فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی
سال چهارم/ شماره ۱۲/ پاییز ۱۳۹۷/ صفحات ۷۶-۴۷

مدلسازی سناریوی بهینه فنی - اقتصادی تولید گاز در فازهای منتخب میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از روش برنامه ریزی پویا

علی امامی میبدی
دانشیار دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)
emami@atu.ac.ir

حمیدرضا ارباب
استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
hamidrezaarbab@gmail.com

فرخ علیخانی
مدیر نظارت بر تولید شرکت ملی نفت ایران
f.alikhani@gmail.com

میزان برداشت از میدان مشترک پارس جنوبی، متأثر از الگوی به کار گرفته جهت توسعه میدان در هر بخش توسط هر یک از طرفین می‌باشد. در این مقاله مسیر بهینه تولید گاز از یکی از بلوک‌های مخزنی میدان پارس جنوبی مدل‌سازی شده و تأثیر پارامترهای اقتصادی بر آن بررسی شده است.روش به کار رفته جهت حل مسأله بهینه‌سازی پویا، روش برنامه‌ریزی پویا بوده و جهت حل مسأله به صورت تقریب عددی از روش گسسته‌سازی متغیرهای حالت استفاده شده است. مهمترین نتیجه به دست آمده از این پژوهش، اهمیت پارامترهای اقتصادی همچون مسیر قیمت مورد پیش‌بینی برای گاز تولیدی و عامل تنزیل جریان درآمدی دولت، در تعیین مسیر بهینه تولید است. لذا نمی‌توان تنها به دلیل مشترک بودن میدان، تولید حداکثری از میدان را سناریوی منتخب تولید دانست و حداکثر بازدهی یک مخزن را لزوما معادل حصول حداکثر ضریب بازیافت هیدروکربن برشمرد. بر این اساس ضروری است حداکثر رساندن بازدهی اقتصادی (ارزش خالص فعلی طی عمر مخزن) در توسعه میادین هیدروکربنی مد نظر قرار گیرد.

واژگان کلیدی: مسیر بهینه تولید گاز، میدان پارس جنوبی، برنامه ریزی پویا، میادین مشترک- ارزیابی فنی/اقتصادی توسعه میدان

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۳/۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۸/۶

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

۱. مقدمه

ایران با در اختیار داشتن حدود ۱۰ درصد ازکل میزان نفت خام قابل برداشت و ۱۸ درصد از منابع گازطبیعی جهان، یکی از بزرگ‌ترین کشورهای دارای ذخایر هیدروکربنی در جهان است. در این بین، میدان گازی پارس جنوبی با بیشترین میزان ذخیره گازدرجا و میزان تولید گاز غنی، در تأمین کنونی عرضه گاز داخلی کشور، نقش بسیار مهمی را ایفا می‌کند.

یکی از پرسش‌های کلیدی در اقتصاد منابع طبیعی نحوه بهره برداری از منابع پایان‌پذیر است. در پاسخ به این پرسش و بر اساس دیدگاه هاتلینگ مدل‌های اقتصادی بهره برداری از منابع طبیعی شکل گرفت و به یک نگرش غالب در دهه ۷۰ میلادی تبدیل شد، به نحوی که بسیاری از تحلیل گران بازار نفت از این چارچوب برای پیش بینی تحولات بازار نفت استفاده کرده‌اند. مهم‌ترین محدودیت نظریه محض پایان‌پذیری این است که مسأله بهره برداری از منابع طبیعی مستقل از سایر بخش‌های اقتصادی بررسی می‌شود. در یک اقتصاد نفتی که منابع طبیعی در اختیار دولت است و هدف دولت حداکثر کردن رفاه بین نسلی و دست یابی به توسعه پایدار می‌باشد، تدوین یک چارچوب نظری به منظور تعیین نحوه بهره برداری از منابع طبیعی از اهمیت بالایی برخوردار است. مساله بهره برداری از منابع طبیعی یک مساله بین زمانی است. در ادبیات اقتصادی این مساله در قالب نظریه بهینه‌سازی پویا بررسی می‌شود.

۲. پیشینه پژوهش

بهینه‌یابی بین دوره‌ای در اقتصاد منابع و مدلسازی آن در بازار انرژی به لحاظ تاریخی به هاتلینگ(۱۹۳۱) نسبت داده می‌شود. او رفتار مالک یک مأخذ منبع پایان پذیر را مدل می‌کند. در این روش مالک منبع انرژی برنامه تولیدی خود در طی زمان را طوری انتخاب می‌کند که ارزش فعلی بازدهی خالص فروش آن را در یک افق زمانی مشخص، ماکزیمم سازد. بخشی از مطالعات حوزه نفت و انرژی به مدل‌سازی و بهینه یابی تولید اختصاص دارند.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

احمدیان (۱۳۸۴) در کتاب «نظریه بازار و کاربرد آن برای منابع پایان پذیر» به بررسی ساختارهای مختلف بازار منبع انرژی پایان پذیر می‌پردازد.

محمدی و همکاران (۱۳۸۷) باهدف دستیابی به مسیربهینه تولیدنفت حوزه نفتی موردنظرازیک مدل ماکزیمم سازی منافعبا قیود وملاحظات فنی تولید استفاده می‌کند. نتایج بررسی حاکی است، صرف‌نظرازتفاوت درسناریوها به لحاظ نرخ تنزیل یادوره برنامه‌ریزی، مسیرهای بهینه تولیدنفت و تزریق گاز فاصله قابل توجهی بامقادیرتحقق یافته دارد. این نتایج را می‌توان فقدان برنامه‌ریزی اقتصادی درتولید نفت میدان واستفاده بهینه ازمنابع گازی درتولید صیانتی آن قلمدادکرد.

پسران (۱۹۹۰) در بررسی خود با اشاره به اهمیت موضوع مدل سازی تولید نفت از سه زاویه ملاحظات اقتصادی، زمین شناسی و سیاسی، یک چارچوب مبتنی بر روش اقتصاد سنجی ارائه می‌دهد و سیاست‌های کاوش و تولید نفت یک تولید کننده قیمت پذیر نمونه یعنی بریتانیا را تحلیل می‌کند.

فولادگر (۱۳۹۲) یکی از چاه‌های تولیدی نفت موجود که به دلیل روند سریع افت مخزن دارای مشکل افت فشار است را مورد مطالعه قرار داده و بعد از بررسی شرایط جریان کنونی چاه سناریوهای مختلف بهینه سازی تولید را شبیه سازی و طراحی می‌کند . نهایتاً از طریق انجام ارزیابی اقتصادی و مقایسه ارزش حال خالص هر پروژه اقتصادی ترین سناریو را پیشنهاد می‌دهد.

قربانی پاشا کلایی (۱۳۹۳) مفهوم الگوی بهینه بهره‌برداری یکی از میادین جنوب غرب کشور که گاز طبیعی به‌صورت فرایند غیرامتزاجی در آن تزریق می‌شود، بررسی کرده است. بدین منظور از مدل کنترل بهینه جهت حداکثر سازی سود تنزیل شده استفاده نموده است و در راستای برآورده کردن شرط حداکثر نرخ کارا محدودیت‌های فنی تولید نیز منظور شده است. نتایج مطالعه فوق نشان داده که اولاً هزینه تولید میدان فوق با کاهش ذخائر باقیمانده افزایش می‌یابد و ثانیاً الگوی بهره‌بردای بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده به طوری که کاهش وابستگی دولت به درآمدهای نفتی منجر به برداشت متوازن‌تر از میادین هیدروکربنی و در غیر این صورت

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی عمر میدان منجر خواهد شد. نتایج سناریوهای مختلف نرخ تنزیل همچنین حاکی از آن بوده که از نرخ تنزیل ۱۰درصد به بالا، تولید بهینه به سه سناریو قیمتی تعریف شده در مطالعه، وابسته نیست.

طاهری‌فرد(۱۳۹۳) در مطالعه‌ای با عنوان «بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت‌خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیعمتقابل«مطالعه موردی میدان درود» در قالب پنج سناریو به بررسی مسیر بهینه تولید از میدان نفتی درود و مقایسه آن با مسیر تولید قراردادی نموده است. برای این منظور نگارنده با فرض آنکه هزینه تولید نفت از این میدان متأثر از سه متغیر میزان تولید نفت، میزان ذخیره نفت و میزان تزریق گاز به آن میدان می‌باشد.

صاحب‌هنر (۱۳۹۶) نیز با بهره‌گیری از مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی به محاسبه مسیر بهینه تولید در چارچوب قراردادهای نفتی ایران (IPC) و مشارکت در تولید پرداخته‌اند. یکی از دستاوردهای این مطالعه، محاسبه کمی میزان اختلال ناشی از قراردادهای نفتی است که منجر به تغییر در تصمیم سرمایه‌گذار نسبت به حالت خنثی (نبود محدودیت‌های قراردادی اعم از کسر سهم دولت از رانت منابع، مالیات، زمان‌بندی استخراج، سقف بازپرداخت هزینه و ...) می‌گردد.

عسکری و همکاران (۱۳۹۴) در مقاله خود از منظر قراردادی، قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و نفتی ایران (IPC) را به منزله سه رقیب در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور بررسی نموده و با هدف تبیین ظرفیت‌های اقتصادی این سه قرارداد نسبت به یکدیگر و بر مبنای روش بهینه سازی ایستا، آنها را از منظر دو مؤلفه اقتصادی مهم سطح سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت مقایسه کرده و در نهایت اولویت‌بندی کرده‌اند. سرانجام برمبنای رویکرد ساختاری نتیجه گرفته می‌شود که قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع متقابل از نظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار دارند و از نظر سطح تولید بهینه نیز در صورت مشارکت بیشتر بخش خصوصی و دخالت کمتر دولت میزبان می‌توانند به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار گیرند.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

صابری و همکاران (۱۳۹۶) نیز در مطالعه‌ای به بررسی اثر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت و عایدی طرفین قرارداد مشارکت در تولید پرداخته‌اند. در این مقاله با استفاده از روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته نسبت به برآورد مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد اقدام شده و تأثیر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر روی آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. نتایج نشان می‌دهد با تغییر نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، به‌رغم وجود اختلاف طرفین قرارداد در مسیر بهینه تولید، تمایل طرفین قرارداد برای تغییر مسیر بهینه تولید مد نظر خود، زیاد نبوده و لذا در صورتی که دولت میزبان خواهان تغییر پارامتر قراردادی بدون اثرگذاری بر مسیر بهینه تولید طرفین قرارداد باشد، این پارامتر بخوبی این نقش را ایفا می‌نماید. افزایش نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، ارزش حال خالص به ازای هر بشکه نفت استخراجی را برای دولت میزبان، کاهش و برای شرکت بین المللی نفتی افزایش و مدت زمان بازپرداخت کامل مخارج سرمایه‌ای را کاهش می‌دهد. در صورتی که طرفین قرارداد بر کاهش قیمت در سنوات آتی اتفاق نظر داشته باشند، می‌توانند با افزایش این نسبت، ریسک ناشی از کاهش قیمت را برای پروژه کاهش و قابلیت سودآوری پروژه را افزایش دهند.

بکی حسکویی (۱۳۸۹) محدودیت‌های اقتصاد کلان همچون تأمین بودجه دولت از طریق استخراج و فروش منابع هیدروکربوری را نیز در مسأله بهینه‌سازی در نظر گرفته و با استفاده از یک مدل تعادل عمومی محاسبه‌پذیر (CGE) الگوی برداشت بهینه از ذخایر هیدروکربوری ایران را معرفی نموده است.

«پاول»[1] (۱۹۹۰)، با معرفی دو دسته اصلی مدل‌سازی در بازار نفت؛ یعنی نگرش «بهینه‌یابی بین دوره‌ای» و نگرش «شبیه سازی رفتاری» مدل ساده‌ای از قاعده بهره برداری «ظرفیت – هدف»[2] در بازار نفت را که اوپک در قیمت گذاری بکار می‌برد، تست می‌کند و با

1. Powell
2. Target-Capacity Utilization

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

رد آن پیشنهاد می‌کند با تلفیق دو دسته روش بهینه و شبیه سازی در یک مدل، قواعدی برای اوپک استخراج شود که از رفتار عقلایی بهینه یابی حاصل شده است.

«بلک و لافرانس»[1] (۱۹۹۸) با معرفی دو دسته مدل، مهندسی ماکزیم بازیافت کارا (MER)[2] و همچنین مدل اقتصادی مبتنی بر قاعده هاتلینگ اعتبار هر یک را با شواهد تجربی و آزمون‌های مرتبط آزمایش می‌کنند.

«هارتلی و سیکلز»[3] (2001) تصمیمات تولید پویای بهینه اقتصادی یک حوزه بزرگ فرضی در عربستان سعودی را مدل سازی کرده‌اند.

پتونرا[4] (۲۰۰۱) با اشاره به مطالعات قبلی که کیفیت ذخایر و خصوصیات معادن را در مدل وارد می‌کنند، با لحاظ عدم اطمینان در تولید نفت فرض می‌کند که تولید طبیعی از یک قاعده فیزیکی کاهش فشار مخزن تبعیت کرده و به این دلیل مسیر تولیدی، یک نقطه اوج دارد. همچنین عدم اطمینان در عرضه و تقاضا و بهره برداری و اکتشاف را از عوامل شکست بازار معرفی می‌نماید. شیرز و کافمن[5] در بررسی خود تحلیل مبتنی بر هاتلینگ را از یک طرف و منحنی «هوبرت»[6] را از طرف دیگر به عنوان موارد افراطی نقد می‌کنند و با روش شناسی ساده‌ای تاریخ اوج تولید برای نفت دنیا را محاسبه می‌نماید.

1. BlackandLaFrancc
2. Maximum Efficient Recovery
3. Hartley and Sickles
4. Patunru
5 Kaufman and Shiers
۶. "منحنی هوبرت" بنام شخصی به این نام مشهور است که در سال ۱۹۵۶ نقطه اوج تولید نفت ایالات متحده آمریکا را به درستی برای سال ۱۹۷۰؛یعنی بیش از یک قرن قبل از وقوع در زمانی که تولید به طور هموار برای پنجاه سال افزایش داشت، پیش‌بینی کرده بود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

اندرو پیکرینگ[1](۲۰۰۲) در بررسی خود رابطه بین نرخ استخراج و ذخایر باقی مانده یک منبع تجدید ناپذیر مثل نفت را تحلیل می‌نماید. نویسنده با استفاده از داده‌های مقطعی رابطه خطی بین استخراج و باقیمانده ذخایر را آزمایش می‌کند.

لین[2] (۲۰۰۴) مسیرهای بهینه حاصل را در چارچوب دو فرض بازار رقابتی و انحصاری و نیز دو تصریح متفاوت از تابع تقاضا، تابع تقاضای خطی و تقضای با حساسیت ثابت[3]شبیه سازی و تحلیل می‌کند. هولند[4] دسته‌ای از مدل‌های محاسبه«نقطه اوج تولید» یا نقطه کاهش آتی در تولید نفت و اثرات آن را نقد می‌کند.وی با اشاره به مدل هاتلینگ و انگیزه‌های اقتصادی بهینه‌یابی تولید، توسعه آن را با در نظر گرفتن عدم اطمینان،محدودیت ظرفیت، هزینه‌های نصب، ملاحظات زمین شناسی و نوع سنگ مدن و هزینه‌های فزاینده با استخراج (تولید) انباشتی ضروری دانسته و پیشنهاد می‌کند "تولید بهینه" به طور کارا از بهینه یابی بین دوره‌ای به دست آید.

هارتلی و سیکلز (۲۰۰۴) در مقاله اخیر بررسی پیشین خود را توسعه داده‌اند. در این مقاله از روش ناپارامتری تنسر اسپلاین[5] استفاده شده و توابع هزینه و تولید، با استفاده از مدل پویای مهندسی و شبیه‌ساز نفت سیاه [6] برآورد شده‌اند. همچنین مسأله تصریح شده برای مسیر بهینه تولید به روش بازگشتی[7] حل شده است. این بررسی در سال۲۰۰۷ نیز بازنگری و اصلاح شده است.

کرونبرگ[8] (۲۰۰۶)، در بررسی خود با اشاره به آنکه قاعده هاتلینگ در عمل تحقق نمی‌پذیرد، دلایل شکست بازار را بررسی می‌کند و نتیجه می‌گیرد اگر این دلایل در هزینه بهره‌برداری و استخراج یا پیشرفت تکنولوژی خلاصه شده باشد، بهینه اجتماعی همچنان قابل

1. Andrew Pickering
2. Lin
3. Isoelastic
4. Holland
5. Tensor Splines
6. Black Oil Simulator
7. Backward Recursion
8. Kronenberg

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

دستیابی است؛ اما اگر شکست بازار از حقوق مالکیت نا مطمئن و تعاملات استراتژیک عرضه کننده و مصرف کننده ناشی شود، راه حل بهینه حاصل نخواهد شد.

گائو و همکاران(۲۰۰۹) نیز با به‌کارگیری دو رویکرد شبیه سازی و بهینه سازی بین دوره‌ای به بررسی سیاست بهینه تولید نفت از میدان قوار عربستان پرداختند. برای بررسی تأثیر همزمان خصوصیات فیزیکی و شیمیایی مخزن و سیال و همچنین مدل توسعه مخزن(چینش محل‌های حفاری و...) و چگونگی تأثیر رفتار تولیدی گذشته مخزن در میزان استخراج در دوره‌های بعدی از نرم افزار شبیه ساز بلک اویل استفاده نمودند. به‌علاوه برای بررسی تأثیر متقابل محدودیت‌های فنی(شرایط فیزیک و شیمیایی مخزن، مدل توسعه و...)و عوامل اقتصادی مثل قیمت نفت، هزینه‌های تولید و نرخ تنزیل در طی دوره عمر مخزن که به‌عنوان عوامل تأثیرگذار در شکل دهی به سیاست بهره‌برداری از آن مخزن شناسایی نموده‌اند از یک مدل بهینه سازی پویا که به روش عددی بلمن حل می‌شود استفاده می‌کنند. در این روش، عملکرد متغیرهای کنترل در دوره قبل، خود به‌عنوان متغیر وضعیت در زمان حال وارد مدل می‌شود. این شیوه مدل‌سازی به برنامه‌ریز اجازه می‌دهد که با شبیه‌سازی نتیجه انواع سیاست‌های بهره‌برداری در آینده، مقادیر استخراج از منبع در طو ل دوره عمر اقتصادی آن را که هم متضمن حداکثر سود تنزیل شده بهره‌بردار باشد و هم بلحاظ ویژگی‌های فنی مخزن، بتواند حداکثر میزان برداشت از ذخایر مخزن را امکان پذیر سازد را به‌عنوان مسیر بهینه تولید مشخص نمایند. به‌علاوه این شیوه مدلسازی، امکان ارزیابی عملکرد تصمیمات هر دوره و تصحیح آن برای دوره‌های بعدی را نیز فراهم می‌نماید.

لیثی و همکاران (۲۰۱۲) با به‌کارگیری مدل بهینه‌سازی پویا و همچنین تصریح خاصی از توابع درآمد(با فرض قیمت پذیر بودن بهره بردار) و هزینه ۷ میدان نفتی در شمال آلاسکا ، تأثیر سیاست‌های مالیاتی دولت بر مسیر بهینه تولید نفت از این میادین را مورد بررسی قرار دادند.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

۳. خصوصیات فنی مخزن مورد بررسی

در این مقاله مسیر بهینه تولید برای یکی از بلوک‌های مخزنی از پارس جنوبی محاسبه شده است و می‌توان نتایج حاصل از بررسی‌های آنها را به کل میدان تعمیم داد. بلوک‌های منتخب از بلوک‌های مرزی می‌باشند و در اوایل توسعه میدان، در مدار تولید قرار گفته‌اند. تاکنون بیش از ۱۴سال از برداشت برخی از بلوک‌های میدان سپری می‌شود درحالی‌که برخی بلوک‌های دیگر همچنان دردست توسعه‌اند.

ذخایر گازی در بخش ایرانی معادل ۳۶٪ از ذخایر گازی ایران و ۵/۶ ٪ از ذخایر گازی جهان است. در ابتدا این بخش به ۲۹ فاز (بلوک) استاندارد تقسیم شد و در مطالعات گسترده‌تر معلوم شد حدودا" TCF ۱۳۵ گاز درجا در خارج از بلوک‌های مذکور می‌باشد. اولین تولید از میدان با بهره‌برداری از فاز-۲ پارس جنوبی در آذر ماه سال ۱۳۸۱ ه.ش آغاز گردید. در این میدان هر فاز استاندارد به معنی تأسیساتی با ظرفیت فرآورشی ۲۸/۳ میلیون متر مکعب در روز گاز غنی می‌باشد؛ اعم از سکوهای تولیدی، تاسیسات فرآورشی سرچاهی هر سکو، خط لوله انتقال گاز غنی از دریا به خشکی و پالایشگاه‌های خشکی.

با در نظر گرفتن ضریب بازیافت ۶۱ درصد، کل ذخیره قابل استحصال میدان پارس جنوبی ۸.۱ تریلیون متر مکعب (۲۸۰.۶ تریلیون فوت مکعب) می‌باشد.

طبق اطلاعات فنی موجود ذخیره قابل استحصال بلوک مورد بررسی، ۴۹۲.۲۸ میلیارد متر مکعب (معادل ۱۷۳۸۹ میلیارد فوت مکعب) می‌باشد.

با توجه به استراتژی تولید میادین مشترک، توسعه فازهای مرزی در اولویت قرار دارد. الگوی تکمیل چاه در کلیه فازها تقریبا" مشابه است برخی فازها از پتانسیل تولید خوبی برخوردارند(دبی تولیدی هرچاه ۱۰۰ م.ف.م.ر معادل ۲/۸۳ م.م.م.ر) و برخی فازها خصوصا" فازهای حاشیه‌ای توان تولید کمتری دارند (۵۰ م.ف.م.ر معادل ۱.۴۲ م.م.م.ر). فاصله مشبک‌ها نسبت به سطح تماس آب و گاز با حاشیه امنیتی بالایی انتخاب گردیده، به‌نحوی انتخاب گردیده

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

که مشکل تولید آب بوجود نیاید. همچنین مکانیسم تولید از مخزن بر اساس رانش آبران قوی[1] نبوده و تولید میدان ناشی از مکانیسم انبساط گاز[2] است.

٤. مدلسازی مسیر بهینه تولید

تابع هدف برای رسیدن به مسیر بهینه تولید که در مقاله چرماک و پاتریک (۱۹۹۹) مورد استفاده قرار گرفته است، به صورت زیر است:

$$\max \pi = \int_0^T e^{-rt}[P(t)q(t) - C(q(t).R(t))]dt. \quad (۱)$$

که P(t)، قیمت هر هزار فوت مکعب گاز تولیدی، و به صورت برونزا در نظر گرفته می‌شود و ممکن است در گذر زمان تغییر کند، و C(q(t),R(t))تابع هزینه استحصال است.

تابع هدف (سود) فوق براساس محدودیت ذخیره منابع و حد تولید در هر نقطه از زمان، حداکثر می‌شود:

$$R(t) = \int_0^T Q(\boldsymbol{q})dt - \int_0^t q(x)dx \quad (۲)$$

$$0 \le q(t) \le Q(\boldsymbol{q}).$$

که $Q(t) = Q(\boldsymbol{q})$ حداکثر تولید ممکن در زمان t است و $\boldsymbol{q} = \{q(t): t \in [0.T]\}$، تابعی از q(t) (تولید در زمان t) است. یعنی، Q(t)، در هر نقطه از زمان و تمام $t \in [t.T]$فعلی و آینده توسط تولیدهای قبلی تحت تأثیر قرار می‌گیرد.

معادله انتقال برای ذخیره منابع به صورت زیر است:

$$\dot{R(t)} = S(q) - q(t). \quad R(T) \ge 0. \quad (۳)$$

1. Water drive
2. Gas expantion

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

که S(q)، اثر فیدبک تولید بر ذخایر قابل بازیافت، به صورت زیر است:

$$S(q) = \int_0^T \nabla_q Q(q) \nabla_t q dt \leq 0 \qquad (۴)$$

فیدبک، که خاص منابع تولید کننده از طریق فشار است، نتیجه استحصال براساس محدودیت‌های تولید و ذخیره است. برای دیگر منابع پایان‌پذیر S(q)=0 است. علائم مشتق‌های معادله فیدبک، S(q) از تئوری مهندسی نفت به دست می‌آید. یعنی، $\nabla_q S(q) \leq 0$ و $\nabla_{qq} S(q) \leq 0$.

بر اساس ویژگی‌های مهندسی مخازن، $\nabla_q Q(\boldsymbol{q}) \leq 0$ می‌باشد که به طور ضمنی بیان می‌کند که افزایش q در هر زمان t می‌تواند $Q(\boldsymbol{q})$ را برای t آینده کاهش دهد. حد بالایی بر تولید دوره‌ای، $Q(\boldsymbol{q})$، براساس خصوصیات مخزن تعیین می‌شود، و در نتیجه یک محدودیت طبیعی است.

در مورد میدان گازی پارس جنوبی حد بالایی به صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$Q(t) = Q(\boldsymbol{q}) = f(R_t \text{ و } PC_t \text{و} RC_t) \qquad (۵)$$

به عبارت دیگر حداکثر تولید ممکن در هر لحظه از زمان تابعی از ذخیره باقیمانده مخزن (R)، ظرفیت خط لوله انتقال گاز به پالایشگاه (PC) و ظرفیت پالایشگاه (RC) می‌باشد.

در خصوص محاسبه حداکثر تولید ممکن، مدل‌های منحنی نزولی نمایی که به صورت زیر می‌باشد، از مزایای بیشتری نسبت به مدل‌های نئوکلاسیک و شبیه‌سازی مخزن برخوردار هستند و در میان مهندسین نفت و همچنین اقتصاددانان رواج دارد (اسمیت، ۲۰۱۴). طبق تئوری مهندسی نفت حداکثر نرخ‌های جریان قابل تولید در آینده و میزان برداشت ذخیره باقیمانده تابعی است از خصوصیات مخازن هیدروکربنی اعم ازتراوایی، طول شکاف، تخلخل، اشباع گاز، محدودیت‌های فیزیکی تولید، تاریخچه تولید و تغییر فشار مخزن. لیکن در مدل‌های منحنی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

نزولی که نوع خاصی از نمودارهای مدل[۱] هستند، تأثیر تمامی این پارامترها در نرخ کاهش استخراج لحاظ می‌گردد.

لازم به ذکر است در این نوع از مدل‌ها درصد تغییرات تولید در هر دوره زمانی ($\frac{dlnq_t}{dt}$) ثابت فرض می‌شود (برابر با a) که در بسیاری از میادین هیدروکربوری این روند مشاهده شده است که می‌توان به صورت زیر در نظر گرفت.

$$q_t = q_0 e^{-at} \qquad (۶)$$

دلیل روند نزولی تولید در این مدل‌ها، همان‌طور که اولر (۱۹۷۹) مطرح نموده است کاهش مستمر فشار مخزن همزمان با تخلیه است و در واقع تمام قیود فنی و مهندسی مخزن در این معادله خلاصه و لحاظ شده است. به عبارت دیگر منحنی‌های کاهشی اثر فیدبک بر کاهش سقف تولید را به صورت ضمنی در نظر می‌گیرند.

از آنجا که مجموع تولید در طول عمر میدان برابر با ذخیره اثبات شده اولیه (R_0) است، داریم:

$$R_0 = \int_0^\infty q_t dt = \frac{q_0}{a} \qquad (۷)$$

لذا در صورتی که مدل تولید از میدان به صورت منحنی نزولی نمایی در نظر گرفته شود، حداکثر تولید در هر دوره به‌صورت ضریبی از حجم ذخیره باقیمانده است (اسمیت[۲]، ۲۰۱۴:۱۴۴):

$$q_t^{max} = aR_t \qquad (۸)$$

۱. این نمودارها بر پایه فرضیاتی چون ثابت بودن خواص سیال، شرایط ایده‌آل مخزنی و غیره هستند، اما از نظر تئوری روش دقیق و سریعی برای مدلسازی رفتار چاه هستند. نمودارهای مدل که برای شبیه‌سازی مسیر حداکثر تولید توسعه داده شده‌اند، برای مدلسازی Q(q)، R(0) و S(q) به کار می‌روند.

2. Smith

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

در این معادله a حداکثر نرخ تخلیه کاراست که به‌صورت نسبتی از حجم ذخیره باقیمانده تعیین می‌شود. این ضریب با استفاده از روابط فنی مهندسی برآورد می‌شود.

بر این اساس، معادله همیلتونین به صورت زیر است

$$H(t) = e^{-rt}[P(t)q(t) - C(q(t).R(t)] + \lambda[S(q) - q(t)] \quad (۹)$$

که λ هزینه مصرف محدودیت ذخیره است. به طور صریح با درنظر گرفتن حد بالایی بر تولید، همیلتونین تعمیم یافته به صورت زیر است

$$L = H + \xi[Q(q) - q(t)] \quad (۱۰)$$

که ξ ضریب حد بالایی در هر t است. شرایط لازم عبارت‌اند از:

$$-L_R = \dot{\lambda} = e^{-rt}C_R \quad (۱۱)$$

$$L_q = e^{-rt}P(t) - C_q + \lambda[\nabla_q S(q) - 1] + \xi[\nabla_q Q(q) - 1] \leq 0 \quad (= 0\ if q > 0). \quad (۱۲)$$

$$\xi \geq 0 \quad (\xi = 0. if Q(q) > q(t). \quad (۱۳)$$

$$H(T) = e^{-rT}[P(T)q(T) - C(q(T).R(T)] + \lambda(T)[S(q(T)) - q(T)] = 0 \quad (۱۴)$$

و شرط بسندگی به صورت زیر است

$$\lambda(T) \geq 0 \quad (= 0\ if R(T) > 0) \quad (۱۵)$$

نتیجه‌گیری‌های کلی از نتایج فوق مسیر بهینه استحصال را تعریف می‌کند. این معادلات در مقاله چرماک و پاتریک (۱۹۹۵) توسعه داده شده‌اند، اما می‌توان به صورت زیر آنها را جمع‌بندی نمود. زمانی که هزینه نهایی کاهش می‌یابد، مسیر بهینه تولید برای یک چاه منحصر بفرد خواهد بود، این مسیر پایین‌تر از حد بالای تولید خواهد بود و به صورت زیر مشخص می‌شود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

$$\dot{q} = \frac{\dot{P} - e(P - C_q) - C_{qR}(S(q) - q) + C_R(S(q) - 1)}{e^{-rt}C_{qq}} \quad (۱۶)$$

اگر و فقط اگر

۱. $t < T$
۲. تأثیرات تولید بر ذخیره منابع وجود دارد، یعنی $S(q) < 0$ و
۳. تأثیر ارزش هزینه مصرف کننده این تولید بر ذخیره بیش از مقیاس تنزیل باشد.

زمانی که مسیر داخلی بهینه باشد، تولید در گذر زمان براساس معادله (۱۶) تغییر خواهد کرد. در غیر این صورت، تولید با حد بالایی، Q(q) بهینه است. در این حالت، به دلیل کاهش فشار، کاهش تولید در زمان به صورت طبیعی رخ خواهد داد.

اگر دوباره راه حل داخل حد بالایی را در نظر بگیریم، $\dot{q} < 0$ نشان دهنده مسیر تولید کاهشی در طی زمان است، در حالی‌که $\dot{q} > 0$ نشان دهنده افزایش سطح تولید در گذر زمان است. از آنجا که $H_{qq} = -e^{-rt}C_{qq} + \lambda\nabla_{qq}S(q) < 0$، مخرج معادله (۱۰) برای هر راه‌حل داخلی مثبت است. بنابراین، علامت $\dot{q}$ توسط علامت صورت معادله (۱۰) مشخص می‌شود. تابع هزینه به کار رفته در این مدل نشان می‌دهد، $C_q . C_{RR} > 0$ و $C_R . C_{qR} . C_{qq} < 0$. علاوه براین، براساس ملاحظات مهندسی برای تولید گاز $\nabla_q S(q) \leq 0$ و $S(q) \leq 0$ هستند. برای یک راه‌حل بهینه، درون حد نهایی تولید، S(q) باید حتما کمتر از صفر باشد. بنابراین، عوامل تعیین کننده شکل مسیر تولید در طی زمان را می‌توان به تأثیرات قیمت و هزینه یعنی، عبارات $[P - rP]$ و $[rC_q - C_{qR}(S(q) - q) + C_R(\nabla_q S(q) - 1]$ در صورت معادله (۱۰) تقسیم کرد. اگر قیمت واقعی با زمان کاهش می‌یابد، $\dot{P} - rP < 0$ پس $\dot{q} < 0$ مگر اینکه مجموع تأثیرات تولید و ذخیره مثبت هستند و به حد کافی بزرگ هستند تا مقدار مطلق قیمت واقعی کاهش یابد. یعنی،

$$|\dot{P} - rP| > [rC_q - C_{qR}(S(q) - q) + C_R(\nabla_q S(q) - 1)] \quad (۱۷)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

زمانی که قیمت واقعی افزایش می‌یابد $\dot{q} < 0$. تعیین حد بالا، در صورت نیاز، مسیرهای بهینه داخلی و تأثیر آنها بر حد بالایی در زمان آینده با وارد کردن تئوری و مدل‌های مهندسی مخازن در مدل اقتصادی برای تولید از منابع پایان‌پذیر صورت می‌گیرد.

٤-١. تابع هزینه تولید از میدان گازی پارس جنوبی

در این مقاله با از اطلاعات فنی اخذ شده از شرکت ملی نفت ایران، جهت برآورد تابع هزینه مختص میدان گازی پارس جنوبی، استفاده شده است. به این منظور از شکل تابعی هزینه مورد استفاده در مطالعه چرماک و پاتریک (۱۹۹۹) استفاده شده و با استفاده از داده‌های مذکور و با استفاده از مدل رگرسیون حداقل مربعات معمولی (OLS)به صورت زیر تخمین زده شده است[۱]:

$$C_t = 7352 q_t^{0.1418} R_t^{-0.1642} \tau_t^{-0.1544} \qquad (۱۸)$$

τ_t بیانگر ماه تولید از چاه مربوطه در زمان t می‌باشد.

با توجه به ساختار مدل سالیانه به کار رفته در این مقاله می‌توان تابع فوق را به صورت زیر برای داده‌های سالیانه در نظر گرفت:

$$C_t = 7352 q_t^{0.1418} R_t^{-0.1642} PY_t^{-0.1544} \qquad (۱۹)$$

به گونه‌ای که $PY_t = 12 * \tau_t$ سال مربوط به تولید می‌باشد.

۱. لازم به توضیح است بر اساس تحلیل حساسیت صورت گرفته در خصوص تأثیر تغییرات هزینه عملیاتی بر نتایج به دست آمده، از آنجا که فاصله میان درآمد و هزینه بسیار زیاد است، عملاً نوع تابع هزینه و پارامترهای مربوطه تأثیر چندانی بر مسیر بهینه تولید (نتیجه به دست آمده نداشته و ضرورتی برای استفاده از آنها وجود ندارد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

٤-۲. تصریح مدل

با در نظر گرفتن رویکرد برنامه‌ریزی پویا در حل مسائل بهینه‌سازی پویا، مسیر بهینه تولید از بلوک مورد نظر از حداکثر سازی سود حاصل از تولید نسبت به یک سری قیود فنی و اقتصادی به دست می‌آید. معادله بلمن در این حالت به صورت زیر است:

$$V(S_t.P_t) = \max_{Q_t}\{P_tQ_t - C_t(Q_t,R_t) + \beta V(R_{t+1})\} \quad (۲۰)$$

مسیر بهینه تولید از حداکثرسازی تابع ارزش با توجه به قیود زیر حاصل می‌شود:

$$R_{t+1} = R_t - Q_t \quad (۲۱)$$

$$\sum_{t=0}^{T} Q_t \le R\,;$$
$$Q_t \le Q(\boldsymbol{q});$$
$$Q(\boldsymbol{q}) = min(kR_t, PC_t, RC_t);$$
$$\left|Q_t - Q_{t-1}\right| \le \delta \quad (۲۲)$$

$$R_t \ge 0\,; Q_t \ge 0\,; inj_t \ge 0\,; P_t \ge 0 S_0 = S\,;\; P_0 = P \quad (۲۳)$$

به گونه‌ای که:

$V(.)$: تابع ارزش

R_t: ذخیره باقیمانده

P_t: قیمت گاز غنی

Q_t: تولید گاز غنی

C_t: تابع هزینه تولید

β: عامل تنزیل

معادله حرکت این مسأله نشان می‌دهد در هر دوره به اندازه برداشت آن دوره، از ذخایر کاسته می‌شود. هر چه میزان برداشت سریعتر باشد، ذخایر باقیمانده با سرعت بیشتری کاهش می‌یابد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

همان‌طور که ملاحظه می‌گردد، فضای حالت[1] در این مسأله شامل متغیرهای R_t و Q_{t-1}است و متغیر کنترل نیز تنها شامل Q_t است.

قیمت گاز غنی به صور برونزا و طبق پیش‌بینی اداره امنیت انرژی امریکا (EIA) در خصوص گاز طبیعی هنری‌هاب در نظر گرفته شده است. δ حداکثر نوسان ممکن تولید در یک‌سال است که با توجه به خصوصیات مخزن مورد بررسی برابر با ۱ میلیارد فوت مکعب در روز در نظر گرفته شده است. همچنین لازم به ذکر است در صورت نبود محدودیت خط لوله و ظرفیت پالایشگاه، سقف تولید در هر دوره نسبتی از ذخیره باقی‌مانده از مخزن (kR_t) است که با توجه به خصوصیات مخزن مورد بررسی این نسبت برابر با ۶٪ در نظر گرفته شده است. لذا می‌توان گفت سقف تولید در این مسأله به صورت منحنی نزولی نمایی[2] در نظر گرفته شده است.

از آنجا که این میدان مشترک می‌باشد و با فرض عدم امکان همکاری دوجانبه با کشور همسایه جهت یکپارچه‌سازی میدان، نمی‌توان مانند میادین مستقل، محدوده زمانی استخراج از میدان را بی‌نهایت در نظر گرفت و مسأله را با افق زمانی نامحدود (infinite) و از طریق تکرار تابع ارزش حل نمود.

لذا افق زمانی مسأله به صورت محدود اما بلندمدت (۵۰ سال) در نظر گرفته شده است. فلوچارت کلی حل مدل بهینه‌سازی مسیر تولید در این حالت، به صورت زیر خواهد بود (صاحب‌هنر، ۱۳۹۶).

1. State space
2. Exponential decline curve

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

چرخه دوره

تعیین $V(X_{T+1}.T+1)$ برای هر $x \in X$ بر اساس اطلاعات پیشین

چرخه وضعیت

برای هر دوره زمانی $t = T, T\text{-}1, T\text{-}2, \dots, 0$

برای هر نقطه در فضای حالت $(x_t \in X)$

چرخه کنترل

$V(x_t.t) = -\infty$

برای هر انتخاب ممکن برای متغیر کنترل (z_t)

محاسبه $u_t(.) = u_t(z_t.x_t)$

محاسبه $V_{t+1}(.) = V_{t+1}\left(x_{t+1}(z_t.x_t)\right)$ به گونه‌ای که $x_{t+1}(.)$ مقادیر متغیرهای حالت در دوره $t+1$ است با داشتن z_t

محاسبه $V' = \{u_t(.) + \beta V_{t+1}(.)\}$

اگر $V' > V$ آنگاه $\tilde{V} = V'$

$V(x_t.t) = V'$

$z^*(x_t.t) = z_t$

ادامه

ادامه

ادامه

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

٤-۳. شرایط تراگردی

شرایط تراگردی همان شرایط ابتدایی و انتهایی مساله می‌باشد. شرایط ابتدایی مساله بیان می‌کند که در سال اول شروع بهره‌برداری میزان ذخایر قابل استحصال و هزینه‌های انجام شده در دوره توسعه چقدر است. در مورد شرایط انتهایی مساله با توجه به اینکه دولت بهره‌بردار میدان است، ذخایر قابل استحصال در سال پایان بهره‌برداری در صورت اقتصادی بودن صفر تعریف می‌شود. $S_T = 0$ و سال پایان دوران بهره برداری T نیز به صورت آزاد تعریف می‌شود که با حل مدل بهینه‌سازی، تعیین خواهد شد. بنابراین شرایط تراگردی و شرط اقتصادی بودن برداشت از میدان برای دولت به صورت زیر قابل نگارش می‌باشد:

$$\begin{cases} S_0 = 17389 & ؛ S_T = 0 \\ t_0 = 1 & ؛ T \text{ آزاد} \end{cases} \quad (۲۴)$$

اما از آنجا که میدان مورد بررسی میان ایران و قطر مشترک است، همان‌طور که اشاره شد نمی‌توان افق زمانی مسأله را بی‌نهایت در نظر گرفت و دوره مورد بررسی بایستی به صورت محدود اما بلندمدت در نظر گرفته شود.

لذا سال پایان دوره بهره‌برداری برابر با ۵۰ سال در نظر گرفت شدهو در مقابل میزان ذخایر قابل استحصال باقی مانده در پایان مدت قرارداد بر اساس تابع هدف و در قالب مدل بهینه یابی، تعیین می‌گردد. همچنین قیدی در خصوص حداقل ذخیره باقی‌مانده و سایر متغیرهای وضعیت (X_T) وجود ندارد و ممکن است تخلیه کامل میدان اقتصادی نباشد.

$$\begin{cases} S_0 = 17389 & ؛ (S_{T=20}) \text{ آزاد} \\ t_0 = 1 & ؛ T = 20 \end{cases} \quad (۲۵)$$

٤-٤. ارزش بازیافتنی (Salvage Value)

از آنجا که افق زمانی مسأله محدود است، قاعدتا ارزش بازیافتنی در T+1الزاما صفر نخواهد بود و به میزان ذخایر باقی‌مانده و قیمت گاز در سال انتهایی بستگی خواهد داشت. اما با توجه به

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

مشترک بودن میدان و رقابت طرفین در تولید حداکثری از میدان، به منظور تحلیل واقعی مسأله، تخلیه کامل میدان (مخزن مورد بررسی) در دوره زمانی بررسی، منطقی‌تر به نظر می‌رسد. لذا ارزش بازیافتنی در T+1 در این پژوهش برابر با صفر در نظر گرفته شده است.

٤-٥. روش گسسته‌سازی فضای حالت

یکی از مسائلی که در خصوص گسسته‌سازی فضای حالت به وجود می‌آید، نحوه برخورد با x_{t+1}هایی است که خارج از مجموعه نقاط موجود در مجموعه گسسته X قرار می‌گیرند. به طور کلی سه راه‌حل اصلی در این زمینه وجود دارد: رُوندکردن، میان‌یابی[1] و تقریب تابعی (صاحب‌هنر، ۱۳۹۶). ساده ترین روش، روش رُوندکردن است. در این روش، اگر x_{t+1} خارج از مجموعه گره‌های مذکور قرار گرفت (چه بین نقاط و چه خارج از محدوده در نظر گرفته شده) به سادگی مقدار $V(x_{t+1})$ برابر با ارزش نزدیک‌ترین گره موجود به مقدار x_{t+1} در نظر گرفته می‌شود. به بیان دیگر داریم:

$$\hat{V}(x_{t+1}) = V\big(\Omega(x_{t+1})\big) \qquad (۲۶)$$

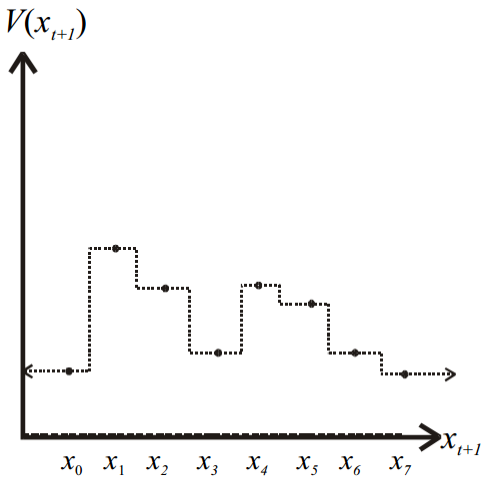
به گونه‌ای که:

$$\Omega(x_{t+1}) = \arg\min_{x\epsilon X} |x - x_{t+1}| \qquad (۲۷)$$

در این صورت تابع ارزش برای مجموعه فضای حالت همانند شکل زیر پلکانی خواهد بود:

1. Interpolation

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]



شکل۱. نمودار تابع ارزشبا روش رُوندکردن

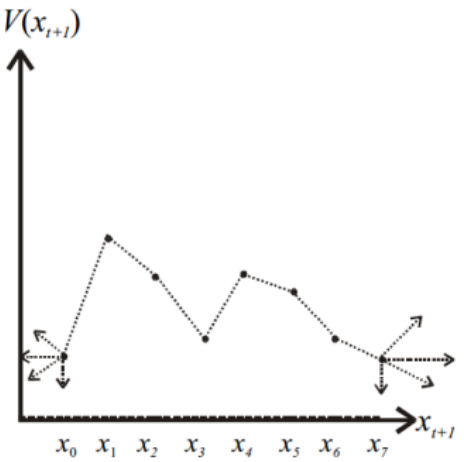
از آنجا که استفاده از این روش مشکلاتی همچون نوسانی به دست آمدن تابع سیاست بهینه را در پی‌دارد (که در مدل اولیه اجرا شده با این روش برای مدل‌های این رساله این معضل پدیدار گردید)، در این رساله از روش پیچیده‌تر میان‌یابی خطی استفاده شده است.

در روش میان‌یابی که به صورت خطی و مکعبی قابل استفاده است، به طور کلی با میانگین وزنی مقدار تابع ارزش پیرامون نقطه مورد نظر (x_{t+1}) مقدار تابع ارزش برای نقاط خارج از مجموعه را تخمین زده می‌شود. میان‌یابی خطی برای حالتی که فضای حالت فقط یک بعد داشته باشد، بسیار ساده است. مشخصا در این حالت مقدار تابع ارزش برای نقاط خارج از محدوده به صورت زیر تخمین زده می‌شود:

$$\hat{V}(x) = \frac{b}{a+b}V(x_{lo}) + \frac{a}{a+b}V(x_{hi}) \qquad (۲۸)$$

در این حالت تابع ارزش همانند شکل زیر خواهد بود و برخلاف روش قبل پلکانی نخواهد بود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

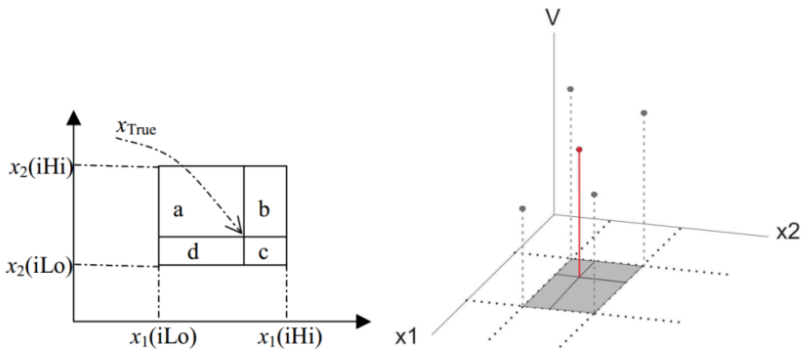


شکل۲. نمودار تابع ارزش با روش میان یابی

در فضای حالت دو بعدی مسأله کمی پیچیده‌تر می‌شود. به گونه‌ای که برای تخمین مقدار تابع ارزش برای یک نقطه خارج از محدوده فضای حالت گسسته شده، بایستی از میانگین چهار نقطه پیرامونی به صورت زیر استفاده نمود:

$$V(X_{True}) = a.V\left(x_h^1 \text{و} x_l^2\right) + b.V\left(x_l^1 \text{و} x_l^2\right) + c.V\left(x_l^1 \text{و} x_h^2\right) + d.V(x_h^1 \text{و} x_h^2) \qquad (۲۹)$$

در این حالت وزن هر گوشه همان‌طور که در شکل زیر مشاهده می گردد، متناسب با مساحت محدوده مقابل است (به صورت قطری).



شکل۳. نمودار تابع ارزش در فضای حالت دو بعدی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

۵. یافته‌های پژوهش

در این قسمت بر اساس پارامترهای فنی و اقتصادی ذکر شده، مدل مربوطه در نرم‌افزار متلب اجرا شده و نتایج به دست آمده در سناریوهای مختلف ارائه شده است.

پارامترهای مورد استفاده در سناریو مرجع به شرح ذیل است:

جدول۱. مقادیر پارامترهای مورد استفاده در مدل بر اساس مرجعEIA

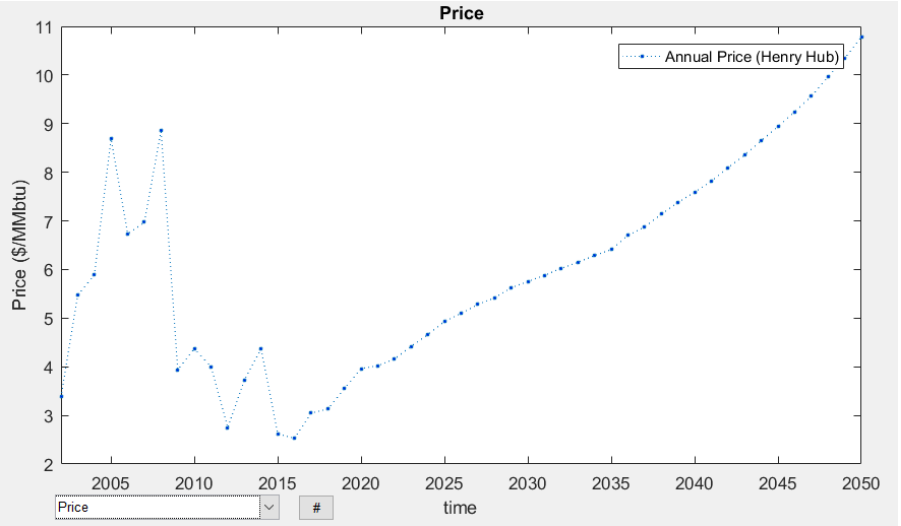
عامل تنزیل	٪۹۵
δ (حداکثر نوسان تولید)	۱ میلیارد فوت مکعب
a سقف تولید	۸ درصد
ظرفیت پالایشگاه و خط لوله	۲ میلیارد فوت مکعب
قیمت	پیش‌بینی مرجع EIA

مأخذ: مفروضات مدل

مسیر قیمت در دوره مورد بررسی در سناریو مرجع مطابق با نمودارمی‌باشد.از آنجا که گاز طبیعی برخلاف نفت خام فاقد بازار بین‌المللی است و مشخصاً در منطقه خلیج فارس قیمت مرجعی برای آن وجود ندارد، در این مقاله قیمت گاز تولیدی از بلوک مخزنی مورد بررسی معادل قیمت گاز طبیعی هنری‌هاب در نظر گرفته شده است.

همان‌طور که ملاحظه می‌گردد قیمت در سال‌های ابتدایی (۲۰۰۲ الی ۲۰۱۷) مطابق با قیمت محقق شده گاز طبیعی در هنری‌هاب امریکا و بعد از آن بر اساس پیش‌بینی مرجع EIA در نظر گرفته شده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

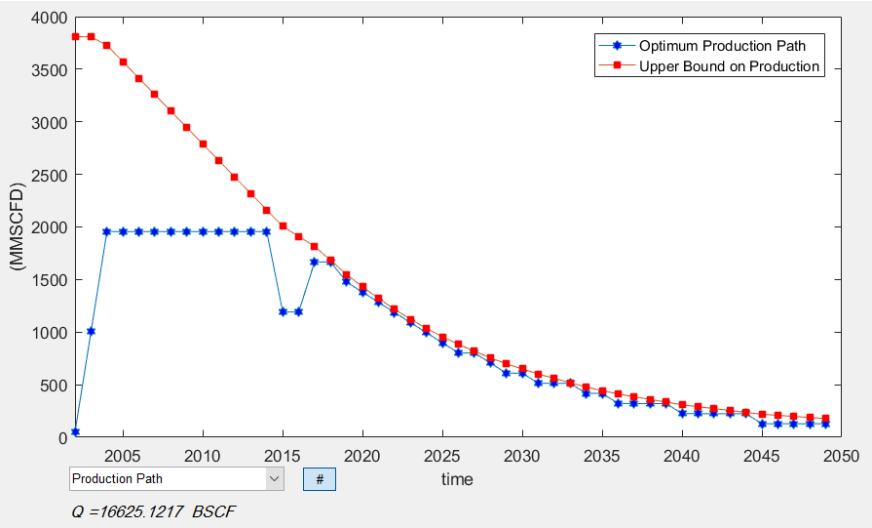


شکل۴. نمودارمسیر قیمت در سناریو براساس مرجعEIA

مأخذ: EIA,2017

مسیر بهینه تولید در سناریو مرجع به صورت زیر می‌باشد. همان‌طور که ملاحظه می گردد در سال‌های ابتدایی با توجه به بالا بودن قیمت، میزان بهینه تولید برابر با سقف تولید ممکن (با توجه به ظرفیت خط لوله و پالایشگاه) بوده و در سال‌های میانی با توجه به کاهش قیمت، میزان تولید بهینه نیز به منظور بهره‌گیری از عواید بیشتر در سال‌های آتی همزمان با افزایش مجدد قیمت، کاهش یافته است. از سال ۲۰۲۰ به بعد، میزان تولید بهینه، برابر با سقف ممکن تولید می‌باشد. بر این اساس تولید انباشتی بهینه در دوره مورد بررسی برابر با ۱۶۶۲۵ میلیارد فوت مکعب خواهد بود.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]



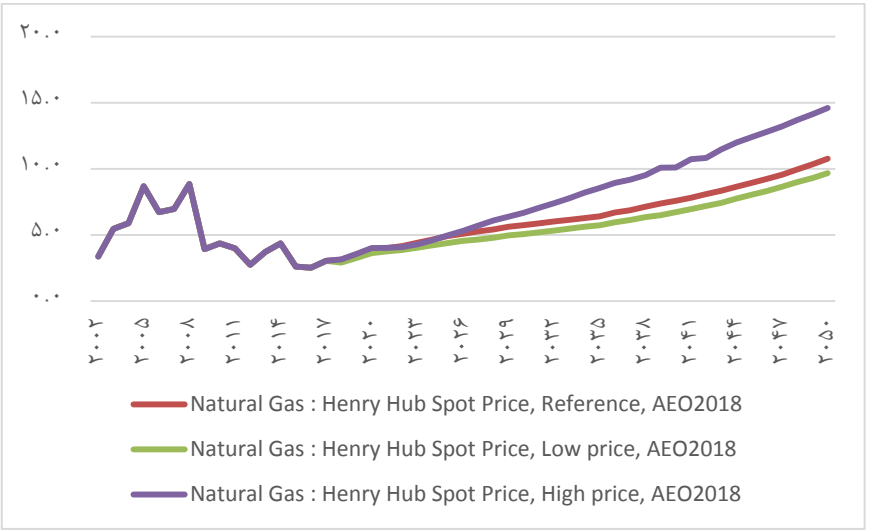
شکل۵. نمودار مسیر بهینه تولید در سناریو براساس مرجع EIA

در ادامه به منظور بررسی تأثیر پارامترهای مختلف اقتصادی بر مسیر بهینه تولید، مدل در سناریوهای مختلف قیمتی، نرخ تنزیل و هزینه اجرا شده و مسیر بهینه تولید به دست آمده مورد بررسی قرار گرفته است.

۵-۱. سناریوهای قیمتی

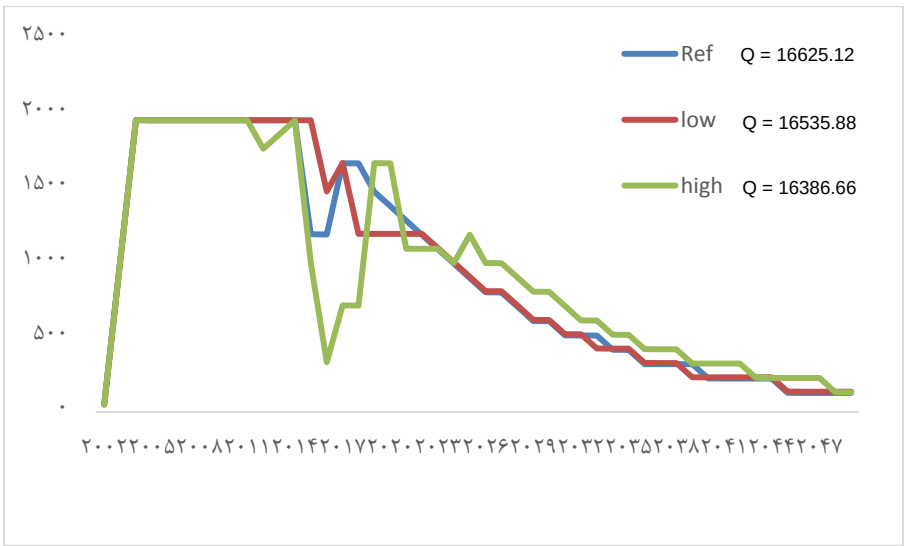
به منظور بررسی تأثیر مسیرهای مختلف قیمت گاز سه سناریوی قیمتی مختلف در نظر گرفته شده است. طبق نمودار شکل۶ در تمام سناریوهای مذکور قیمت سال‌های گذشته (از سال۲۰۱۷-۲۰۰۲) برابر با قیمت محقق شده هنری‌هاب در نظر گرفته شده و قیمت سال‌های آتی بر اساس پیش‌بینی اداره اطلاعات انرژی امریکا تا سال ۲۰۵۰ در سه سناریو قیمتی پایین، مرجع و بالا در نظر گرفته شده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]



نمودارشکل۶. نمودارمسیر قیمت در سناریوهای مختلف

پارامترهای مدل، مسیر تولید در سناریوهای قیمتی فوق‌الذکر به صورت زیر می‌باشد.



شکل۷. مسیر بهینه تولید در سناریوهای مختلف قیمت

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

همان‌طور که ملاحظه می‌گردد در سال‌های اولیه قیمت تأثیری بر میزان تولید بهینه نداشته و مقدار بهینه تولید برابر با سقف تولید ممکن می‌باشد. در سناریو قیمتی بالا، که پیش‌بینی می‌شود در سال‌های بعد قیمت افزایش بیشتری داشته باشد، تولید بهینه در سال‌های میانی به شدت کاهش می‌یابد تا بتوان از ذخایر باقی‌مانده مخزن جهت تولید بیشتر در سال‌های انتهایی استفاده نمود. در سناریو قیمت مرجع نیز این موضوع با شدت کمتری صادق است و تولید بهینه در سال‌های میانی نسبت به سناریو قیمتی پایین کمتر و در سال‌های انتهایی بیشتر خواهد بود. اما در سناریوی قیمتی پایین که پیش‌بینی می‌شود قیمت گاز در دوره مورد بررسی با افزایش زیادی روبرو نباشد، تولید بهینه در سال‌های میانی نزدیک به سقف تولید بوده و در سال‌های انتهایی نسبت به سایر سناریوهای قیمتی میزان تولید کمتر خواهد بود.

لذا می‌توان گفت پیش‌بینی دقیق قیمت در سال‌های آتی نقش به سزایی در تعیین تولید بهینه از منظر دولت دارد، و سیاستگذاران صنعت نفت و گاز کشور بایستی علاوه بر مسائل فنی، مسائل اقتصادی همچون قیمت گاز را در تعیین میزان تولید سالیانه را مد نظر قرار دهند.

۵-۲. سناریوهای عامل تنزیل

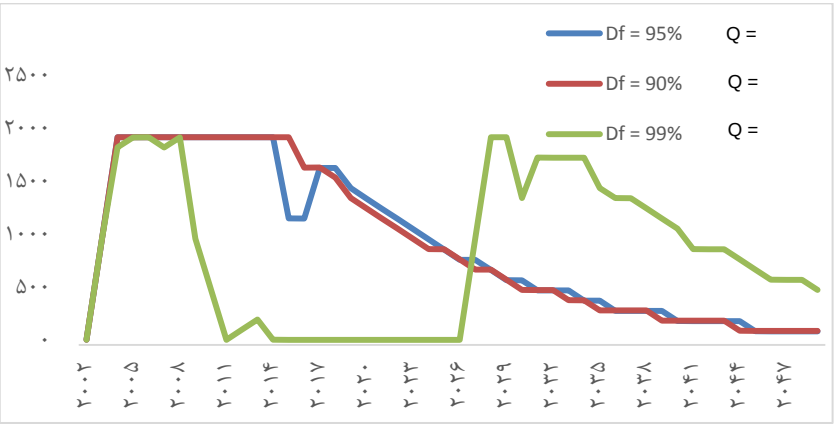
یکی دیگر از پارامترهای مهم اقتصادی که نقش به سزایی در تعیین مسیر بهینه تولید دارد، عامل تنزیل است.

اگر نرخ تنزیل را با r نشان دهیم، عامل تنزیل برابر است با : $\beta = \frac{1}{1+r}$. لذا این دو پارامتر با یکدیگر رابطه عکس دارند. نرخ تنزیل قابل قبول در صنعت نفت و گاز بین ۹ تا ۱۲ درصد می‌باشد (ون‌رنزبرگ، ۲۰۰۰[1]). البته به طور کلی نرخ تنزیل برای دولت نسبت به سرمایه‌گذاران خصوصی، به مراتب پایین‌تر است و اساسا دولت‌ها بر خلاف شرکت‌های نفتی به سود جاری (غیر تنزیل شده) یک پروژه اهمیت می‌دهند. لکن با توجه به مشترک بودن میدان مورد بررسی و

1. VanRensburg

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

عدم هماهنگی میان دو کشور ذینفع در زمینه یکپارچه‌سازی میدان، که نتیجه آن رقابت در برداشت حداکثری از مخزن خواهد بود، نمی‌توان عامل تنزیل دولت را بسیار بالا در نظر گرفت. لذا در سناریوی مرجع عامل تنزیل برابر با ۹۵٪ در نظر گرفته شده است و به منظور بررسی تأثیر این پارامتر بر مسیر بهینه تولید، مسیر مذکور در دو سناریوی ۹۰٪ و ۹۹٪ نیز محاسبه شده است.



شکل۸. مسیر بهینه تولید در سناریوهای مختلف عامل تنزیل

همان‌طور که در نمودار فوق مشاهده می‌گردد، افزایش عامل تنزیل که به معنای افزایش ارزش فعلی درآمدهای آتی است، تأثیر قابل توجهی بر مسیر بهینه تولید دارد. به‌گونه‌ای که تولید بهینه در سال‌های میانی (با توجه به کاهش قیمت) بسیار پایین محاسبه شده است و افزایش تولید به سال‌های انتهایی منتقل شده است.

٦. نتیجه‌گیری

مهمترین نتیجه به دست آمده از این پژوهش، اهمیت پارامترهای اقتصادی همچون مسیر قیمت مورد پیش‌بینی برای گاز تولیدی و عامل تنزیل جریان درآمدی دولت، در تعیین مسیر بهینه تولید از میدان مشترک پارس جنوبی است. لذا نمی‌توان تنها به دلیل مشترک بودن میدان، تولید حداکثری از میدان را اقتصادی دانست و تنها پارامترهای فنی و مهندسی را در تعیین میزان تولید از مخزن، مد نظر قرار داد. به بیان دیگر حداکثر بازدهی یک مخزن لزوما حصول حداکثر ضریب

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

بازیافت هیدروکربن نمی‌باشد. براین اساس ضروری است حداکثر رساندن بازدهی اقتصادی (ارزش خالص فعلی طی عمر مخزن) در توسعه میادین هیدروکربنی مدنظر قرار گیرد.

یکی دیگر از نتایج به دست آمده از این مقاله این است که با توجه به درآمدهای بسیار بالای میادین هیدروکربوری نسبت به هزینه‌های استخراج، تغییرات هزینه‌های عملیاتی تأثیری بر مسیر بهینه تولید ندارد. البته هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه میدان و اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت که ظرفیت تولید را تعیین می‌کند و ضریب بازیافت را تغییر می‌دهد مسیر تولید و میزان تولید انباشتی را می‌تواند تغییر دهد.

منابع

بکی حسکوئی، مرتضی(۱۳۸۹)، الگوی برداشت بهینه از ذخایر هیدروکربوری ایران درقالب یک مدلCGEپویا؛ *رساله دکتری* ، دانشگاه علامه طباطبایی.

دکتر مجید احمدیان (۱۳۹۶)، " نظریه بازار و کاربرد آن برای منابع انرژی پایان پذیر"

صابری علی، تکلیف عاطفه، خورسندی مرتضی و علی طاهری فرد (۱۳۹۶)، " بررسی اثر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت و عایدی طرفین قرارداد مشارکت در تولید". *فصلنامه پژوهش‌های سیاست گذاری وبرنامه ریزی انرژی*، ۳ (۹) صص ۷۵-۱۱۲.

صاحب‌هنر، حامد (۱۳۹۶)، "تحلیل مقایسه‌ای مسیر بهینه تولید نفت در چارچوب قراردادهای نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) با استفاده از مدل برنامه ریزی پویای تصادفی"، *رساله دکتری*، دانشگاه فردوسی مشهد.

طاهری فرد، علی(۱۳۹۳)، "بهینه سازی پویای تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قرارداد بیع متقابل"، *رساله دکتری*، دانشگاه فردوسی مشهد.

عسکری، محمدمهدی؛ شیریجیان، محمد و علی طاهری فرد (۱۳۹۴). تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران، *پژوهشنامه اقتصادی*، ۱۵(۵۸) صص ۱۵۸-۱۱۱.

مجید احمدیان و ویدا ورهرامی(۱۳۹۲)، فصل نامه علمی - پژوهشی مطالعات اقتصادی- کاربردی در ایران، صص ۱۲۱-۱۰۵.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]

محمدی، تیمور و منیره معتمدی (۱۳۸۸)، " بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل) با تأکید بر تولید صیانتی"، *پژوهشنامه اقتصادی*، سال دهم ، شماره سوم، صص۲۶۵-۲۳۳.

قربانی پاشا کلایی، وحید؛ خورسندی، مرتضی؛ محمدی، تیمور؛ خالقی، شهلا؛ شاکری، عباس و سید تقی ابطحی فروشانی (۱۳۹۳)،" الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه"، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۴ شماره ۱۳، صص ۲۲۰-۱۹۱.

Adelman, M. A (1993b), "Modelling World Oil Supply," The Energy Journal, No.14, pp. 1-31.

Chermak, J. M, Crafton, J, Norquist, S. M, and R.H. Patrick (1999). "A Hybrid Economic–engineering Model for Natural Gas Production". *Energy Economics*, 21(1), pp. 67-94.

Farzin, Y. Hossein (1984)," The Effect of the Discount Rate on Depletion of Exhaustible Resources" , *The Journal of Political Economy*, Vol. 92, No. 5 , pp. 841-851

Gao, Weiyu, Hartley ,Peter, Sickles, Robin C. (2004), " Optimal Dynamic Production Policy: The Case of a Large Oil Field in Saudi Arabia"

Gas Condensate Reservoir (2015), "General Information of South Pars", Reservoir Study of Pogc Department

Hartley Peter, Kenneth B. Medlock III (2008) "A Model of the Operation and Developmentof a National Oil Company", *Energy Economics*, No. 30 ,pp 2459–2485

Khalatbari, Firauzeh (1977), "Market Imperfections and the Optimum Rate of Depletion of Natural Resources" *Economica, New Series*, Vol. 44, No. 176, pp. 409-414.

Lin, C.Y. Cynthia (2004)," Optimal World Oil Extraction: Calibrating and Simulating the Hotelling Model"

Lin, C.Y. Cynthia (2009), "Insights from a Simple Hotelling Model of the World Oil Market", *Natural Resources Research*,Vol. 18, No.1.

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

Smith, J. L. (2014). "A Parsimonious Model of Tax Voidance and Distortions in Petroleum Exploration and Development". *Energy Economics*, No. 43, pp.140-157.

Gharebaghi S., Rostami M., A. Emami Meybody (2016) "Survey and Determine the Optimal Level of Crude Oil Production One of the largest Oil field in Iran via Dynamic optimization Model"

Uhler, R.S. (1979). "The Rate of Petroleum Exploration and Extraction". In: Pindyck, R.S. (Ed.), Advances in the Economics of Energy and Resources, vol. 2. JAI Press, Inc., Greenwich, pp. 93-118.

South Parse Development (1998),"Master Development Plane", pp 3-30.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-11-09]