فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال نوزدهم / شماره ۸۰/ بهار ۱۴۰۳ / صفحات ۱۶۱-۱۳۱

# برآورد مسیر بهینه تولید نفت در یکی از میادین جنوب کشور

**اسماعیل رجبی**
**دانشجوی اقتصاد نفت و گاز، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، دانشگاه آزاد واحد تهران مرکزی، تهران، ایران، esmaeelrajabi۵@gmail.com**

**قدرت الله امام وردی[۱]**
**استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، دانشگاه آزاد واحد تهران مرکزی، تهران، ایران، ghemamverdi۲@gmail.com**

**علی اصغر اسماعیل نیا**
**استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، دانشگاه آزاد واحد تهران مرکزی، تهران، ایران، aeketabi@gmail.com**

**مرجان دامن کشیده**
**استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، دانشگاه آزاد واحد تهران مرکزی، تهران، ایران، m.damankeshideh@yahoo.com**

**تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۵/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۱/۱۸**

## چکیده

شوک‌های نفتی دهه ۱۹۷۰، یکی از عوامل مهم در افزایش اهمیت بهره‌برداری بهینه از منابع نفتی به شمار می‌روند به طوری که از بعد اقتصادی نظریه هتلینگ (۱۹۳۱) در این سال‌ها دوباره توسط اقتصاددانان مورد بازبینی و از بعد فنی روش‌های بهبود بازیافت نفت (EOR) مورد توجه قرار گرفت. بهره‌برداری بهینه از دید فنی روش‌های بهبود بازیافت را با توجه به حداکثر نرخ کارا (MER) مد نظر دارد و از دید اقتصادی نیز حداکثر سود تنزیل شده با توجه به شرایط بازار را جستجو می‌کند. در این مطالعه، مسیر بهینه تولید برای یکی از میادین جنوب کشور که در آن هدف حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود حاصل از برداشت از یک میدان نفتی است، به مدت چهل سال و با استفاده از برنامه رایانه‌ای طراحی شده در نرم افزار متلب از سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰ شبیه‌سازی و تحلیل شده است. به منظور بهینه‌سازی آن گام‌های حل مساله با استفاده از الگوریتم ازدحام ذرات (PSO) بیان می‌شود. در این راستا از دو نرخ تنزیل ۱۵ و ۲۵ درصد و سه سناریوی قیمتی بالا، مرجع و پایین استفاده شده است. نتایج مطالعه حاضر نشان می‌دهد که با اجرای برنامه‌های افزایش برداشت و تزریق گاز به میدان در طول دوره شبیه‌سازی حجم قابل استخراج از میدان بیش از ۲۰ درصد افزایش خواهد یافت و تولید تجمعی نیز بر اساس مسیر تولید بهینه پیشنهادی افزایش می‌یابد.

**طبقه‌بندی JEL:** Q۲۲, A۱۹, A۲۳, Q۱۴

**کلیدواژه‌ها**: تولید نفت، مسیر بهینه تولید، الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات، تولید صیانتی، میدان نفتی جنوب

[۱] نویسنده مسئول

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

**۱- مقدمه**

یکی از مسایل شایان توجه در قرن اخیر، مساله منابع نفت و گاز و قواعد و مقررات حاکم بر بهره‌برداری از این منابع عظیم است که از دیر باز مورد توجه دولت‌ها و شرکت‌های نفتی فراملی (بین‌المللی) بوده است. نفت (مشتمل بر نفت خام، گاز طبیعی و میعانات گازی) کالای خاص و استراتژیکی است که نمی‌توان آن‌ها را در ردیف سایر کالاها قرارداد. نفت برای کلیه کشورها اعم از تولیدکننده و یا مصرف‌کننده اهمیت بسیار زیادی دارد. کشورهای تولیدکننده به نحو فزاینده‌ای به تولید نفت و درآمدهای حاصل از آن وابسته‌اند و قطع یا کاهش تزریق دلارهای نفتی به شدت به اقتصاد آنان آسیب می‌رساند. از طرف دیگر، تمدن و شکوفایی اقتصادی کشورهای صنعتی و مصرف‌کننده نیز به تامین انرژی متکی است. حدود هفتاد درصد انرژی مورد نیاز دنیا از طریق نفت وگاز تامین می‌گردد و در حال حاضر امیدی برای کاهش سهم نفت و گاز در سبد انرژی جهان وجود ندارد.

کشورهای صاحب نفت برای استخراج منابع نفت و گاز خود به سرمایه، دانش و مدیریت موجود در کشورهای مصرف کننده نیاز دارند و در مقابل کشورهای مصرف‌کننده نیز برای اطمینان از عرضه با ثبات منابع انرژی به سرمایه‌گذاری و مشارکت در این کشورها نیاز دارند. بنابراین سرمایه‌گذاری خارجی در نفت و گاز فقط برای کسب درآمد نیست و ممکن است به طور کامل از اقتصادهای بازار و رقابت پیروی نکند. بطور مثال حتی اگر دو کشور نفت خیز برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت خود شرایطی را ارایه کنند، کلیه سرمایه‌گذاران نفتی الزاما به سمت کشوری که شرایط مالی جذاب تری را پیشنهاد می‌کند، سوق پیدا نخواهند کرد.

حق دایمی و انحصاری کشورها بر منابع طبیعی خود از دیگر مسایل خاصی است که در مورد نفت و گاز مطرح می‌شود و تاثیرات زیادی روی قراردادها و سرمایه‌گذاری‌های خارجی خواهد داشت. به موجب این اصل هیچ دولت یا حاکمی حق ندارد با اعطای امتیازات یکجانبه و خارج از معمول منابع طبیعی خود را به تاراج دهد و اگر چنین کرد دولت‌های بعدی به آن پایبند نخواهند بود و می‌توانند از صاحبان امتیاز خلع ید کنند.

نفت و گاز تجدید ناپذیرند و از این رو مصرف آنها نباید مورد تشویق قرار گیرد. قیمت نفت و گاز نباید آنقدر کم باشد که موجب مصرف بی رویه آن گردد و وابستگی

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

جهانی به این منبع انرژی را افزایش دهد. همچنین قیمت نفت و گاز نباید به قدری زیاد باشد که به رکود اقتصادی و ایجاد تنش و درگیری بین کشورهای مصرف کننده و تولیدکننده منجر شود و انگیزه را برای کشورهای مهاجم جهت دخالت یا حمله به کشورهای صاحب نفت فراهم سازد. تولید، انتقال و مصرف نفت و گاز به شدت به محیط زیست آسیب می‌زند. تولید نفت و گاز می‌تواند آب، خاک و هوا را در خشکی و دریا آلوده کند. حمل و نقل نفت نیز آسیب‌های جدی به محیط زیست می‌زند و اگر مراقبت نشود کل اکو سیستم دچار آسیب خواهد شد. بخش بزرگی از تغییرات آب و هوایی که از دهه‌های قبل شروع شده، ناشی از مصرف نفت و گاز می‌باشد.

در برنامه‌ریزی برای توسعه کشور، رفع وابستگی از درآمد نفت، قدم اصلی بوده و منافع ملی در بلند مدت ایجاب می‌کند که دولت با بهره‌برداری بهینه از مخازن نفتی، ضمن رفع تنگناهای جاری ارزی، نسل‌های آینده را نیز از این درآمد بهره‌مند سازد. همچنین با توجه به اجتناب ناپذیری از تخلیه اقتصادی نفت و امکانات بالقوه ایران در ذخایر نفت و گاز، موضوع صیانت از مخازن، منافع نسل‌های آتی و به کارگیری ابزارهای افزایش ضریب بازیافت با توجه به تجربه موفق روش تزریق گاز در ازدیاد تولید نفت ایران اهمیت روزافزون دارد.

به طور کلی، هدف این مطالعه کمک به پیشرفت تکنیک‌های بهینه‌سازی در صنعت تولید نفت است که می‌تواند به شیوه‌های تولید نفت کارآمدتر و پایدارتر منجر شود. با در نظر گرفتن جمیع شرایط فنی، ساختاری و اقتصادی و با استفاده از امکانات و محدودیت‌های موجود، مطالعه حاضر به برآورد مسیر بهینه تولید یکی از میادین جنوب کشور می‌پردازد. در این تحقیق تلاش می‌گردد به پرسش‌های زیر پاسخ داده شود :

الف) اختلاف میزان تولید کنونی با میزان تولید بهینه در میدان نفتی مورد بررسی، چه میزان است؟

ب) بهره‌برداری بهینه از میدان نفتی مورد بررسی، می‌تواند، به صورت اقداماتی برای جلوگیری از آسیب فنی به میدان و تولید صیانتی از آن باشد؟

با توجه به شرایط خاص اقتصاد ایران و در مقایسه با سایر پژوهش‌های انجام شده نرخ بازگشت سرمایه ۱۵ درصدی بر پایه تورم نرخ بازگشت سرمایه ۲۵ درصدی به منظور جلب رضایت سرمایه‌گذار درنظر گرفته‌شده است. موضوع دیگر اینکه در مطالعات

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

پیشین نرخ بازگشت سرمایه ۵ و ۱۰ و ۳۰ درصد در نظر گرفته شده است ولی در این مقاله ۱۵ و ۲۵ درصد ملاک عمل قرار گرفته است.. همچنین انتخاب میدان مورد بررسی از نظر ادامه عمر فنی میدان تا ۶۰ سال آینده برابر پیش‌بینی‌های انجام شده، می‌تواند به عنوان نوآوری در این پژوهش مد نظر قرار گیرد.

مطالعه حاضر به پنج بخش تقسیم شده است. در بخش اول مقدمه و در بخش دوم مروری بر ادبیات و پیشینه تجربی پژوهش مورد بررسی قرار گرفته است. سپس، بخش سوم، روش‌شناسی استفاده شده در پژوهش را توضیح داده و در بخش چهارم برآورد مدل و تجزیه و تحلیل داده‌ها ارایه خواهد شد. بخش پنجم نیز، شامل جمع بندی و ارایه پیشنهادات می‌باشد.

## ۲- مروری بر ادبیات و پیشینه نظری

در ادامه اشاره‌ای داریم به تحقیقات انجام شده قبلی در رابطه با موضوع مورد بررسی و سوابق پژوهشی در این زمینه ارایه خواهد شد.

رازقندی[1] و همکاران (۲۰۲۱) الگوریتم ژنتیک و بهینه‌سازی ازدحام ذرات را برای بهینه‌سازی شرایط چاه نفت در یک میدان نفتی جنوب ایران مقایسه کردند و دریافتند که بهینه‌سازی ازدحام ذرات بهتر از الگوریتم ژنتیک است. بهینه‌سازی همزمان، نتایج بهتری نسبت به بهینه‌سازی متوالی به همراه دارد و سودآوری پروژه را بهبود می‌بخشد. شکری و همکاران (۱۳۹۶) در مطالعه‌ای بیان داشتند که برنامه‌ریزی برای برداشت بهینه منابع نفت با استفاده از الگوریتم ازدحام ذرات در میدان نفت آزادگان جنوبی با استفاده از سه سناریوی قیمتی و دو سناریوی نرخ تنزیل به افزایش بیش از ۶ میلیارد بشکه نفت و تولید تجمعی بیش از ۳ میلیارد بشکه نفت ختم شد. احمدی و همکاران نیاز به برآورد دقیق بهره‌وری در چاه‌های نفتی افقی را به دلیل پیچیدگی آن‌ها در مقایسه با چاه‌های عمودی مورد بحث قرار دادند. این مطالعه روش‌های جدیدی را با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی[2] و بهینه‌سازی ازدحام ذرات برای پیش‌بینی دقیق بهره‌وری ارایه نموده است. تکنیک‌ها تطابق قوی با داده‌های واقعی را نشان دادند و به میانگین درصد خطای مطلق کم (<۰/۸۲درصد) دست یافتند. محمد و همکاران

1. Razghandi
2. artificial neural network (ANN)

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

(۲۰۱۱)، اهمیت کمی‌سازی عدم قطعیت در پیش‌بینی‌های تولید هیدروکربن در صنعت نفت را مورد بحث قرار دادند و یک رویکرد بهینه‌سازی ازدحام ذرات چند هدفی را برای تطبیق تاریخچه مخزن معرفی کردند که امکان سرعت همگرایی سریع‌تر و تطابق تاریخچه بهتر را در مقایسه با رویکرد تک هدفی فراهم. آساره[1] و همکاران، در پژوهشی از تکنیک‌های بهینه‌سازی ازدحام ذرات و الگوریتم ژنتیک برای تخمین تقاضای نفت در ایران براساس شاخص‌های اجتماعی-اقتصادی استفاده کردند. مدل‌ها با میانگین خطای نسبی کم به نتایج دقیقی دست یافتند و تقاضای آتی نفت در ایران تا سال ۲۰۳۰ پیش‌بینی شد. حوسنی[2] در پژوهشی با استفاده از الگوریتم ژنتیک بهینه‌سازی بیان داشت که در دوره‌های توسعه میدان‌ها با محدودیت‌های مربوط به مخارج سرمایه‌ای عملیاتی و تجهیزات حفاری صورت می‌گیرد. هدف این مطالعه حداکثر کردن ارزش فعلی خالص در طرح‌های منتخب به عنوان متغیر اقتصادی است (Husni, 2008). توکلیان و جلالی فراهانی(۲۰۰۶) در پژوهشی الگوریتم ژنتیکی برای بهینه‌سازی تولید و طراحی چاه‌های هیدروکربنی مورد بررسی قرار دادند. این الگوریتم می‌تواند با تحلیل سیستم تولید هیدروکربوری و تعداد متغیرهای تصمیم، بهترین مقادیر را برای عملکرد چاه‌ها تعیین کند. در این مطالعه، الگوریتم ژنتیکی برای بهینه‌سازی سایز لوله مغزی، سایز کاهنده و فشار تفکیک‌کننده‌ها استفاده شده و نتایج آن با نرم افزار مورد نظر مقایسه شده است. آقای تیمور محمدی (۱۴۰۰) در مقاله‌ای با عنوان «تاثیر قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران IPC بر مسیر بهینه تولید و حفاری میدان یادآوران» می‌پردازد. در این مطالعه هدف مقایسه کارآمدی اقتصادی قراردادهای نفتی (IPC)، بیع متقابل و مشارکت در تولید است. این مطالعه همچنین مسیر بهینه تولید از میدان نفتی یادآوران و عملیات حفاری آن را که به دلیل مجاورت با عراق از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است نشان می‌دهد. این نتایج با استفاده از داده‌های واقعی میدان و به وسیله الگوریتم SQP توسط نرم افزار متلب برآورد شده است. در این پژوهش اثبات گردید که قرارداد بیع متقابل با سقف هزینه سرمایه‌ای نامناسب است و با توجه به ضریب بازیافت میدان کمترین کارآمدی ثبت شده است. از این رو نتیجه

1. Assareh
2. Husni

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

می‌گیرد قرارداد نفتی ایران به ویژه در میادین نفتی مشترک می‌تواند جایگزین مناسبی برای قرارداد بیع متقابل باشد.

ذوالنور و متین (۲۰۱۶) در پژوهشی به حل مساله کنترل بهینه برای تولید نفت ایران پرداختند. آن‌ها با استفاده از معادله بلمن و شبیه‌سازی مخازن نفتی تاثیر عوامل مختلف از جمله تزریق گاز و آب بر تولید را مورد بررسی قرار دادند. همچنین، تاثیر مسایل اقتصادی و سیاسی بر تولید نفت و نحوه ورود فناوری جایگزین نیز مورد ارزیابی قرار گرفت (ذوالنور و متین، ۲۰۱۶). طاهری‌فرد و سلیمی‌فر(۲۰۱۵) مطالعه‌ای به منظور مقایسه مسیر تولید بهینه میدان درود با مسیر تولید برنامه‌ریزی شده انجام دادند. نتایج نشان داد که قراردادهای بیع متقابل در این میدان در تولید بهینه میدان اختلال ایجاد می‌کند و دو دلیل انحراف تولید، انعطاف‌ناپذیری و توزیع نامناسب ریسک در قراردادهای بیع متقابل عنوان شد. قربانی پاشاکلایی و همکاران (۲۰۱۴)، بر روی یکی از میادین جنوب غرب ایران را مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها معتقد بودند که عدم برنامه‌ریزی اقتصادی در تولید نفت میدان و استفاده ناکارآمد از منابع نفتی و گازی در فرآوری صحیح آن، موجب ایجاد اختلاف بسیار زیادی بین مسیر تولید بهینه و مسیر واقعی می‌شود. شرافت و همکاران در پژوهشی میزان بهینه تولید نفت خام و سرمایه‌گذاری سالانه برای تولید نفت خام را محاسبه کردند. نتایج نشان داد که تولید، کمتر از حداکثر تولید سودآور است. تولید حداکثر سود روزانه حدود ۵ میلیون بشکه نفت است و برای دست یافتن به آن نیاز به سرمایه‌گذاری حدود ۳۰ میلیارد دلار است (جهرمی، محمدناصر، صمصامی، راهجردی و اباذر, ۲۰۱۱).

کرونبرگ[1] (۲۰۰۸) بیان می‌کند که نظریه هتلینگ در واقعیت قابل پیروی نیست. این نظریه معتقد است که قیمت منابع طبیعی تجدیدناپذیر، کمیابی آن‌ها را نشان می‌دهد اما قیمت‌های امروزی این ادعا را تایید نمی‌کند. به همین دلیل نویسنده این سؤال را مطرح می‌کند که آیا با شکست نظریه هتلینگ، بهینه‌سازی اجتماعی دست یافتنی است؟ پاسخ این سؤال مربوط به دلایلی است که باعث شکست بازار می‌شوند. بنابراین، اگر هزینه‌های تولید و اکتشاف یا پیشرفت‌های تکنولوژیکی عاملی در این فعالیت‌ها باشند شکست بازار رخ نمی‌دهد و بهینه‌سازی اجتماعی که وابسته به میزان

1. Kronenberg

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

تولید نفت است همچنان قابل دستیابی است. اما اگر شکست نظریه هتلینگ به دلیل عدم اطمینان در حقوق مالکیت یا تعاملات راهبردی بین فراهم‌کننده و تقاضاکننده رخ دهد، نقطه بهینه در بازار به طور قطع و یقین حاصل نمی‌شود. شکست بازار سرعت مصرف منابع را نسبت به بهینه‌سازی اجتماعی افزایش می‌دهد. لین[1] و واگنر[2] (۲۰۰۷) در مطالعه خود نشان می‌دهند که نظریه هتلینگ قابل بازبینی است. این نظریه تولید بهینه را بررسی می‌کند. نتایج حاکی از آن است که درباره ۸ منبع طبیعی تجدیدناپذیر، به ویژه نفت، در دوره زمانی ۱۹۷۴ تا ۲۰۰۴، این نظریه تأیید می‌شود. برای اثبات این نتایج روش‌های اقتصادسنجی از جمله رگرسیون‌های به ظاهر نامرتبط و روش سیستمی حداقل مربعات سه مرحله‌ای استفاده شده است. گودت[3] (۲۰۰۷) در پژوهشی بر اهمیت عواملی مانند هزینه‌های استخراج، دوام منابع، ساختار بازار و عدم قطعیت در تعیین نرخ بازده نگهداری ذخایر منابع طبیعی تاکید می‌کند. این نشان می‌دهد که در نظر گرفتن این عوامل می‌تواند شکاف بین قاعده هتلینگ و رفتار تاریخی قیمت منابع را پر کند، اما همچنین مسایل نظری و تجربی را که نیاز به توجه بیشتری دارند شناسایی می‌کند. سمانه عابدی (۱۴۰۰) در مطالعه «تدوین راهبردهای بهبود فرآیند تولید صیانتی از میدان نفتی پارسی» را با هدف آسیب شناسی تولید صیانتی از میدان نفتی پارسی و ارایه راهکارهای بهبود فرآیند آن انجام داده است. برای این منظور از رویکرد سوآت و تجزیه و تحلیل اطلاعات حاصل از پرسشنامه‌های تکمیل شده توسط کارشناسان و متخصصین شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب در سال ۱۴۰۰ بهره گرفته شده است. نتایج بیانگر آن است که وضعیت تولید صیانتی از میدان نفتی پارسی بر اساس نمرات نهایی ماتریس ارزیابی داخلی و خارجی در وضعیت راهبردهای محافظه کارانه قرار دارد. همچنین نتایج حاکی از آن است  که تخصص و کارایی نیروی کار و وجود دانش و فناوری لازم جهت استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت مخزن محور به عنوان مهم‌ترین نقاط قوت تعیین گردید. «تطبیق مسالۀ عدالت بین نسلی در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری و توسعۀ پایدار، لزوم توسعه ی حداکثری منابع» عنوان مقاله‌ای است که علی قدمیاری (۱۳۹۹)  ارایه داده است. در این مقاله تلاش بر این است تا ضمن بررسی

1. Lin
2. Wagner
3. Gaudet

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

مسالهٔ عدالت بین نسلی در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری و تطبیق این مساله با مفهوم توسعهٔ پایدار، به بررسی راهکار توسعهٔ حداکثری منابع هیدروکربوری و استفاده موثر از صندوق ذخیره ثروت (توسعه ملی) جهت بهره‌برداری بهینه و صیانتی از منابع هیدروکربوری بپردازد.

تکلیف و همکاران (۲۰۲۰) در پژوهشی تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز در پروژه‌های بالادستی ایران را ارزیابی کردند و بیان داشتند که در قراردادهای نفت و گاز، مسیر تولید تنها باتوجه به عوامل فنی- زمین‌شناسی برآورد می‌شود. هدف از این پژوهش، استفاده از مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات برای تعیین سطح بهینه تولید براساس فاکتورهای فنی، زمین‌شناسی و قراردادی است. ون[1] و همکاران (۲۰۱۱)، به منظور بهینه‌سازی فرآیند تولید در چاه‌های نفت و گاز، از روش تعیین وضعیت فنی استفاده کردند. این روش با تحلیل پارامترهای فنی هر چاه نظیر فشار آخرین برداشت و نرخ دبی سیال، بهترین راهکارها را برای حداکثر کردن ارزش فعلی خالص ارایه می‌دهد. در این مطالعه، از یک الگوریتم بهینه‌سازی پویای تقریبی[2] استفاده شده است که قادر به در نظر گرفتن محدودیت‌های مربوط به حداکثر واترکات[3] و حداکثر نرخ تولید هیدروکربور است. همچنین، این الگوریتم از قابلیت انجام بهینه‌سازی در دو حالت تولید اولیه و تولید پس از تزریق آب برخوردار است. این مدل برای اولین بار باتوجه به تجربیات پیشین در زمینه بهینه‌سازی فرآیند تولید در این پژوهش به کار گرفته شده است. علی طاهری فرد و محمد شیریجیان (۱۴۰۰) در مقاله‌ای با عنوان «مقایسه الگوی تولید بهینه قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید - مطالعه موردی میدان نفتی فروزان»، الگوی تولید بهینه نفت از میدان نفتی فروزان را با استفاده از روش کنترل بهینه گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG) در چارچوب قرارداد بیع متقابل و در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید برحسب مقادیر مختلف نسبت مالی نفت فایده در قالب سه سناریوی استخراج را با یکدیگر مقایسه می‌کنند. از مقایسه مسیر بهینه تولید نفت از میدان مذکور و در چارچوب این دو قرارداد نتیجه گرفته می‌شود که با افزایش نسبت نفت فایده و متعاقب آن افزایش سهم پیمانکار (یا شرکت نفت خارجی) به عنوان

1. Wen
2. Approximate Dynamic Programming (ADP)
3. Maximum Watercut

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

طرف بهره‌بردار قرارداد مشارکت در تولید سطح تولید سالانه و تولید انباشتی بهینه از میدان فروزان افزایش می‌یابد و با افزایش نسبت فوق از یک مقدار آستانه‌ای، حتی بالاتر از سطح تولید سالانه و انباشتی بهینه قرارداد بیع متقابل قرار می‌گیرد. اکنا توبیچکوا (۲۰۲۰) در مطالعه‌ای با عنوان «بهینه‌یابی بالا دادن گاز در پروسه‌های تولید نفت و گاز» بیان می‌کند که این امر مستلزم تزریق گاز فشرده به یک چاه تولیدکننده پایین یا غیر عملکردی جهت بیشینه کردن تولید نفت است.

فرآیند بالا دادن گاز مستلزم تزریق گاز از طریق حلقه‌های لوله محافظ (لوله‌گذاری) می‌باشد. گاز تزریق شده، سیال را تهویه می‌کند تا چگالی آن را کاهش دهد، آنگاه فشار باعث بالادادن ستون نفت شده و مایع را به بیرون از دهانه چاه می‌راند. مقدار گاز تزریق شده برای بیشینه‌سازی تولید نفت بر مبنای ژئومتری (هندسه) و شرایط چاه تغییر می‌کند. می‌توان با استفاده از تکنیک‌های هوش مصنوعی به بهینه‌سازی بالادادن گاز دست یافت. بسیاری از الگوریتم‌های مورد استفاده در استراتژی‌های بهینه‌سازی در این مقاله، الگوریتم‌های فراذهنی هستند. این بهینه‌سازی می‌تواند هزینه عملیاتی را کاهش و ارزش فعلی خالص را افزایش داده و بهبود دارایی را بیشینه نماید. (Ikenna, Tobechukwu)

در این راستا، با توجه به اجتناب ناپذیری از تخلیه اقتصادی نفت و حجم ذخایر نفت در ایران، موضوع صیانت از مخازن نفتی، افزایش ضریب بازیافت از طریق تزریق گاز و به دنبال آن بهره‌برداری بهینه از این منابع بر آن شدیم تا با فرض بر اینکه مسیر تولید کنونی منطبق بر مسیر تولید بهینه است و همچنین فرض این‌که طرح تزریق گاز منجر به افزایش حجم ذخایر قابل استحصال و افزایش نفت درجا می‌شود موضوع بهره‌برداری بهینه از یک میدان نفتی در جنوب کشور را مورد بررسی قرار دهیم. بنابراین از روش بهینه یابی الگوریتم ازدحام ذرات و با استفاده از نرم افزار رایانه‌ای متلب استفاده شده است و با حل این مساله مسیر بهینه تولید به دست می‌آید.

## ۳- روش پژوهش و مبانی نظری

روش مورد استفاده در این پژوهش به لحاظ هدف، کاربردی است. هدف از پژوهش حاضر حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود حاصل از برداشت از میدان نفتی در جنوب کشور با روش کمی است. روش گردآوری داده‌ها شامل مطالعه ادبیات پژوهش در قالب

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

کتاب‌ها، مقالات، نشریه‌ها و پایان‌نامه‌های مرتبط و جست‌وجو در پایگاه‌های اینترنتی در هر بخش و جمع‌آوری شاخص‌هایی با توجه به مطالعات پیشین بوده است. به منظور تجزیه و تحلیل داده‌ها از روش مدل‌سازی ریاضی برای بیان روابط میان پارامترها و متغیرها استفاده شده است. سپس نسبت به بهینه‌سازی مدل طراحی شده با استفاده از روش بهینه‌سازی اقدام می‌گردد. پیچیدگی مدل از لحاظ زمان حل چند جمله‌ای است و از روش‌های بهینه‌سازی دقیق و تقریبی استفاده می‌گردد. در این پژوهش، دو روش بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت با محدودیت‌های فنی و بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی مورد استفاده قرار می‌گیرند. یعنی قیدهای فنی و اقتصادی بر مدل اعمال خواهند شد، اما روش حل مدل با استفاده از یک الگوریتم تکاملی خواهد بود که از اطلاعات و داده‌های مربوط به یکی از میادین نفتی واقع در مناطق نفت‌خیز جنوب استفاده خواهد شد. جهت برآورد تابع سود یک بنگاه، مجموعه‌ای از توابع درآمدی و هزینه به کار گرفته می‌شوند. تابع درآمد بنگاه متشکل از قیمت و میزان تولید می‌باشد که با توجه به قیمت‌پذیر بودن بنگاه‌های تولیدی نفت خام (به سبب شرایط بازار جهانی این محصول)، قیمت براساس سناریوهای قیمتی جهانی برآورد می‌گردد. تابع تولید بنگاه نیز براساس محدودیت‌های فنی برداشت از مخازن هیدروکربوری، در نظر گرفته خواهد شد. تابع هزینه نیز براساس عوامل مختلف مانند میزان تولید، میزان تزریق گاز و نیز حجم ذخیره باقی‌مانده، برآورد می‌گردد. پس از آن، تابع سود به دست آمده و با اعمال عامل تنزیل در هر دوره، ارزش حال مجموع سود حاصل از فعالیت بنگاه در دوره چهل ساله (سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰) به دست می‌آید و تابع هدف نهایی مدل را تشکیل می‌دهد. این تابع هدف نیز بایستی با اعمال قیود فنی و اقتصادی متناسب با شرایط بنگاه، به صورت مقید، بیشینه شود. با درنظرگرفتن موارد فوق، مدل پیشنهادی را در ادامه بیان می‌کنیم :

**۳-۱- تابع هدف**

$$\pi = maxq_t \sum_{t=0}^{T} \beta^t [P_t q_t - C\left(q_t, g_t, S_t\right)] \qquad (۱)$$

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

### ۳-۲- پارامترها

**جدول ۱. پارامترهای تحقیق**

| پارامتر | مفهوم |
|---|---|
| $t$ | شاخص دوره زمانی جاری |
| $\pi$ | مجموع سود حاصل از فروش نفت از میدان در دوره زمانی ۴۰ ساله |
| $P_t$ | قیمت نفت خام ایران در دوره زمانی $t$ |
| $q_t$ | تولید سالانه نفت از میدان(میلیون بشکه نفت خام) در دوره زمانی $t$ |
| $S_t$ | حجم ذخیره اثبات شده (قابل استحصال) در دوره زمانی $t$ |
| $g_t$ | میزان تزریق گاز (معادل میلیون بشکه نفت خام) در دوره زمانی $t$ |
| $D$ | مجموع ذخایر نفتی اولیه و ثانویه میدان |
| $\omega$ | حداکثر نرخ تخلیه کارا |
| $\beta$ | فاکتور نرخ تنزیل |
| $C$ | هزینه تولید نفت از میدان |
| $\varphi$ | نسبت تزریق گاز به حجم ذخیره قابل استحصال |
| $\alpha$ | نسبت تولید نفت به هزینه‌های تولید |
| $\gamma$ | نسبت میزان ذخایر باقیمانده قابل استحصال به هزینه تولید نفت در هر دوره زمانی |
| $\theta$ | نسبت میزان تزریق گاز به هزینه تولید نفت |
| $MC$ | هزینه تولید یک بشکه نفت اضافی در بازیافت ثانویه |
| $AC$ | متوسط هزینه تولید نفت |

### ۳-۳- محدودیت‌ها

$$S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi g_t \quad (۲)$$

$$S = D \quad (۳)$$

$$\sum_{t=0}^{T} q_t \leq D \quad (۴)$$

$$q_t \leq q_{max} \quad (۵)$$

$$S_t \geq 0 \quad (۶)$$

$$q_t \geq 0 \quad (۷)$$

$$g_t \geq 0 \quad (۸)$$

$$P_t \geq 0 \quad (۹)$$

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

معادله (۱) برابر با تابع هدف و بیانگر ارزش حال مجموع سودهای حاصل از فروش نفت میدان طی یک دوره چهل ساله می‌باشد. پارامتر $\beta$نیز که بیانگر فاکتور تنزیل است بر اساس رابطه (۱۰) تعریف می‌شود.

$$\beta = \frac{1}{1+\rho} \qquad (۱۰)$$

تابع $C$ نیز بیانگر هزینه تولید نفت از میدان می‌باشد که وابسته به تولید نفت، میزان تزریق گاز و حجم ذخایر اثبات شده در دوره $t$ می‌باشد. به عبارتی داریم:

$C(q_t, g_t, S_t)$

معادله (۲) معادله وضعیت و یا همان قاعده حرکت یا انتقال مدل است که تغییرات حجم ذخیره میدان را طی زمان نشان می‌دهد. معادله (۳) بیانگر حجم ذخیره قابل استحصال میدان در زمان شروع مدل‌سازی است که برابر مجموع ذخایر اولیه و ثانویه میدان است و رابطه (۴) بیان می‌کند که مجموع تولید از میدان نفتی در عمر میدان، نمی‌تواند از حجم ذخایر اولیه و ثانویه میدان بیشتر باشد. رابطه (۵) نرخ حداکثر تخلیه کارا را نشان می‌دهد که با استفاده از روابط فنی مهندسی به دست آمده و بیانگر حداکثر نرخ تولید در هر دوره زمانی است که از لحاظ فنی به میدان آسیب نمی‌زند و در حقیقت، استخراج بیش از آن مقدار، تولید صیانتی از میدان را با اختلال روبرو می‌سازد. ذکر این نکته ضروری است که تولید صیانتی از مخازن به معنای حداکثرسازی میزان استخراج نفت در هر مقطع زمانی نیست، بلکه روش صیانتی تلقی می‌گردد که بتواند مجموع کل تولید از مخزن را در طول عمر مفید آن و با توجه به محدودیت‌های ناشی از خصوصیات طبیعی و وضعیت فعلی مخزن، همچنین ملاحظات اقتصادی مانند قیمت نفت خام و هزینه‌های مربوط به افزایش بازیافت، را حداکثر کند، بنابراین تولید صیانتی به معنای بهینه‌سازی تولید است.

روابط (۶) تا (۹) نیز سایر محدودیت‌های مدل را نشان می‌دهد که بر اساس آنها، متغیرهای حجم ذخایر قابل استحصال، میزان تولید نفت، میزان تزریق گاز و قیمت نفت در تمام دوره‌ها مقادیری غیر منفی دارند.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

**۳-۴- تابع هزینه تولید نفت**

در این مطالعه، به منظور برآورد تابع هزینه تولید نفت از تابع نمایی زیر استفاده شده است:

$$C_t = Aq_t^{\alpha} S_t^{\gamma} g_t^{\theta} \qquad (۱۱)$$

استفاده از این فرم تابعی منجر به لحاظ پویایی‌های تولید نفت و نیز پویایی‌های بازار جهانی نفت در تابع هزینه می‌شود. در این تابع متغیرهای $q_t$، $S_t$ و $g_t$ به ترتیب نمایانگر تولید سالانه نفت از میدان (میلیون بشکه نفت خام)، حجم ذخیره اثبات شده (میلیون بشکه نفت خام) و میزان تزریق گاز (معادل میلیون بشکه نفت خام) در هر دوره t هستند. با استفاده از این فرم تابعی، علاوه بر حسن خوش رفتاری ریاضی، پویایی‌های تولید نفت و بازار جهانی نفت در محاسبات هزینه مدنظر قرار می‌گیرند.

**۳-۵- برآورد پارامتر γ**

میزان ذخایر باقی مانده قابل استحصال در هر دوره با هزینه تولید نفت رابطه‌ای دارد و پارامتر γ این رابطه را نشان می‌دهد. برای کاهش ذخایر قابل استحصال، فشار مخزن کاهش می‌یابد و احتمالاً نیاز به افزایش فشار و حفر چاه‌های تولیدی بیشتر وجود دارد. به این ترتیب هزینه تولید افزایش می‌یابد، زیرا حجم ذخایر قابل استحصال کاهش می‌یابد. از این رو پارامتر γ بدون شک مقداری منفی خواهد داشت. برای تخمین و برآورد این پارامتر در این مطالعه به دلیل عدم دسترسی به داده‌های مورد نیاز از مقدار محاسبه شده در مطالعه لیتلی و لین (۲۰۱۲) استفاده می‌شود. آن‌ها این پارامتر را برای هفت میدان در آمریکا برابر با ۰/۵۴- محاسبه کرده‌اند.

**۳-۶- برآورد پارامتر α**

پارامتر α رابطه میزان تولید نفت با هزینه‌های تولید آن را نشان می‌دهد. با افزایش تولید نفت هزینه‌های تولید نیز افزایش می‌یابد. به بیان ریاضی مشتق اول تابع هزینه نسبت به تولید نفت مثبت است. در بیشتر مطالعات، مشتق دوم تابع هزینه نسبت به تولید نفت نیز مثبت است. این موضوع نشان می‌دهدکه مقیاس تابع هزینه نسبت به تولید نفت فزاینده می‌باشد. از طرفی برای میادینی که دوران اوج تولید خود را پشت سر گذاشته‌اند و در مرحله بازیافت ثانویه قرار دارند هزینهٔ افزایش تولید در مرحله ثانویه

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

بیش از هزینه تولید در مرحله اولیه است. در نتیجه هزینه تولید یک بشکه اضافی نفت در مرحلهٔ بازیافت ثانویه بیش از هزینه متوسط تولید نفت است. بنابراین :

$$\alpha = \frac{MC_q}{AC_q} \geq 1 \qquad (۱۲)$$

### ۳-۷- برآورد پارامتر θ

برآورد پارامتر θ در تابع هزینه، ارتباط بین تزریق گاز و هزینه تولید را نشان می‌دهد. به دلیل نیاز به تجهیزات خاص برای تزریق گاز مانند خطوط لوله انتقال تجهیزات افزایش فشار حفر چاه تزریقی و...، می‌توان انتظار داشت رابطه‌ای مثبت بین تزریق گاز و هزینه تولید وجود داشته باشد. به عبارت دیگر، θ باید مثبت باشد. برای محاسبه θ، به صورت زیر عمل می‌کنیم:

$$\frac{\partial C}{\partial g} = \theta A q_t^{\alpha} S_t^{\gamma} g_t^{\theta-1} = \theta \frac{C}{g} \rightarrow \theta = MC_g \frac{g}{C} \qquad (۱۳)$$

مطابق عبارت فوق، پارامتر θ برابر است با حاصل تقسیم کل هزینه تزریق گاز (حاصل ضرب هزینه نهایی تزریق گاز در حجم تزریق گاز) بر کل هزینه تولید نفت که براساس داده‌های میدان نفتی مورد بررسی محاسبه خواهد شد.

### ۳-۸- ضریب A

ضریب A نشان دهندهٔ سایر عوامل تاثیرگذار بر هزینهٔ تولید نفت می‌باشد که به صورت یک ضریب ثابت وارد مدل شده است.

### ۳-۱۰- حداکثر نرخ تولید کارا (MER)

حداکثر نرخ تولید کارا، به منظور پیشگیری از آسیب فنی به میدان و تولید صیانتی از آن، به صورت سهمی از میزان حجم ذخیره باقی‌مانده در هر دوره تعیین می‌شود:

$$Q_{max} = \omega S_t \qquad (۱۴)$$

در معادله فوق، $\omega$ حداکثر نرخ تولید کارا را نشان می‌دهد که براساس ویژگی‌های سنگی و سیال میدان و باتوجه به پارامترهایی مانند GOR (نسبت گاز به نفت)[1] و واتر

1. Gas Oil Ratio

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

کات[1] محاسبه و تعیین می‌گردد. براساس اطلاعات موجود در طرح جامع توسعه میدان (RMDP)، این پارامتر برای میدان نفتی مورد بررسی، برآورد خواهد شد.

### ۳-۱۱- برآورد معادله حرکت (پارامتر $\varphi$)

معادله شماره (۲) نشان‌دهنده قاعده حرکت مدل است. برای محاسبه حجم ذخیره قابل استخراج در دوره بعدی ابتدا حجم باقی مانده در دوره فعلی را با تقسیم آن به حجم تولید در هر دوره به دست می‌آوریم. سپس حجم اضافی قابل استخراجی که ناشی از تزریق گاز است به این عدد اضافه می‌شود. پس پارامتر و رابطه تزریق گاز با حجم ذخیره قابل استخراج را مشخص می‌کند و می‌تواند به صورت زیر محاسبه شود:

$$\frac{\partial S_{t+1}}{\partial g_t} = \varphi \cong \frac{\Delta S}{\Delta g} \qquad (۱۵)$$

بنابراین برای محاسبه پارامتر، بایستی نسبت کل حجم اضافه شده قابل استحصال بر اثر ازدیاد برداشت به کل حجم انباشتی گاز تزریقی به میدان (معادل میلیون بشکه نفت خام) محاسبه شود که این نسبت توسط پژوهشگر برای میدان نفتی مورد بررسی محاسبه خواهد گردید.

### ۳-۱۲- روش حل مدل

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، یک الگوریتم تکاملی است که با استفاده از همکاری و رقابت بین جواب‌ها، به سرعت جواب بهینه را برای مسایل پیچیده پیدا می‌کند. این الگوریتم، مبتنی بر فرایند تکامل در طبیعت است. هنگام اجرای تکنیک بهینه‌سازی ازدحام ذرات، تمام پاسخ‌ها دارای یک مقدار شایستگی[2] هستند که براساس تابع شایستگی تعریف شده برای مساله، محاسبه می‌شود. هدف این تکنیک، یافتن موقعیتی محلی است که دارای بهترین مقدار شایستگی در فضای مساله باشد. این تکنیک با شروع کردن با یک تعدادی پاسخ اولیه تصادفی (ذرات)، مقادیر شایستگی پاسخ‌ها را محاسبه کرده و با حرکت دادن این پاسخ‌ها در طول تکرارهای متوالی به دنبال یافتن جواب بهینه برای مساله است. در هر تکرار دو مقدار PBest (مکان بهترین مقدار

1. Water Cut
2. Fitness Value

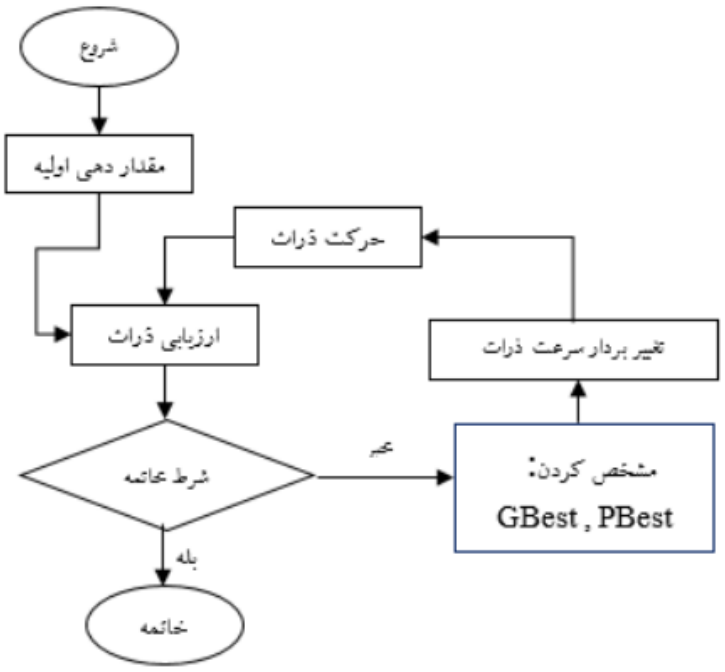
[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

شایستگی که هر ذره در طول حرکت خود به آن رسیده است) و GBest (مکان بهترین ذره در جمعیت فعلی) مشخص می‌شوند و پس از یافتن این مقادیر، سرعت حرکت ذرات و موقعیت بعدی هر ذره با استفاده از روابط زیر به دست می‌آید:

$$v_{id}^{k+1} = v_{id}^{k} + c_1 \times ran_1 \times \left(p_{id} - x_{id}^{k}\right) + c_2 \times ran_2 \times \left(p_{gd} - x_{id}^{k}\right) \qquad (۱۶)$$

$$x_{id}^{k} = x_{id}^{k} + v_{id}^{k+1} \qquad (۱۷)$$

$v_{id}^{k}$ و $x_{id}^{k}$ به ترتیب، d امین مؤلفه سرعت و d امین مؤلفه موقعیت از ذره i و تکرار k می‌باشند. $v_{id}^{k+1}$ و $x_{id}^{k+1}$ به ترتیب d امین مؤلفه سرعت و d امین مؤلفه موقعیت از ذره i در تکرار k+1 می‌باشند. $p_{id}$، d امین بعد بهترین موقعیت محلی از ذره i و $p_{gd}$، d امین بعد از بهترین موقعیت جهانی از ازدحام است. $c_1$ پارامتر شناسایی و $c_2$ پارامتر اجتماعی و همچنین $ran_1$ و $ran_2$ اعداد تصادفی معمولی در بازه (۱،۰) می‌باشند. گام‌های الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، به طور خلاصه در شکل ۱ نشان داده شده است.




**شکل ۱. گام‌های الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات (Talbi, 2009)**

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

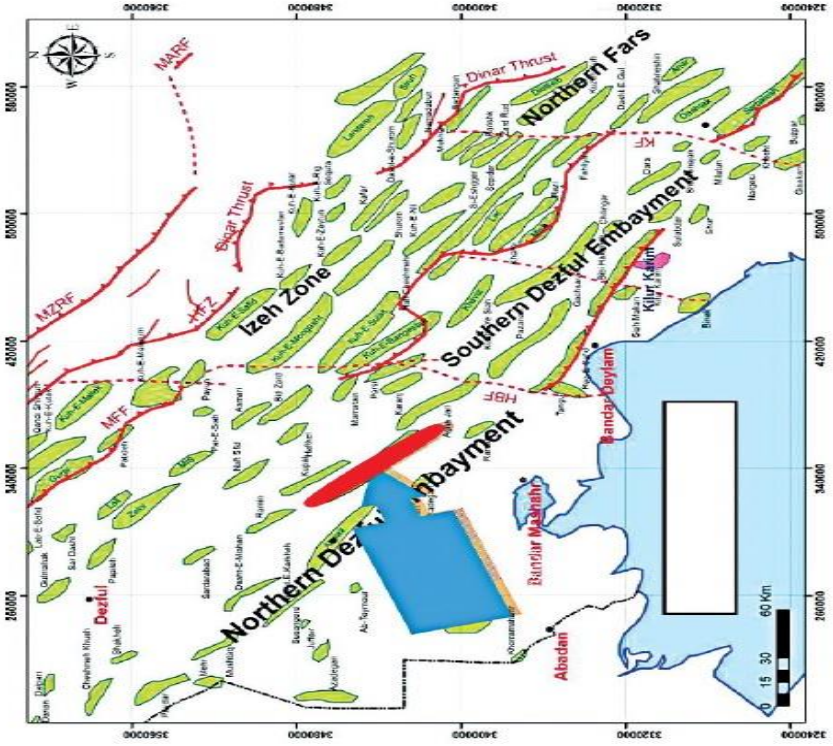
## ۴- برآورد مدل و تجزیه و تحلیل یافته‌ها

در این بخش، مسیر بهینه برای بهره‌برداری از نفت در یک میدان نفتی مورد بررسی قرار می‌گیرد. براساس مدل ریاضی ارایه شده، توابعی مانند تابع تولید نفت و تابع تزریق گاز به همراه متغیرهایی مانند میزان تولید، حجم ذخیره قابل استخراج و میزان گاز مورد نیاز جهت تزریق در هر دوره مورد استفاده قرار می‌گیرند. اطلاعات جمع‌آوری شده از میدان نفتی برای دوره‌ای به مدت ۴۰ سال (از سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰) انجام شده است. در ادامه توضیح مختصری در رابطه با میدان نفتی مورد بررسی ارایه می‌گردد.

### ۴-۱- میدان مورد نظر

میدان نفتی مورد بررسی، از میدان‌های بزرگ نفتی ایران است که در جنوب فروافتادگی دزفول واقع شده است. این میدان با حفر اولین چاه در سال ۱۳۴۲ خورشیدی کشف شد. این میدان از سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی تشکیل شده است که مخازن آسماری و بنگستان آن نفتی و مخزن خامی آن گازی می‌باشد. مخزن آسماری به طول ۶۷ کیلومتر و عرض متوسط ۵/۵ کیلومتر است. شیب ساختمانی میدان در مقاطع عرضی متغیر بوده بطوری که در دماغهٔ شرقی متقارن، در دماغهٔ غربی به طرف مرکز نامتقارن (محل خمش با حداکثر شیب حدود ۷۰ درجه) و به طرف شمال شرق حالت نیمه متقارن به خود گرفته است. رخنمون سطحی این میدان، سازند آغاجاری می‌باشد. حجم ذخیره نفت در جای میدان ۴۶ میلیارد بشکه برآورد می‌شود. همچنین پیش‌بینی شده است که عمر فنی میدان تا ۶۰ سال آینده ادامه خواهد داشت. در شکل ۲، موقعیت جغرافیایی سازند مورد نظر ارایه شده است.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]



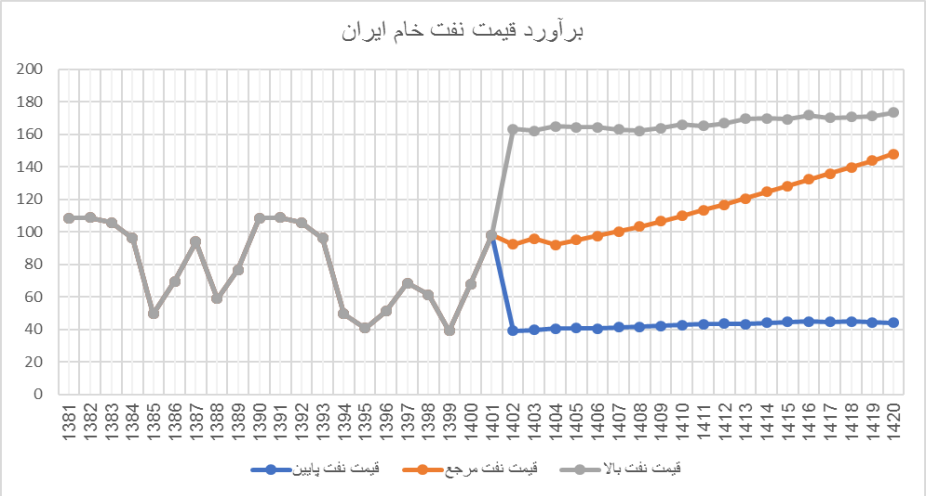

**شکل۲. مشخصات جغرافیایی سازند مورد بررسی**

### ۴-۲- برآورد قیمت نفت

براساس داده‌های چشم‌انداز جهانی انرژی ۲۰۲۳ که توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا[1] منتشر شده است، می‌توان مدل قیمت نفت را در سه سناریوی قیمتی متفاوت، یعنی قیمت مرجع، قیمت بالای نفت و قیمت پایین نفت پیش‌بینی نمود. در شکل ۳، تغییرات قیمت براساس این سه سناریو را می‌توان مشاهده نمود. در سه سناریوی قیمتی مذکور برای سال‌های ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰ پرداخته شده است.

1. Energy Information Administration (EIA)

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]




**شکل ۳. برآورد قیمت نفت خام ایران در سه سناریوی قیمتی در بازه ۱۴۲۰-۱۳۸۱**

(منبع: محاسبات محقق)

قیمت نفت خام را می‌توان مهم‌ترین عامل اقتصادی در شکل‌گیری و تغییر سود حاصل از فروش نفت میدان دانست. براساس مقادیر ارایه شده در شکل ۳، در مدل پیشنهادی از سه سناریوی مختلف قیمت نفت استفاده خواهد شد. همچنین اگرچه این قیمت‌ها در سال‌های ابتدایی، بسیار نزدیک به هم هستند، اما در سال‌های پایانی، اختلاف بسیاری دارند به طوری که اختلاف قیمت در چند سال پایانی دوره، به حدود ۱۳۰ دلار به ازای هر بشکه نیز می‌رسد.

### ۴-۳- نرخ تنزیل

در کنار قیمت نفت خام، نرخ تنزیل نیز دیگر عامل اقتصادی موثر بر مدل بهینه‌یابی پویای تولید نفت می‌باشد. عامل تنزیل که با نماد $\beta$ نشان داده شده است، میزان سود اسمی حاصل در هر دوره را به ارزش حقیقی آن در زمان حال تبدیل می‌کند تا در نهایت، مجموع ارزش حال سود حاصل از فروش نفت میدان محاسبه و بیشینه گردد. برای محاسبه عامل تنزیل ابتدا بایستی نرخ بازگشت سرمایه (ρ) محاسبه شده و سپس از طریق رابطه زیر، عامل تنزیل به‌دست آید:

$$\beta = \frac{1}{1+p} \qquad (۱۸)$$

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

در رابطه با برآورد نرخ بازگشت سرمایه، در این مطالعه باتوجه به وضعیت کنونی سیاسی-اقتصادی ایران و تورم بالای اقتصاد آن طی دوره‌های اخیر به‌خصوص سال‌های ۱۳۹۸ تا ۱۴۰۲، دو سناریو برای نرخ بازگشت سرمایه در نظر گرفته می‌شود: سناریوی اول، نرخ بازگشت سرمایه ۱۵ درصدی بر پایه تورم و سناریوی دوم نرخ بازگشت سرمایه ۲۵ درصدی بر پایه جلب رضایت سرمایه‌گذار در نظر گرفته شده است. بدین‌ترتیب جهت حل مدل، با دو عامل تنزیل ۰/۸۷ و ۰/۸۰ مواجه خواهیم بود.

### ۴-۴- معرفی سناریوها

باتوجه به آنچه در رابطه با دو متغیر اقتصادی و حالت‌های مختلف برآورد آن‌ها بیان شد، حاصل سه سناریوی قیمتی و دو سناریوی نرخ تنزیل، در مجموع شش سناریو خواهد بود. جدول ۲ به اختصار اطلاعات شش سناریو را نشان می‌دهد:

**جدول ۲. اطلاعات سناریوهای مطرح شده برای متغیرهای اقتصادی**

| عنوان متغیر | سناریوی اول | سناریوی دوم | سناریوی سوم | سناریوی چهارم | سناریوی پنجم | سناریوی ششم |
|---|---|---|---|---|---|---|
| قیمت نفت P | بالا | مرجع | پایین | بالا | مرجع | پایین |
| عامل تنزیل $\beta$ | ۰/۸۷ | ۰/۸۷ | ۰/۸۷ | ۰/۸۰ | ۰/۸۰ | ۰/۸۰ |

(منبع: محاسبات محقق)

### ۴-۵- پارامترهای اولیه

در این پژوهش، برای تعیین مسیر بهینه برداشت نفت از میدان نفتی مورد نظر، ابتدا نیاز به جمع‌آوری داده‌های این میدان می‌باشد. در جدول ۳، پارامترهای مدل به همراه مقادیر تعیین شده برای آن‌ها ارایه شده است.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

**جدول ۳. مقادیر اولیه پارامترهای مساله**

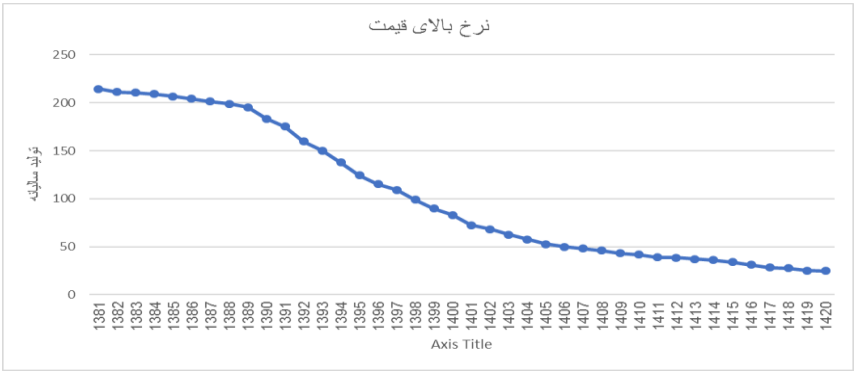
| پارامتر | نماد | مقدار |
|---|---|---|
| $t$ | دوره زمانی | ۴۰ سال |
| $q_t$ | تولید نفت | ۳ میلیارد بشکه |
| $\omega$ | نرخ مؤثر کارا | ۰/۱۶۳ |
| $\beta$ | نرخ تنزیل | ۱۵ – ۲۰ درصد |
| $C$ | هزینه تولید هر بشکه نفت | ۸/ ۵۴ دلار |
| $\varphi$ | نسبت تزریق گاز به حجم ذخیره | ۹/۲۱ |
| $\alpha$ | نسبت تولید نفت به هزینه تولید | ۱/۰۹۷ |
| $\gamma$ | نسبت ذخایر قابل بازیافت باقیمانده به هزینه تولید نفت | -۰/۵۴ |
| $\theta$ | نسبت مقدار تزریق گاز به هزینه تولید نفت | ۰/۲۱۵ |
| $MC$ | هزینه تولید یک بشکه نفت اضافی در بازیافت ثانویه | ۸/۵۴ + ۰/۸۳ |

(منبع: محاسبات محقق)

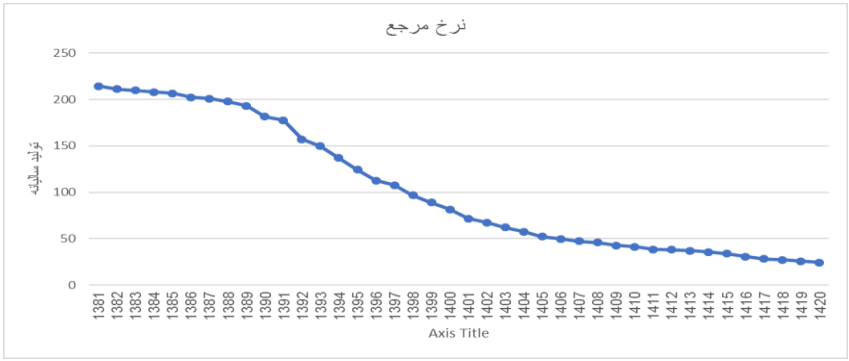
### ۴-۶- نتایج

با توجه به پایین بودن ارزش فروش گاز در ایران و همچنین نیاز به تزریق گاز در مخازن کشور که از نظر اقتصادی و صیانتی، ارزش افزوده غیرقابل انکاری دارد، پیشنهاد می‌شود که همزمان با تولید، طرح تزریق گاز به میدان نیز انجام شود. محاسبات انجام شده در مطالعه فوق نشان می‌دهد که در صورت تزریق روزانه بیش از ۹۰ میلیون متر مکعب گاز به میدان در دوره چهل ساله مورد بررسی، حجم تقریبی ۳ میلیارد بشکه نفت خام اضافی به حجم ذخایر قابل استحصال میدان اضافه می‌گردد. لذا با مشخص بودن تمامی توابع و پارامترهای معادلات و به کارگیری روش فرا ابتکاری الگوریتم ازدحام ذرات، طی دوره چهل ساله ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰، مدل حل شده و نتایج آن در زیر ارایه شده است.

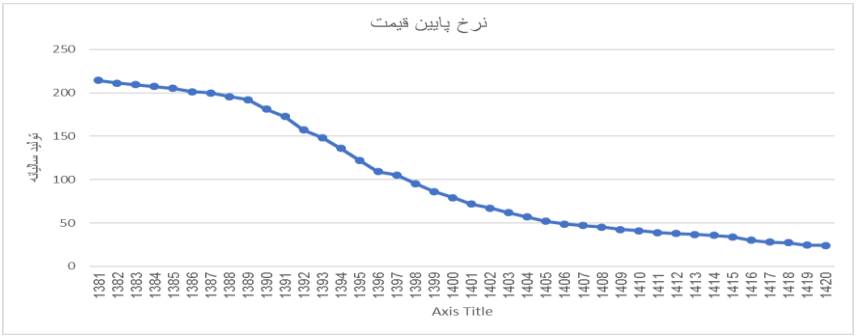
[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]




**شکل ۴. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی، قیمت بالای نفت) با استفاده از نرم‌افزار Matlab و الگوریتم PSO**




**شکل ۵. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی قیمت مرجع نفت) با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتم PSO**

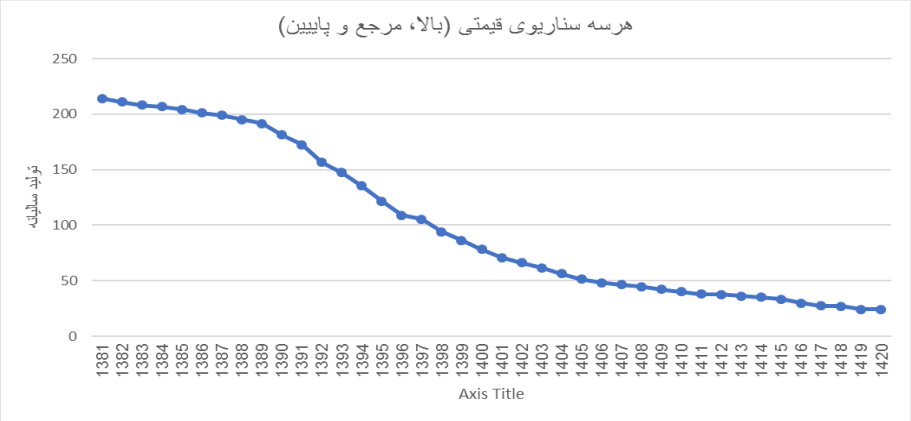



**شکل ۶. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی قیمت پایین نفت) با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتم PSO**

(منبع: محاسبات محقق)

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

در شکل‌های ۴ تا ۶ روند تولید بهینه در عامل تنزیل ۰/۸۰ به ترتیب با سه سناریوی قیمتی قیمت بالای نفت، قیمت مرجع و قیمت پایین نفت نشان داده شده است. نرخ برداشت بهینه حداکثری برای هر سه سناریوی قیمتی همچنان در ابتدای دوره قرار دارد، اما همان‌طور که مشخص است نرخ تولید بهینه در انتهای دوره در سناریوی قیمتی بالا، بیشتر از دو سناریوی دیگر است که با توجه به صعودی بودن قیمت‌ها در این سناریو و افزایش سود حاصل از فروش در دوره پایانی، قابل درک است. با وجود این، هم‌چنان اختلاف اندکی میان تولید بهینه سه سناریو وجود دارد که ناشی از اعمال محدودیت‌های فیزیکی میدان بر مدل می‌باشد. در واقع سه سناریوی قیمتی ممکن است بر روند بهینه برداشت از میدان اثر داشته باشند، اما اعمال محدودیت‌های فنی فیزیکی (مانند حداکثر نرخ تولید کارا) بر مدل، تا حد زیادی تاثیر آن‌ها را کم‌رنگ می‌نماید. همانطور که ملاحظه می‌گردد با توجه به منظور نمودن نرخ تنزیل در گزینه مرجع، همانطور که مطابق با تئوری نیز انتظار می رفت، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل، حداکثر برداشت از ذخایر مخزن در سال‌های اولیه بهره‌برداری از میدان است.




**شکل ۷. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۲۵ درصد (هر سه سناریوی قیمتی نفت) با استفاده از نرم افزار Matlabو الگوریتم PSO**

(منبع: محاسبات محقق)

همانطور که در شکل ۷ ملاحظه می‌شود، در نرخ تنزیل ۲۵ درصد، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در هر سه گزینه قیمت‌های انتظاری، یکسان است. به عبارت دیگر وقتی نرخ تنزیل بالاست، مدل ما به تغییر سطح قیمت‌های انتظاری، حساسیتی نشان نمی‌دهد، اما در نرخ تنزیل پایین‌تر، مدل حساسیت بیشتری را نشان می‌دهد.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

اگرچه قاعده کلی مسیر بهینه پیشنهادی مدل مبنی بر برداشت سریع‌تر در دوره نزدیک و برداشت کمتر در سال‌های دورتر تغییر معناداری نمی‌کند.

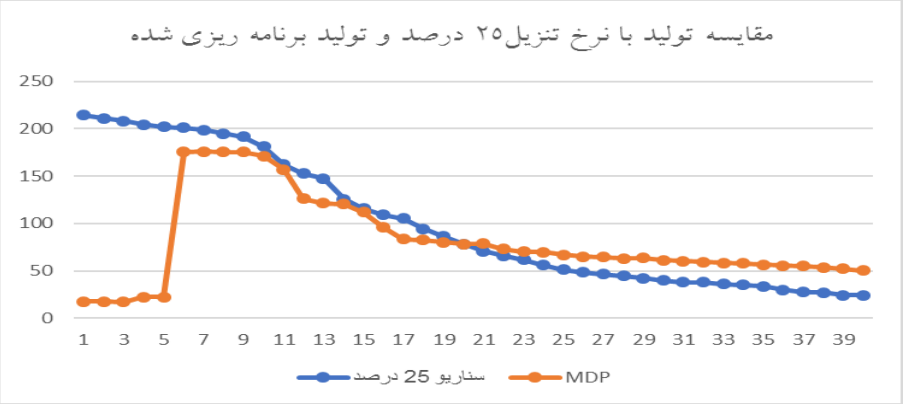
## ۵- جمع‌بندی و پیشنهادات

مطالعه و مدل‌سازی در بخش انرژی با هدف برنامه‌ریزی و سیاست‌گذاری جهت تأمین امنیت انرژی، امنیت عرضه برای مصرف‌کنندگان و امنیت تقاضا برای کشورهای صادرکننده ضروری است. پس از شوک نفتی ۱۹۷۳، اهمیت نفت خام و گاز طبیعی در تأمین انرژی جهانی به شدت افزایش یافته است. کشورهای تولیدکننده و صادرکننده نفت که به درآمدهای نفتی وابسته‌اند، باید بهینه‌سازی تولید از میادین نفتی را به منظور حداکثر سوددهی، در دستور کار خود قرار دهند. در مطالعه حاضر، مسیر بهینه تولید یکی از میادین جنوب کشور ایران طی یک دوره چهل ساله (از سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰) با استفاده از داده‌های واقعی میدان و به وسیله الگوریتم فراابتکاری ازدحام ذرات برآورد گردید. بدین منظور مدل بهینه‌یابی پویایی براساس حداکثرسازی ارزش حال سود حاصل از فروش نفت میدان در طول دوره شبیه‌سازی، تعریف شد که شامل توابع هدف، درآمد و هزینه تعریف شده و سپس با استفاده از داده‌های میدان مد نظر قرار گرفتند. برای تابع درآمد، قیمت نفت براساس سه سناریوی قیمتی مرجع، قیمت بالا و قیمت پایین برآورد و مورد استفاده قرار گرفت. برای تابع هزینه نیز (که به شکل نمایی تعریف شد)، پارامترهای مختلف براساس داده‌های MDP میدان و نیز اطلاعات تاریخی میدان، تخمین زده شدند پس از تعیین توابع، قیود فنی نیز در مدل جایگذاری شدند. در نهایت مدل تصریح شده، ذیل دو سناریوی نرخ بازگشت سرمایه ۱۵ و ۲۵ درصدی قرار گرفته و به وسیله الگوریتم تکاملی ازدحام ذرات حل گردید.

باتوجه به نتایج بدست آمده در پژوهش می‌توان استدلال کرد که با افزایش نرخ تنزیل، میزان سود حاصل از فروش نفت در دوره چهل ساله کاهش و با افزایش قیمت نفت خام، میزان سود حاصل از فروش، افزایش یافته است. از طرف دیگر، با افزایش نرخ تنزیل ۲۵ درصدی، تولید بهینه برای هر سه سناریوی قیمتی، روندی مشابه داشته است. مشاهده شد که در سال ۱۳۹۴، میدان به طور کامل توسعه‌یافته و مطابق پیشنهاد طرح پژوهشی مورد اشاره، تزریق گاز نیز همزمان با تولید از میدان، اجرا می‌گردد که براساس این بهینه‌یابی، حداکثر تولید سالیانه به ۶۹ میلیون بشکه رسیده و در طول

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

دوره شبیه‌سازی به ۲۷۶۰ میلیون بشکه رسیده است و تولید تجمعی نیز حدود ۴۰۶۰ میلیون شده است. بطور کلی، مشخص شد که سود حاصل از فروش نفت در دوره چهل ساله با نرخ تنزیل رابطه معکوس و با قیمت نفت خام در ایران، رابطه مستقیم دارد. نتایج مربوط به عامل تنزیل ۰/۸۰ درصد در شکل ۸ نشان داده شده است. همانطور که مشخص است، در نرخ تنزیل ۲۵ درصدی، تولید بهینه برای هر سه سناریوی قیمتی، روندی مشابه داشته اما اختلاف بسیار زیادی با تولید برنامه‌ریزی شده کنونی دارد. براساس تولید تجمعی نیز، برنامه تولید بهینه، با ۴۰۶۰ میلیون بشکه در برابر ۳۲۶۳ میلیون بشکه پیشنهادی برنامه‌ریزی شده کنونی، تولیدی بیش از ۲۰ درصد را طی این دوره پیشنهاد می‌کند که نشان از تامین حداکثری سود و تامین منافع ملی است.



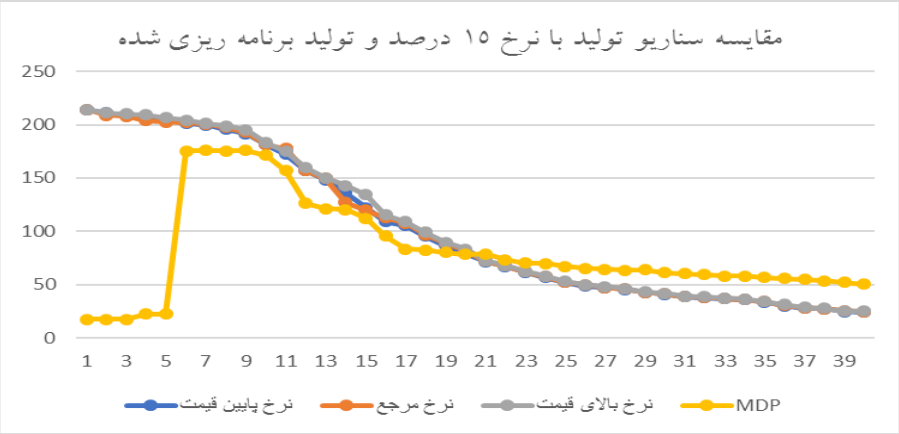

**شکل ۸. مقایسه سناریو تولید با نرخ تنزیل ۲۵ درصدی با تولید برنامه‌ریزی شده MDP**

(منبع: محاسبات محقق)

در شکل ۹ نیز روند تولید بهینه در سه سناریوی قیمتی در عامل تنزیل ۱۵ درصد با روند تولید برنامه‌ریزی شده مقایسه شد. مشاهده می‌شود که در عامل تنزیل ۱۵ درصد، سه سناریوی قیمتی توانسته‌اند نتایج مختلفی را رقم بزنند که اگرچه با یکدیگر اختلاف اندکی دارند، اما همچنان اختلاف بسیاری میان آن‌ها و تولید برنامه‌ریزی شده وجود دارد. نرخ برداشت بهینه حداکثری برای هر سه سناریوی قیمتی همچنان در ابتدای دوره قرار دارد، اما همانطور که مشخص است نرخ تولید بهینه در انتهای دوره در سناریوی قیمتی بالا، بیشتر از دو سناریوی دیگر است که با توجه به صعودی بودن قیمت‌ها در این سناریو و افزایش سود حاصل از فروش در دروه پایانی، قابل درک است.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

با وجود این، همچنان اختلاف اندکی میان تولید بهینه سه سناریو وجود دارد که ناشی از اعمال محدودیت‌های فیزیکی میدان (مانند حداکثر نرخ تولید کارا) بر مدل می‌باشد. از لحاظ مقایسه تولید بهینه با تولید برنامه‌ریزی شده در عامل تنزیل ۱۵ درصدی نیز می‌توان تولید تجمعی ۳۲۶۳ میلیون بشکه‌ای حاصل از تولید برنامه‌ریزی شده براساس MDP را با مقادیر تولید تجمعی سه سناریو تولید بهینه که به ترتیب ۴۰۷۸، ۴۱۱۵ و ۴۱۴۲ برای سناریوهای مرجع، قیمت بالا و قیمت پایین نفت می‌باشند را در نظر گرفت که نشان‌دهنده از بهره‌برداری صیانتی از میدان و حداکثرسازی سود و به دنبال آن تامین منافع ملی می‌باشد.




**شکل ۹. مقایسه سناریو تولید با نرخ تنزیل ۱۵ درصدی با تولید برنامه‌ریزی شده MDP**

(منبع: محاسبات محقق)

به طور خلاصه می‌توان خروجی تحقیق را به صورت زیر بیان کرد :

- در نرخ‌های تنزیل بالا (۲۵درصد)، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در هر سه قیمت یکسان است و حساسیتی نشان نمی دهد اما در نرخ تنزیل پایین تر (۱۵درصد)، مدل حساسیت بیشتری نشان می‌دهد.
- سود حاصل از فروش نفت در دوره چهل ساله با نرخ تنزیل رابطه معکوس و با قیمت نفت خام رابطه مستقیم دارد.
- با تزریق روزانه ۹۰ میلیون متر مکعب گاز در دوره چهل ساله حجمی معادل ۲۷۶۰ میلیون بشکه نفت خام اضافی به حجم ذخایر قابل استحصال میدان اضافه می‌گردد که این میزان در سال برابر ۶۹ میلیون بشکه خواهد بود.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

- تفاوت بین مسیر تولید برنامه‌ریزی شده کنونی با مسیر تولید بهره‌برداری بهینه به اندازه‌ای نیست که چنانچه این بهینه‌یابی به هر دلیلی انجام نشود، بهره‌برداری بهینه از مخازن نفتی و صیانت از آن برای میدان نفتی مورد بررسی دچار اختلال شود.
- تا قبل از این تحقیق تصور بر این بود (سعیدی ۱۳۸۸)که تزریق به میادین نفتی به طور صددرصد منجر به افزایش میزان برداشت از مخازن نفتی تا بیشتر از دو برابر می‌شود (پوریا شکری برای میدان نفتی آزادگان جنوبی) ولی با این تحقیق به این نتیجه رسیدیم که این امر ممکن است همیشه و برای همه میدان‌های نفتی به طور صددرصد صادق نباشد.
- افزایش برنامه تولید تجمعی بهینه در میدان مورد بررسی (۴۰۶۰ میلیون بشکه) نسبت به تولید برنامه‌ریزی شده کنونی (۳۲۶۳ میلیون بشکه) به میزان ۲۰ درصد.

باتوجه به عنوان پژوهش مبتنی بر حل مدل ریاضی مسیر بهینه تولید نفت در میدان مورد بررسی با استفاده از الگوریتم تکاملی ازدحام ذرات و نتایج به دست آمده برای بهبود این روش، موارد زیر را می‌توان پیشنهاد کرد:

- نتایج مطالعه نشان می‌دهد که اگرچه الگوی بهره‌برداری بهینه به دو عامل قیمت نفت خام و نرخ تنزیل وابسته است، اما برای نرخ تنزیل بالای ۱۵ درصد، سناریوهای سه‌گانه قیمتی، دیگر تاثیر چندانی بر الگوی بهره‌برداری بهینه نداشته و اختلاف بسیار اندکی با یکدیگر دارند. به‌طوری که برای سال‌های اول، برداشت حداکثری و برای سال‌های پایانی، کمینه برداشت را پیشنهاد می‌کنند.
- بررسی نتایج حاصله، نشان‌دهنده ضرورت توجه به حداکثر توانایی میدان برای تولید در هر دوره (با کمک عامل حداکثر نرخ تولید کارا) و به طورکلی لزوم درنظر گرفتن ویژگی‌های فنی مخازن میدان (اعم از ویژگی‌های سنگ و سیال، آبدهی و...) در حل چنین مسایلی است. به‌طوری که عدم اعمال پارامترهای فنی در مدل، می‌تواند ناقض بهینگی الگوی تولید به‌دست آمده بوده و نتایج گمراه‌کننده‌ای را به همراه داشته باشد.
- اثبات لزوم تزریق گاز به این میدان جهت تولید صیانتی از مخازن و مطالعه جامع میزان گاز تزریقی مورد نیاز جهت نیل به تولید صیانتی

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

- در نظر گرفتن اختلال در ظرفیت مراکز به دلایلی چون سرقت یا حمله، همچنین در نظر گرفتن اختلال در مسیر که ممکن است در اثر بلایای طبیعی یا عملیات از پیش برنامه‌ریزی شده به عنوان مثال سیل، زلزله یا حوادث غیرمنتظره باشد.
- با توجه به افزایش برنامه تولید تجمعی بهینه در میدان مورد بررسی (۴۰۶۰ میلیون بشکه) نسبت به تولید برنامه‌ریزی شده کنونی (۳۲۶۳ میلیون بشکه) به میزان ۲۰ درصد، با وجود تامین منافع ملی و تولید صیانتی، از نظر محقق انجام مراحل بهره‌برداری بهینه برای میدان مورد بررسی پیشنهاد نمی شود. در مقابل، پیشنهاد می‌شود هزینه‌های انجام این کار برای تاسیس و ایجاد نیروگاه‌های هسته‌ای و انرژی خورشیدی در دستور کار قرار گیرد که می‌تواند هم جایگزینی برای منابع نفتی پایان‌پذیر باشند و هم حفاظت از محیط زیست را به‌عهده بگیرند. همچنین این امر می‌تواند با توجه به تحریم‌های موجود به عنوان یک فرصت تلقی گردد تا وابستگی اقتصاد به نفت را لااقل برای این میدان نفتی تعدیل نماییم. همانطور که گفته شد هزینه‌های انجام این کار برای میدان نفتی فوق، برای نیروگاه‌های هسته‌ای و انرژی خورشیدی حتی در مقیاس کوچک می‌تواند به عنوان موضوعی جهت بررسی و مطالعه مد نظر قرار گیرد.
- بازبینی سیاست تک بعدی مصارف خانگی گرمایشی فقط از طریق گاز از سوی وزارت نفت، به عبارت دیگر می‌توان گزینه دیگری نیز برای این امر در نظر گرفت.
- در مقاله‌های مشابه صادرات گاز پیشنهاد می‌شد، ولی در میدان مورد بررسی حجم ذخایر قابل استحصال به میزان قابل توجه در دوره شبیه‌سازی نبوده، بنابراین سیاست رویه قبل (تزریق گاز به همه میدان‌های نفتی) پیشنهاد نمی‌شود. در نتیجه سیاست تک بعدی وزارت نفت نیز در خصوص مصارف خانگی (گرمایشی) تعدیل می‌شود.
- پیشنهاد می‌شود وزارت نفت ترتیبی اتخاذ نماید که بهینه‌سازی تولید نفت و اقتصاد دستوری کمی از هم فاصله گرفته و سرمایه‌گذاری از سوی بخش خصوصی بیشتر شود.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

## منابع


- پاشاکلایی، خورسندی, محمدی, خالقی, شاکری, عباس, ابطحی، تقی, س (۲۰۱۴). الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه-مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران, ۴(۱۳)، ۱۹۱-۲۲۰.
- تکلیف، ارباب، منجی، و حسن (۲۰۲۰). استفاده از مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات به منظور تعیین سطوح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی در پروژه‌های صنعت نفت و گاز ایران-مطالعه موردی: پروژه فازهای ۱۷و ۱۸ میدان گازی پارس جنوبی. فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی, ۱۶(۶۴)، ۱۹-۵۷.
- توکلیان، فراهانی، و جلالی (۲۰۰۶). بهینه‌سازی تولید میادین نفتی با استفاده از الگوریتم ژنتیکی. نشریه دانشکده فنی، ۴۰(۳).
- جهرمی، محمدناصر، صمصامی، راهجردی و اباذر. (۲۰۱۱). برآورد تولید بهینهٔ نفت خام ایران و سرمایه‌گذاری مورد نیاز سالیانه برای افق بیست ساله. اقتصاد و الگو سازی، ۲، ۱-۳۷.
- ذوالنور و متین (۲۰۱۶). بهینه یابی مسیر تولید نفت ایران: یک مدل کنترل بهینه برنامه‌ریزی پویا. فصلنامه برنامه‌ریزی و بودجه، ۲۰(۴)، ۱۰۷-۱۳۶.
- شفاهی، و باقریان (۱۳۹۰). بهینه‌سازی عملیات خاکی مسیر به کمک الگوریتم ازدحام ذرات. Paper presented at the ششمین کنگره ملی مهندسی عمران. https://civilica.com/doc/120884
- شکری، پوریا، فریدزاد، تکلیف و دهقانی (۲۰۱۷). برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تاکید بر تولید صیانتی بر اساس الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO). پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۶(۲۲)، ۷۵-۱۰..
- طاهری فرد و سلیمی‌فر (۲۰۱۵). بهینه‌سازی فرآیند تولید نفت‌خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل (مطالعه موردی: میدان درود). فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، ۱۱(۴۴)، ۱۵۳-۱۷۸.


[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

- محمدی و معتمدی. (۲۰۱۰). بهینه یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تاکید بر تولید صیانتی. پژوهشنامه اقتصادی، ۱۰(۳۸)، ۲۳۵-۲۶۵.
- عابدی، سمانه، پاییز سال ۱۴۰۰. «تدوین راهبردهای بهبود فرآیند تولید صیانتی از میدان نفتی پارسی»، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، دوره ۱۰، شماره ۴۰.
- جعفریان، مریم، صفرایی، محمود رضا، یاوری، مظاهر. «تولید صیانتی و مدیریت مخازن نفتی و نقش آن در حفاظت از مخازن نفتی»، موسسه مطالعات اقتصاد انرژی، زمستان ۱۴۰۲، شماره ۷۹ جلد ۱۹ صفحات ۷۲-۹۳.
- محمودی، محمد. اسماعیل نیا کتابی، علی اصغر. مومنی وصالیان، هوشنگ. دامن کشیده، مرجان. «بررسی عامل زمان در توسعه میادین مشترک در قالب قراردادهای Buy back و IPC مطالعه موردی میدان یادآوران»، پاییز ۱۴۰۱، شماره ۷۴ جلد ۱۸، صفحات ۱۸۳-۲۱۱.
- Ahmadi, M. A., Soleimani, R., Lee, M., Kashiwao, T., & Bahadori, A. (2015). Determination of oil well.
- production performance using artificial neural network (ANN) linked to the particle swarm optimization (PSO) tool. Petroleum, 1(2), 118-132.
- Assareh, E., Behrang, M., Assari, M., & Ghanbarzadeh, A. (2010). Application of PSO (particle swarm optimization) and GA (genetic algorithm) techniques on demand estimation of oil in Iran. Energy, 35(12), 5223-5229.
- Boyce, J. R., & Nøstbakken, L. (2011). Exploration and development of US oil and gas fields, 1955–2002. Journal of Economic Dynamics and Control, 35(6), 891-908 .
- De B. Nogueira, P., & Schiozer, D. J. (2009). An efficient methodology of production strategy optimization based on genetic algorithms. Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Gad, A. G. (2022). Particle swarm optimization algorithm and its applications: a systematic review. Archives of Computational Methods in Engineering, 29(5), 2531-2561.
- Husni, M. H. (2008). A multiperiod optimization model to schedule large-scale petroleum development projects: Texas A&M University.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

- Kronenberg, T. (2008). Should we worry about the failure of the Hotelling rule? Journal of Economic Surveys, 22(4), 774-793.
- Leighty, W., & Lin, C.-Y. C. (2012). Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska. Energy Policy, 41, 759-774.
- Lin, C.-Y. C., & Wagner, G. (2007). Steady-state growth in a Hotelling model of resource extraction. Journal of Environmental Economics and Management, 54(1), 68-83.
- Mohamed, L., Christie, M., & Demyanov, V. (2011). History matching and uncertainty quantification: multiobjective particle swarm optimisation approach. Paper presented at the SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?
- Mohammadi, F., Nabi Bidhendi, G., & Aslani, A. (2023). Designing an energy security index with a sustainable development approach for energy-exporting countries using fuzzy BWM method. Environmental Science and Pollution Research, 30(3), 7427-7445.
- Moughari, Z. K., & Samimi, S. (2010). Effect of Oil Revenues on Investment of Manufacturing: The Case of Iran. Available at SSRN 1654443.
- Razghandi, M., Dehghan, A., & Yousefzadeh, R. (2021). Application of particle swarm optimization and genetic algorithm for optimization of a southern Iranian oilfield. Journal of Petroleum Exploration and Production, 11, 1781-1796.
- Talbi, E.-G. (2009). Metaheuristics: from design to implementation: John Wiley & Sons.
- Türk, H. (2014). The oil crisis of 1973 as a challenge to multilateral energy cooperation among Western industrialized countries. Historical Social Research/Historische Sozialforschung, 209-230.
- Wen, Z., Durlofsky, L. J., Van Roy, B., & Aziz, K. (2011). Use of approximate dynamic programming for production optimization. Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference?

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]

[ Downloaded from iiesj.ir on 2024-04-27 ]