کرده است و تنها در سالهای پایانی منطبق با مسیربدست آمده از مدل بهینه یابی می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

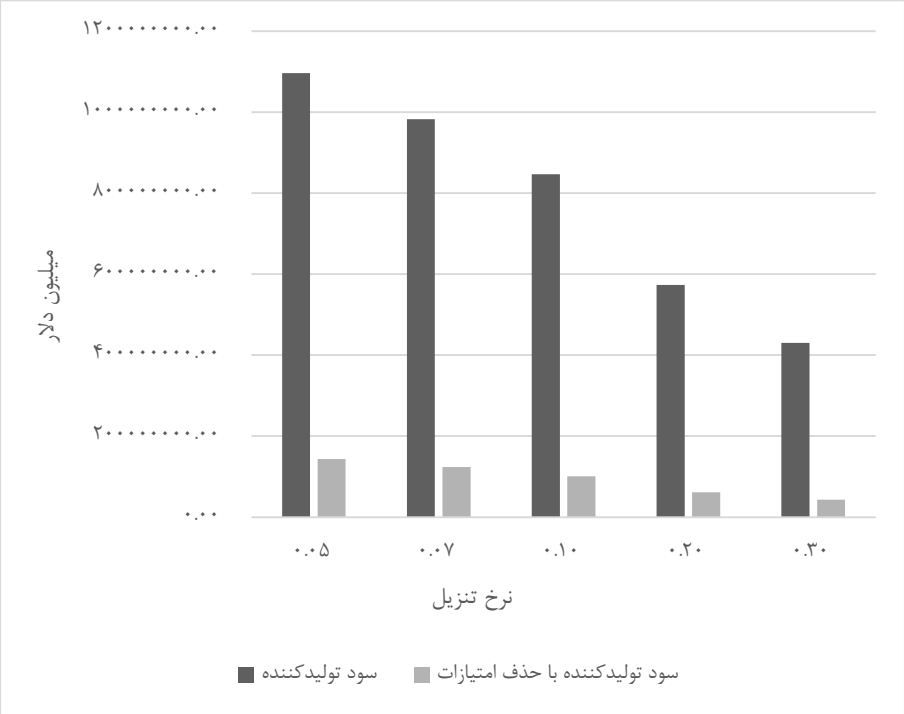


نمودار ۲. مقایسه مسیر بهینه تولید همراه با تغییرات نرخ تنزیل(اجرای حذف امتیازات تولیدکننده)

(منبع: یافته های پژوهش)

در مقایسه با تغییرات نرخ تنزیل در دو سناریوی قبل و بعد از اعمال حذف امتیازات تولیدکننده، نمودار (۳) اختلاف ارزش حال تنزیل شده سود حاصل از تولید و فروش نفت در میدان مورد مطالعه قبل و بعد از حذف امتیازات تولیدکننده را نشان می‌دهد که برای مسیر بهینه تولید حاصل از مدل تصریح شده میدان در نرخ‌های تنزیل مختلف به دست آمده است.این اختلاف زیاد در سود تنزیل شده در حقیقت صحه‌ای بر فرضیه منفی بودن تأثیرات حذف امتیازات تولیدکننده بر فرآیند استخراج و نرخ تولید بهینه نفت می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]



نمودار۳. مقایسه ارزش حال تنزیل شده سود

(منبع: یافته های پژوهش)

۴-۲- نتایج تجربی سناریو حذف امتیازات تولیدکننده در قالب مدل قراردادی نفتی(IPC)[۱]:

در این بخش مدل بهینه‌سازی تولید تصریح شده در قسمت قبل(مدل بهینه یابی پویا) بار دیگر در قالب مدل قراردادی نفتی IPC معرفی شده و در بازه زمانی ۱۴۱۶ تا ۱۳۹۷(۲۰۳۷-۲۰۱۸)و با توجه به داده‌های حقیقی میدان که در جدول (۳) قابل مشاهده می‌باشد مورد بررسی قرار گرفته است:

۱. Iran Petroleum Contracts

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

منبع جدول ۳. داده‌های واقعی میدان برای مدل قراردادهای نفتی ایران(IPC)

متغیر	شرح
$CAPE$ یا DCC	مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم انجام شده در دوره توسعه که برابر ۱۷۲، ۸۰۰، ۰۰۰ میلیون دلار می‌باشد
IDC	هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم(از جمله انواع مالیات ها) برابر ۲۰ درصد
COM_t	هزینه بانکی که به مطالبات دوره قبل تعلق می‌گیرد که در این مطالعه برابر ۷درصد می‌باشد
OPX_t	هزینه‌های عملیاتی در سال tام که برابر ۴,۳ دلار است
τ	طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که بین ۵ تا ۷ سال است.
$LIBOR$	نرخ بهره بین بانکی لندن که به طور معمول حدود ۵ درصد است
prm	مازاد نرخ بهره نسبت به لایبر که در این نوع قرارداد ۱ درصد در نظر گرفته می‌شود.

نتایج تجربی بدست آمده مدل IPC، با اجرای هر دو سناریو مرجع و حذف امتیازات تولیدکننده(سرمایه‌گذار) برای مسیر بهینه تولید، در قیمت‌های متفاوت و نرخ‌های تنزیل مختلف به شرح زیر می‌باشد:

الف) مسیر بهینه تولید در سناریو مرجع قرارداد آ پی سی برای نرخ تنزیل‌های مختلف یکسان و منطبق بر هم می‌باشند، به بیان دیگر تغییرات نرخ تنزیل تأثیری بر مسیر بهینه تولید ندارد، هرچند ارزش خالص فعلی دوره بهره برداری را در نرخ‌های تنزیل بالاتر پایین می‌آورد اما مقدار تولید انباشته و نرخ تخلیه میدان همچنان ثابت و کنترل شده خواهد بود.

ب) همچنین در باب تغییرات قیمت نفت نیز در تمامی سناریوهای مربوط به قیمت‌های نفتی، مسیرهای بهینه تولید بر یکدیگر منطبق خواهند بود و در نتیجه تغییرات قیمت تنها سود تولیدکننده را تغییر می‌دهد.

د) آنچه بدیهی است در بخش حذف امتیازات سرمایه‌گذار و در تمامی سناریوهای قیمتی و نرخ‌های تنزیل، ارزش خالص فعلی کل بهره برداری نسبت به بخش مرجع مدل کمتر می‌باشد.

هـ) دریافتی یا سود بهره بردار در سناریو دوم پایین تر از سناریو مرجع خواهد بود، در حالیکه عایدی دولت در هر دو سناریو بیشتر از عایدی بهره بردار می‌باشد که در نمودار۴ قابل مشاهده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

۵- نتیجه‌گیری

در این مطالعه، به طور کلی، سعی بر این بوده که چگونگی مکانسیم اثرگذاری یارانه‌های درآمدی تولید و استخراج نفت بر مسیر بهینه تولید نفت نشان داده شود. مطابق یافته‌های مطالعات پیشین، تأثیرات وضع و حذف سیاست‌های امتیازی و یارانه‌ای در قراردادهای بالادستی تولید و استخراج نفت و گاز بر روند تولید بهینه این منایع امری انکارناپذیر می‌باشد. به طوری‌که وضع یا حذف چنین سیاست هایی به مصداق عامل تشویق یا بازدارنده می‌تواند تأثیرات مثبت و یا منفی بر روند تولید بهینه داشته باشد. از اینرو در این بررسی تلاش شد تا با مدل‌سازی مسیر بهینه تولید برای یکی از میادین نفتی(دالپری) ایران و با توجه به داده‌های حقیقی میدان مورد نظر، اثرات حذف یارانه‌های درآمدی بر مسیر بهینه تولید میدان مورد مطالعه و قیاس آن با تولید واقعی میدان نشان داده شود. مدل‌سازی انجام گرفته در این مطالعه شامل دو بخش میباشد:۱) مدل بهینه یابی پیشنهادی۲) مدل قرارداد جدید نفت ایران(IPC)[۱]

۱. Iran Petroleum Contracts

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

در بخش اول این مطالعه و اجرای سناریوی حذف یارانه‌های تولیدکننده نفتی و مقایسه نتایج آن با داده‌های حقیقی میدان نفتی مورد نظر، مشاهده گردید که حذف یارانه‌های شرکت تولیدکننده نفت، علاوه بر اینکه سود تنزیل شده تولیدکننده را کاهش می‌دهد، بر مسیر بهینه تولید نیز اثرات قابل توجه‌ای گذاشته و موجب کاهش روند بهینه تولید می‌شود.

ازسوی دیگر در بخش دوم مطالعه و اجرای سناریوی حذف امتیازات شرکت تولیدکننده نفت در قالب مدل قراردادی(IPC)[۱] و نتایج به دست آمده از آن، نشان می‌دهد که حذف امتیاز مالیاتی شرکت سرمایه‌گذار نفتی(پیمانکار)تأثیر قابل توجه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت ندارد و اجرای این سناریو، تنها سود شرکت را به نفع دولت کاهش می‌دهد. از آنجا که در قراردادهای جدید نفتی ایران، ما شاهد تأمین هزینه‌های پروژه از محل درآمد تولید می‌باشیم. در نتیجه بعید به نظر می‌رسد که حذف یا افزایش هزینه‌های یاد شده بتواند اثرات منفی قابل توجهی بر روی مسیر بهینه تولید داشته باشد بنابراین در پاسخ به این سوال که آیا حذف امتیازات تولیدکننده می‌تواند در روند مسیر بهینه تولید تأثیرگذار باشد، می‌توان گفت که در یک مدل بهینه‌یابی پویا، حذف امتیازات ذکر شده به طور قطع در روند مسیر بهینه تولید موثر خواهد بود که در تحقیق حاضر، مطابق یافته‌های پیشین، این اثرگذاری منفی می‌باشد. با توجه به اینکه ما در این تحقیق تنها اثر حذف امتیازات شرکت تولیدکننده(سرمایه‌گذار)نفت را بر روند تولید بهینه میدان نفتی مورد بررسی قرار دادیم، مدل‌سازی بهینه یابی تولید جهت برآورد دقیقتر اثرات هزینه‌های ضمنی ناشی از تولید چنین منابعی، از جمله هزینه‌های زیست محیطی و آلودگی، می‌تواند موضوع تحقیقات آتی قرار گیرد.

۱. Iran Petroleum Contracts

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

The Effects of Eliminating the Concessions of the Oil Producer Company on the Optimum Oil Production Path (Case Study for the Oil Fields in Southern Iran)

Parisa Gholipour Feizi
PHD Student in oil and gas Economics, Islamic Azad University, Central Teheran Branch, (pfeizi۳۰@gmail.com)

Ghodratollah Emamverdi [۱]
Assistant Professor of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, (ghemamverdi۲@gmail.com)

Marjan Damankeshideh
Assistant Professor of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, (m.damankeshideh@yahoo.com)

Aliasghar Esmailniya Ketabi
Assistant Professor of Economics, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, (aektabi@gmail.com)

Received: ۲۰۲۴/۰۷/۲۴ Accepted: ۲۰۲۴/۱۱/۲۰

Abstract

In recent decades the removal and reduction of subsidies or concessions for consumers of fossil fuel products such as oil has always been the focus of researchers in the field of energy economics .While the removal concessions for producers of these resources has rarely been discussed by researchers .This research with the purpose of studying the behavior of the oil producing company and considering the elimination of producer privileges ,in addition to developing an economic optimization model of oil production on one of the oil fields in the south of Iran according to the actual production of the field in the period from ۲۰۱۸-۲۰۳۷,has also been studied and investigated in the form of Iran`s new oil contracts (IPC).Therefore the implementation of the scenario of removing the privileges of the oil producing company shows the reduction of the optimal production rate .Despite the fact that the increase in the discount rate accelerates the negative effects of removing points and has the opposite impact on the producer`s benefits.

۱. Corresponding Author

[Downloaded from iesj.ir on 2026-01-29]

JEL Classification: L۲۴, Q۴۸, C۶۱.

Keywords: Producers subsidies and concessions, Optimization model, New Iranian oil contract (IPC).

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

منابع

- -بلالی. حمید، خلیلیان. صادق، احمدیان. مجید، ترابی. صدیقه (۱۳۸۷)، آثار تعدیل یارانه انرژی در بخش کشاورزی بر تعادل و بهره برداری منابع آب زیر زمینی، پژوهش کشاورزی، جلد هشتم، شماره سوم، ص ۱۲- ۱.
- توکلیان. محسن، جلالی فراهانی. فرهنگ (۱۳۸۵)، بهینه‌سازی تولید میادین نفتی با استفاده از الگوریتم ژنتیک، دوره ۴۰، شماره ۳، ص ۱۳۴- ۱۲۳.
- - حاجی میرزایی. سیدمحمد علی، امامی میبدی. علی، ابراهیمی. محسن، سوری. علی، قربانی پاشا کلایی. وحید (۱۳۹۵)، مسیر بهینه استخراج از مخارن نفتی با وجود بکارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل (مطالعه موردی یکی از میادین نفتی در حال بهره برداری ایران در خلیج فارس)، فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، شماره ۲۴، ص ۴۲- ۱.
- درخشان. مسعود (۱۳۸۱)، منافع ملی و سیاستهای بهره برداری از منابع نفت و گاز، ویژه نامه نفت و منافع ملی، مجلس و پژوهش، سال نهم، شماره ۳۴، ص ۶۵- ۱۳.
- ذوالنور. سیدحسین، متین. سعید (۱۳۹۵)، بهینه یابی مسیر تولید نفت در ایران: یک مدل کنترل بهینه ی برنامه ریزی پویا، فصلنامه علمی- پژوهشی برنامه ریزی و بودجه، سال بیستم، شماره ۴، ص ۳۰- ۱.
- شکری. پویا، فریدزاد. علی، تکلیف. عاطفه، دهقانی. تورج (۱۳۹۶)، برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تاکید بر تولید صیانتی براساس الگوریتم تکاملی و بهینه‌سازی ازدحام ذرات، سال ششم، شماره ۲۲، ص ۱۰۸- ۷۵.
- طاهری فرد. علی، سلیمی فر، مصطفی (۱۳۹۳)، بهینه‌سازی فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه ی آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال دهم، شماره ۴۴، ص ۱۷۸- ۱۵۳.
- صاحب هنر.حامد,فیضی.مهدی,لطفعلی پور.محمدرضا,هوشمند.محمود,مقایسه آثار اختلالی ناشی از قراردادهای نفتی ایران و قراردادهای مشارکت در تولید با استفاده از مدل برنامه ریزی پویای تصادفی:مطالعه موردی,پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران,سال ششم,شماره۲۲,ص ۱۳۲-۸۲.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

- قربانی پاشا کلایی. وحید، خورسندی. مرتضی، محمدی. تیمور، خالقی. شهلا، شاکری. عباس، ابطحی فروشانی. سید تقی (۱۳۹۳)، الگوی بهره برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه- مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال چهارم، شماره ۱۳، ص ۲۲۰- ۱۹۱.
- محمدی. تیمور، معتمدی. منیژه (۱۳۸۹)، بهینه یابی پویایی تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تاکید بر تولید صیانی)، فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال دهم، شماره ۳، ص ۲۶۵- ۲۳۵.
- ناظمیان. حمید، بکی حسکوئی. مرتضی (۱۳۸۸)، تخصیص بهینه درآمدهای نفتی در قالب یک مدل تعادل عمومی پویا، فصلنامه اقتصاد مقداری (بررسی‌های اقتصادی سابق)، دوره ۶، شماره ۴، ص ۲۸- ۱.
- Black ,Geoffrey and Lafrance Jeffrey T(۲۰۰۹), Is Hoteling rule relevant to domestic oil production?, Journal of environmental economics and management,vol.۳۶,pp.۱۴۹-۱۶۹.
- Erickson, p., Down A., Lazarus M and koplow D.(۲۰۱۷),Effect of subsidies to fossil fuel companies on United States crude oil production, Nat energy ,vol.۱۶۶,pp.۱۰۰۰-۱۰۱۲.
- Gao, Weiyn., Harley, Peter R. and Sickles, Robin C.(۲۰۰۹),Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia , Emprical economics, Vol.۳۷,No.۱,pp.۱۵۳-۱۸۴.
- Gornning Anderson, Mats (۲۰۰۹),Reservoir production optimization using Genetic Algorithms and Artificial Networks, Master of science in information, Norwegian university of science and technology, Department of computer and information science.
- Hamzeh Husni, Muhammed (۲۰۰۸), A multi period optimization model to schedule large-scale petroleum development projects, Submitted to the office of graduate studies of Texas A & M University in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy , December ۲۰۰۸.
- Hartley, Peter R and Sickles, Robin C. (۲۰۰۱), A model of dynamic oil extraction: Evidence from a large Middle Eastern field, Journal of productivity analysis ,Vol.۱۵, No.۱,pp.۵۹-۷۱.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]

- Kunce, M.(۲۰۰۳), Effectiveness of severance tax incentives in the US .oil industry, International tax and public finance, Vol.۱۰, pp.۵۶۵-۵۸۷.
- Leighty, Wayne and Lin, C.Y .Cynthia (۲۰۱۲),Tax policy can change the production path :A model of optimal oil extraction in Alaska, Energy Policy,Vol.۴۱, Issue.۳, pp.۷۵۹-۷۷۴.
- Nogueira , Pedro de B and Schiozer, Denis J (۲۰۰۹),An efficient methodology of production strategy optimization based on Genetic Algorithms, Society of petroleum engineers, SPE ۱۲۲۰۳۱ and presentation at the ۲۰۰۹ SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference held in Cartagena, Colombia, ۳۱ may-۳ June ۲۰۰۹.
- Patel , Hirenk., Sircar, Anirbid, Sheth, Soham and Jadvani, Reshmi (۲۰۱۱), Application of Genetic Algorithm to hydrocarbon resource estimation, Journal of petroleum and gas engineering, Vol.۲,Issue.۴, pp.۸۳-۹۲.
- Zhao, X., Luo, Dongkun., Lu , Kun., Wang, Xiaoyun., Dahl, Carol (۲۰۱۹),How the removal of producer subsidies influence oil and gas extraction: A case study in the Gulf of Mexico, Energy, Vol.۱۶۶, pp.۱۰۰۰-۱۰۱۲.
- Zhao, X., Zhi, Lu., Jianye, Liu., (۲۰۲۴), Optimal path of phasing out producer subsidies toward carbon neutral: interaction between fossil energy extraction and environmental ,Grant No.۷۱۸۰۴۱۸۷
- Zhao, X., Dahl C.A., Luo , D., (۲۰۱۹),How OECD counties subsidies oil and natural gas producers and modeling the consequences: A review Renewable and Sustainable energy Reviews ۱۰۴،۱۱۱۱۲۶.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-01-29]