پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال ششم ، شماره 22، بهار 1396، صفحات 108-75

برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تاکید بر تولید صیانتی بر اساس الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO) *

پوریا شکری[1]
علی فریدزاد[2]
عاطفه تکلیف[3]
تورج دهقانی[4]

تاریخ وصول: 1396/03/28 تاریخ پذیرش:1396/08/02

چکیده:

برنامه‌ریزی برای برداشت بهینه از منابع نفتی با توجه به محدودیت‌های فنی و پیش‌بینی‌ها و مدل‌سازی‌های اقتصادی، به‌عنوان یک ضرورت برای کسب حداکثر سود از محل فروش نفت خام و متعاقباً تامین منافع ملی بین نسلی کشورهای تولیدکننده و صادرکننده نفت شناخته می‌شود. در این مطالعه، مسیر بهینه تولید از میدان نفتی آزادگان جنوبی با استفاده از یک روش بهینه‌یابی فراابتکاری به نام الگوریتم ازدحام ذرات (PSO)، در یک دوره سی‌ساله برآورد شده‌است. همچنین به‌منظور شبیه‌سازی حداکثری شرایط فنی و فیزیکی میدان، از مفهوم حداکثر نرخ تخلیه کارا (MER) و به منظور اعمال پویایی‌های اقتصادی بازار جهانی نفت نیز، از سه سناریوی قیمتی و دو سناریوی نرخ تنزیل استفاده شده‌است. نتایج مطالعه نشان می‌دهد که در صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت (EOR) و تزریق گاز به طاقدیس سروک این میدان، همزمان با تولید از آن، در طول دوره شبیه‌سازی، بیش از 6 میلیارد بشکه نفت اضافی به حجم قابل استحصال میدان اضافه شده و تولید تجمعی میدان

---

* مقاله حاضر، مستخرج از پایان‌نامه ایست با عنوان "برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تأکید بر تولید صیانتی" که جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی و تحت حمایت شرکت مهندسی و توسعه نفت ایران، در دانشگاه علامه طباطبائی به انجام رسیده‌است.

۱.دانشجوی کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)
psh.shokri@gmail.com
۲.استادیار و عضو هیئت علمی گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
ali.faridzad@atu.ac.ir
۳.استادیار و عضو هیئت علمی گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
a.taklif@atu.ac.ir
٤.استادیار و عضو هیئت علمی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی
dehghani576@yahoo.com

نیز از حدود 1/4 میلیارد بشکه بر اساس تولید برنامه‌ریزی شده کنونی در RMDP میدان، به بیش از 3 میلیارد بشکه بر اساس مسیر تولید بهینه پیشنهادی این مطالعه می‌رسد.

طبقه‌بندی JEL: C61، Q32، Q35، Q38، Q41

کلیدواژه‌ها: تولید نفت، بهینه یابی پویا، ازدیاد برداشت، تولید صیانتی، الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات، میدان نفتی آزادگان جنوبی

1. مقدمه

نفت و گاز منابع طبیعی تجدیدناپذیر وکمیابی هستند که با توجه به سهم بسیار زیادشان از سبد انرژی اولیه مصرفی در جهان، همواره برای مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان‌شان از اهمیتی راهبردی برخوردار بوده و هستند. این اهمیت، به‌ویژه پس از بحران نفتی 1973 و چهار برابر شدن قیمت نفت بر اثر تحریم نفتی اسرائیل توسط اعراب، رنگ و بوی تازه‌ای به خود گرفت و لزوم توجه به تحلیل پویایی‌های بازار جهانی نفت و به‌خصوص تصمیمات تولید نفت کشورهای اوپک را بر همگان مشخص نمود تا با کمک این تحلیل‌ها، سیاست‌گذاران بخش‌های انرژی کشورهای مختلف بتوانند در راستای تامین منافع ملی خود در بازه‌های زمانی کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت به اتخاذ تصمیم‌ها و راهبردهای مقتضی بپردازند. در این بین، بدیهی‌است که تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، هرکدام از منظر منافع ملی خود به این مساله بپردازند و مناسبات متفاوتی داشته باشند به طوری که مصرف‌کنندگان نفت خام، اغلب به دنبال تامین منابع انرژی مورد نیاز خود با حداقل هزینه و حداکثر امنیت عرضه هستند، حال آنکه کشورهای تولیدکننده و صادرکننده بایستی در پی حداکثر سازی سود حاصل از تولید از میادین نفتی در راستای تامین حداکثری منافع ملی نسل‌های حال و آینده خود باشند.

نکته حائز اهمیت برای تولیدکنندگان نفت خام آنست که در هر فرآیند تصمیم‌گیری درباره این منابع، فعالیت‌های مختلف به ویژه در بخش بالادستی به شکل یکپارچه و همزمان صورت می‌گیرند. به عبارت بهتر در این فرآیندها، تصمیمات شرکت‌های نفتی به طور همزمان جهت اکتشاف، توسعه و تولید از میادین نفتی یا حوزه‌های اکتشافی صورت می‌گیرد و بدیهی‌است که تصمیم‌گیری درباره مسائل فنی و اقتصادی منظور حصول

بیشترین میزان تولید، به مانند هر مسئله دیگر در آموزه‌های علم اقتصاد، نیازمند بهینه‌یابی بین دوره‌ای در حداکثرسازی سود و تولید از این منابع می‌باشد. همچنین، با توجه به آنکه کشورهای نفت‌خیز، معمولاً از ساختار اقتصادی تک‌محصولی بهرمند بوده و وابستگی بالایی به درآمدهای نفتی دارند و این درآمدها از ثبات لازم در دوره‌های مختلف برخوردار نمی‌باشند، تولید بهینه از میادین نفتی جهت بهره‌مند نمودن نسل‌های فعلی و آینده از این درآمدها، از اهمیت بسیار زیادی برای این کشورها برخوردار است.

ایران نیز به عنوان یکی از بزرگترین تولیدکنندگان و صادرکنندگان نفت در جهان که از سویی اقتصاد آن همچنان به درآمدهای حاصل از فروش نفت و گاز وابسته بوده و از سوی دیگر جهت توسعه زیرساخت‌های اقتصادی، به منظور تأمین منافع نسل‌های فعلی و آتی، به کسب حداکثر درآمدهای نفتی نیاز دارد، از این قاعده مستثنی نبوده و نیازمند برنامه مدون در راستای بهینه‌سازی تولید از میادین نفتی خود می‌باشد و لذا ضرورت دارد تولید از میادین نفتی در مسیر بهینه و متعاقباً حداکثرسازی منافع بین نسلی را به عنوان یکی از اولویت‌های سیاستی، در صدر برنامه‌ریزی‌ها قرار دهد. اما در این مسیر، چالش‌های گوناگونی نیز برای ایران وجود دارد که بر اهمیت این برنامه ریزی ها می‌افزاید؛ از جمله این چالش‌ها، می‌توان به پیچیدگی‌های فنی بهره‌برداری از سازندهای تولیدی موجود در خشکی (که بیش از 90 درصد منابع نفتی ایران را شامل می‌شوند) و ضریب بازیافت پایین‌تر آنها در مقایسه با میادین دریایی، مباحث مربوط به عملیات تثبیت فشار و ازدیاد برداشت و ملاحظات زمین‌شناختی مختص میادین ایران در این حوزه با توجه به ورود اکثر میادین نفتی کشور به نیمه دوم عمر خود، چالش‌های موجود در برداشت از میادین نفتی مشترک، امکان ظهور تکنولوژی‌های جایگزین و نیز مباحث مربوط به پیمان‌های جهانی زیست‌محیطی و تاثیرات آنها در آینده بازار جهانی سوخت های فسیلی و به‌ویژه قیمت‌های آتی نفت خام اشاره نمود که همگی نشان از اهمیت بالا و لزوم اقدام برای برنامه‌ریزی و سیاست گذاری مناسب در راستای بهینه‌سازی تولید از میادین نفتی کشور دارد.

بر این اساس مطالعه حاضر می‌کوشد تا با در نظر گرفتن جمیع شرایط فنی، ساختاری و اقتصادی (بر اساس امکانات و محدودیت‌های موجود)، مسیر بهینه تولید از میدان نفتی آزادگان جنوبی، به عنوان یکی از بزرگترین میادین نفتی کشور را با تاکید بر تولید صیانتی برآورد نموده و بدین پرسش پاسخ دهد که آیا مسیر تولید برنامه‌ریزی شده کنونی میدان نفتی آزادگان جنوبی، بر اساس رویکرد تولید صیانتی مسیری بهینه است؟ و در صورت پاسخ منفی، اختلاف میزان تولید برنامه ریزی شده فعلی با میزان تولید بهینه چه میزان است و اقدامات لازم برای بهره‌برداری بهینه از میدان، به چه صورت باید باشد؟

برای پاسخ به پرسش و تأمین اهداف یادشده، مطالعه حاضر در هفت بخش تنظیم شده‌است که در بخش دوم به پیشینه نظری و تجربی پژوهش پرداخته شده است و بخش سوم مبانی نظری مدل بکارگرفته شده را بیان می‌کند. سپس در بخش چهارم به ارائه اطلاعات و مشخصات میدان نفتی آزادگان جنوبی و برآورد توابع و پارامترهای مدل بر اساس داده‌های میدان پرداخته خواهد شد. بخش پنجم به تشریح روش حل مدل بر اساس الگوریتم ازدحام ذرات، حل مدل بر اساس سناریوهای مختلف قیمتی و اقتصادی و تجزیه و تحلیل نتایج می‌پردازد و سرانجام، جمع‌بندی و نتیجه‌گیری و نیز ارائه پیشنهادات، در بخش ششم بیان خواهند شد. منابع مورد استفاده نیز در بخش پایانی لیست می‌شوند.

2. پیشینه نظری و مروری بر مطالعات تجربی

سوابق مطالعاتی و نظری در حوزه نفت و مربوط به مدل‌سازی بهینه‌یابی تولید نفت بسیار گسترده هستند اما می‌توان مطالعات را به چند موضوع کلی تقسیم‌بندی نمود که در داخل و خارج از کشور به انجام رسیده‌اند. این موضوعات در چهار دسته اصلی قابل تقسیم‌بندی هستند که شامل بهینه‌سازی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با استفاده از بسط نظریه هتلینگ، بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) همراه با محدودیت‌های فنی، بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی و بهینه‌سازی فنی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) می‌باشند. در ادامه سوابق پژوهشی این موضوعات در قالب بخش‌های مجزا ارائه خواهد شد. به دلیل گستردگی

سوابق پژوهشی صورت گرفته در سال‌های گذشته تنها به جدیدترین دستاوردهای هر بخش به طور اجمالی اشاره خواهد شد. در پایان این بخش، تمامی سوابق مطالعاتی در دسترس، در قالب جدول (1) بر اساس تقسیم‌بندی یادشده همراه با سال‌های انجام هر پژوهش ارائه گردیده است.

2-1. بهینه‌سازی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) بر اساس نظریه هتلینگ

بویس و ناستبیکن (2011)[1] به مطالعه وضعیت اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز در ایالات متحده آمریکا در دوره زمانی سال‌های 1955 تا 2002 پرداخته و نشان می‌دهند که مسیرهای زمانی اکتشاف، توسعه و کل چاه‌های حفر شده از آثار کمیابی در نظریه هتلینگ پیروی می‌کنند و این نظریه را تأیید می‌کنند. کرونبرگ (2008)[2] اشاره می‌نماید که نظریه هتلینگ در واقعیت قابل پیروی نیست زیرا بر اساس این نظریه قیمت منابع طبیعی تجدیدناپذیر منعکس‌کننده کمیابی آنهاست در حالی‌که قیمت‌های امروزی این امر را نشان نمی‌دهند. به همین دلیل، این پرسش توسط نویسنده مطرح می‌شود که با شکست نظریه هتلینگ، آیا دیگر نمی‌توان به بهینه اجتماعی دست پیدا کرد؟ پاسخ این پرسش به دلایل شکست بازار باز می‌گردد. بر این اساس اگر هزینه‌های تولید و اکتشاف یا پیشرفت‌های تکنولوژیکی در این فعالیت‌ها دلایل شکست باشند، شکست بازار رخ نخواهد داد و بهینه اجتماعی که وابسته به میزان تولید نفت خواهد بود، همچنان دست‌یافتنی خواهد بود. اما اگر شکست نظریه هتلینگ به دلیل نااطمینانی حقوق مالکیت یا تعاملات راهبردی عرضه‌کننده و تقاضاکننده باشد، در بازار به طور قطع و یقین نقطه بهینه حاصل نمی‌گردد. شکست بازار در مقایسه با بهینه اجتماعی به مصرف منابع سرعت می‌بخشد. لین و واگنر (2007)[3] با بازبینی مجدد نظریه هتلینگ نشان می‌دهد که نظریه تولید بهینه از میان 14 منبع طبیعی در جهان درباره 8 منبع طبیعی تجدیدناپذیر به ویژه نفت برای دوره زمانی 1974 تا 2004 تأیید می‌گردد. این نتایج از طریق روش‌های اقتصادسنجی رگرسیون‌های به ظاهر

1. Boyce, John and Nøstbakken, Linda (2011)
2. Kronenberg, Tobias (2008)
3. Lin, Cynthia and Wagner, Gernot (2007)

نامرتبط (SUR) و روش سیستمی حداقل مربعات سه مرحله‌ای (3SLS) آزمون و تأیید شده‌اند. هولند (2006)[1] با انتقاد از مدل‌های محاسبه نقطه اوج یا پیک تولید نفت و نادیده گرفته شدن آثار قیمتی، با اشاره به نظریه هتلینگ، بهینه‌یابی اقتصادی تولید را منوط به ملاحظه محدودیت‌هایی چون عدم‌اطمینان، محدودیت ظرفیت، هزینه‌های نصب، ملاحظات زمین‌شناسی و محدودیت‌های موجود در مهندسی مخازن می‌داند.

2-2. بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) همراه با محدودیت‌های فنی

گائو و همکاران (2009)[2] مدل بهینه‌یابی پویای نفت را برای یکی از میادین بزرگ نفتی یعنی میدان نفتی قوار در کشور عربستان ارائه نموده‌اند. در این مطالعه بهینه‌یابی تولید با توجه به محدودیت‌هایی شامل فشار سیال، ویژگی‌های سازند[3]، تزریق آب، چاه‌های جدید و چگونگی تغییر این پارامترها و آثار آن بر استخراج نفت صورت می‌گیرد. در این مطالعه از روش ناپارامتری «تنسر اسپلاین»[4] استفاده شده و توابع هزینه و تولید با بکارگیری مدل پویای مهندسی و شبیه‌ساز نفت سیاه[5] تخمین زده شده‌اند. سیکلز و هارتلی (2001)[6] پیش از این مطالعات مقدماتی را در همین مورد درباره میدان قوار عربستان ارائه نموده بودند که این مطالعه در سال‌های 2004 و 2009 توسعه داده و تکمیل شده است. قربانی پاشاکلایی و همکاران (1393) و محمدی و معتمدی (1389) بررسی‌های مشابهی را به ترتیب روی یکی ار میادین جنوب غرب ایران و روی میدان هفتگل انجام می‌دهند و در هردو مطالعه، نویسندگان اعتقاد دارند که اختلاف بسیار زیاد میان مسیر تولید بهینه (در تمامی سناریوهای مختلف) با مسیر تولید واقعی را می‌توان فقدان برنامه‌ریزی اقتصادی در تولید نفت میدان و استفاده بهینه از منابع گازی در تولید صیانتی آن قلمداد کرد. عسکری و همکاران (1395)

1. Holland, Stephen p. (2006)
2. Gao, Weiyu et al (2008)
3. Formation Characteristics
4. Tensor Splines
5. Black Oil Simulator
6. Sickles, Robin C. and Hartley, Peter (2001)

و طاهری فرد و سلیمی‌فر (1393) نیز به مقایسه مسیر تولید بهینه میادین فروزان و درود با مسیر تولید برنامه‌ریزی شده آنها طبق قراردادهای بیع متقابل پرداخته و اختلاف زیاد را با برشمردن معایب و اختلالات قراردادهای بیع متقابل تفسیر می‌کنند.

2-3. بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی

پاتل و همکاران (2011)[1] با استفاده از روش الگوریتم ژنتیک به برآورد منابع هیدروکربوری که به شکل اقتصادی قابل استحصال می‌باشند، پرداخته است. در این مطالعه با استفاده از روش الگوریتم ژنتیکی که از تئوری انتخاب طبیعی داروین تبعیت می‌نماید و با استفاده از کدگذاری، بازتولید میزان بهینه نفت درجای اولیه و قابل استحصال را محاسبه نموده است. در مطالعه‌ای که توسط نوگیرا و شویزر (2009)[2] ارائه شده است، روش کارای بهینه‌سازی راهبرد تولید بر اساس روش الگوریتم ژنتیک معرفی شده است. بر این اساس، هدف از این مطالعه حداکثرسازی ارزش فعلی خالص میدان است که از طریق تعداد چاه‌های تولیدی و موقعیت آنها در میدان صورت می‌گیرد. تعیین موقعیت چاه‌ها از طریق الگوریتم ژنتیک صورت می‌گیرد که عمدتاً با هدف کاهش دادن تعداد شبیه‌سازی‌هایی است که به منظور حداکثرسازی ارزش فعلی خالص مورد نیاز است. مرحله بهینه‌سازی تعداد چاه‌ها نیز از طریق الگوریتم ژنتیک و تکنیک شمارنده[3] صورت می‌گیرد. اندرسون (2009)[4] با استفاده از الگوریتم ژنتیک و روش شبکه‌های عصبی مصنوعی میزان تولید بهینه مخزن در یکی از میادین نفتی تحت مدیریت شرکت نفتی استات‌اویل نروژ را محاسبه نموده است. همزه حسنی (2008)[5] مدل بهینه‌سازی چند دوره‌ای را جهت برنامه‌ریزی برای سرمایه‌گذاری مقیاس بزرگ در طرح‌های توسعه میادین نفتی ارائه نموده

1. Patel et al. (2011)
2. Nogueira, Pedro de B. and Schiozer, Denis J. (2009)
3. Enumerative Technique
4. Gronning Anderson, Mats (2009)
5. Hamze Husni, Mohammed (2008)

است. در این مطالعه با استفاده از روش الگوریتم ژنتیک، بهینه‌سازی صورت می‌گیرد که همراه با محدودیت‌هایی در دوره‌های مختلف توسعه میادین می‌باشد. از جمله محدودیت‌های اصلی در این مطالعه به مخارج سرمایه‌ای، مخارج عملیاتی و تجهیزات مربوط به حفاری اشاره شده است. همچنین مدل مذکور حداکثرسازی ارزش فعلی خالص در طرح‌های منتخب را به عنوان متغیر اقتصادی در نظر گرفته است. توکلیان و جلالی فراهانی (1385) در مطالعه خود که هدف از آن بهینه‌سازی تولید میادین نفتی با استفاده از الگوریتم ژنتیکی می‌باشد، کارایی روش الگوریتم ژنتیک به منظور بهینه‌سازی تولید و طراحی چاه‌های هیدروکربوری مورد آزمون قرار داده‌اند. این روش برای یک میدان واقعی در ایران مورد بررسی قرار گرفته است و نتایج آن با سایر نرم‌افزارهای شبیه‌ساز مهندسی مخزن مقایسه شده است که در نهایت تفاوت ناچیزی میان نتایج مشاهده شده است.

2-4. بهینه‌سازی فنی تولید نفت (منابع هیدروکربوری)

ون و همکاران (2011)[1] به منظور بهینه‌سازی تولید، از طریق تعیین وضعیت فنی چاه‌های تولیدی نظیر فشار انتهای هر چاه و میزان دبی سیال، تابع هدف یا ارزش فعلی خالص را حداکثر می‌نماید. در این مطالعه مدل الگوریتم بهینه‌یابی پویای تقریبی[2] برای حل این مسئله بهینه‌سازی مورد استفاده قرار گرفته است. این مدل قابلیت در نظر گرفتن محدودیت‌های نظیر حداکثر واترکات[3] و حداکثر نرخ تولید هیدروکربور را علاوه بر محدودیت‌های دیگر دارد و با توجه به سوابق موجود در بهینه‌سازی تولید، برای اولین بار در این مطالعه به کار گرفته شده است. این مدل در دو حالت تولید اولیه و تولید پس از تزریق آب به بهینه‌یابی تولید می‌پردازد. کونجروس و لنوچ (2004)[4] به بهینه‌یابی تولید با در نظر گرفتن سیستم‌های تکمیل چاه‌های هوشمند پرداخته‌اند. در این مطالعه هدف از رویکرد بهینه‌سازی، افزایش تولید از چاه‌های هوشمند می‌باشد. به منظور ارائه این رویکرد بهینه‌سازی از یک نرم‌افزار

1. Wen, Zheng (2011)
2. Approximate Dynamic Programming (ADP)
3. Maximum Watercut
4 Conejeros, R. and Lenoach, B. (2004)

شبیه‌ساز و حل مسئله به نام «فست‌فلو 3»[1] استفاده شده است. همچنین با استفاده از الگوریتم‌های کنترل بهینه که حداکثرکننده تولید نفت در سیستم‌های تولیدی تکمیل چاه‌های افقی و چندشاخه هستند به منظور راهبردهای کنترل مختلف توسعه داده شده‌اند. نتایج محاسبات در این مطالعه نشان می‌دهند که در صورتی که تکمیل چاه در جهت بهینه‌سازی تولید از همان ابتدا در مورد چاه‌های هوشمند صورت نگیرد، نرخ تولید نفت کمتر از حداکثر سطح ممکن خواهد بود.

جدول (1): سوابق مطالعاتی در زمینه بهینه‌سازی تولید نفت یا منابع هیدروکربوری

.	نویسنده	عنوان مقاله یا پژوهش	سال
بهینه‌سازی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با استفاده ازبسط نظریه هتلینگ	بویس و ناستیکن [2]	اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز در ایالات متحده آمریکا (2002-1955)	2011
	کرونبرگ[3]	آیا باید درباره شکست قانون و نظریه هتلینگ نگران بود؟	2008
	گودت[4]	اقتصاد منابع طبیعی تحت نظریه هتلینگ	2007
	لین و واگنر[5]	رشد با ثبات در یک مدل هتلینگ تولید منابع هیدروکربوری	2007
	هولند[6]	مدل‌سازی پیک نفتی[7]	2006
	لین[8]	بهینه‌سازی تولید جهانی نفت: بکارگیری و شبیه‌سازی مدل هتلینگ	2004
	پیکرینگ[9]	معمای تولید نفت: نظریه و شواهد	2002
	بلک و لافرانس[10]	آیا تئوری هتلینگ درباره تولید نفت داخلی صادق است؟	1998
	اسلید و تایل[11]	مدل قیمت‌گذاری دارایی‌های سرمایه‌ای (CAPM) با نظریه هتلینگ: آزمون نظریه منابع تجدیدناپذیر	1997
	پاول[12]	مدل بهره‌برداری ظرفیت-هدف اوپک و پویایی‌های بازار جهانی نفت	1990
بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با محدودیت‌های فنی	عسکری و همکاران	الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان فتی فروزان	1395 (2016)
	قربانی و همکاران	الگوی بهره‌برداری از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه – مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران	1393 (2015)
	طاهری فرد و سلیمی‌فر	بهینه‌سازی فرآیند تولید نفت‌خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل (مطالعه موردی: میدان درود)	1393 (2015)
	گائو و همکاران[1]	بهینه‌یابی پویای تولید در یک میدان نفتی بزرگ در عربستان سعودی	2004 و

1. Fastflo 3.0 Finit Element-Based Solver
2. Boyce, John and Nøstbakken, Linda (2011)
3. Kronenberg, Tobias (2008)
4. Gaudet, Gerard (2007)
5. Lin, Cynthia and Wagner, Gernot (2007)
6. Holland, Stephen p. (2006)
7. Modeling Peak Oil
8. Lin, Cynthia (2004)
9. Pickering, Andrew (2002)
10. Black, Geoffrey and LaFrance Jeffrey T. (1998)
11. Slade, Margaret E. and Thile, Henry (1997)
12. Powell, S.G. (1990)

			2009
	محمدی و معتمدی	بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی)	1388 (2009)
	سیکلز و هارتلی[2]	یک مدل بهینه‌یابی پویای استخراج نفت: شواهدی از یک میدان نفتی در خاورمیانه	2001
	هلمی و همکاران[3]	تولید بهینه منابع نفتی: یک رویکرد تجربی	1992
	هاشم پسران	تحلیل اقتصادسنجی از اکتشاف و استخراج نفت در فلات قاره انگلستان	1990
	مودیانو و شاپیرو[4]	مدل بهینه‌یابی پویا در منابع تخلیه‌پذیر (پایان‌پذیر)	1980
	پیندایک[5]	اکتشاف و تولید بهینه منابع تجدیدناپذیر	1978
	کولر و کامینگز[6]	یک مدل اقتصادی برای تولید و سرمایه‌گذاری در مخازن نفتی	1974
	برت و کامینگز[7]	تولید و سرمایه‌گذاری در صنایع منابع طبیعی	1970
	کامینگز و برت[8]	اقتصاد تولید از منابع طبیعی: یادداشت	1969
	آرونوفسکی و ویلیامز[9]	بکارگیری برنامه‌ریزی خطی و مدل‌های ریاضی در تولید نفت	1962
بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی	پاتل و همکاران[10]	کاربرد الگوریتم ژنتیک در برآورد تولید از مخازن هیدروکربوری	2011
	نوگیرا و شویزر[11]	روشی کارا در بهینه‌سازی راهبرد تولید بر پایه الگوریتم ژنتیک	2009
	اندرسون[12]	بهینه‌سازی تولید از مخازن نفتی با استفاده از روش الگوریتم ژنتیک و شبکه‌های عصبی مصنوعی	2009
	همزه حسنی[13]	مدل بهینه‌یابی چندمرحله‌ای به منظور تعیین برنامه تولید در پروژه‌های توسعه میادین نفتی	2008
	توکلیان و جلالی فراهانی	بهینه‌سازی تولید میادین نفتی با استفاده از الگوریتم ژنتیک	1385 (2006)
	بیتنکورت[14]	بهینه‌سازی توسعه میادین هیدروکربوری با استفاده از روش‌های الگوریتم تکاملی	1997
بهینه‌سازی فنی تولید نفت (منابع هیدروکربوری)	ون و همکاران[15]	بکارگیری برنامه‌ریزی پویای تقریبی در بهینه‌سازی تولید نفت	2011
	کونجروس و لنوچ[16]	مدلی بر اساس کنترل بهینه در تکمیل چاه‌های هوشمند میادین نفتی	2004
	پاتونرا[17]	نااطمینانی تقاضا و تصمیم‌سازی تولید: مروری بر ادبیات اقتصاد نفت و ارائه پیشنهاد	2001
	رائو[18]	مدل‌سازی انباشتی برای اکتشاف و تولید از منابع نفتی	2000

1. Gao, Weiyu et al (2008)
2.Sickles, Robin C. and Hartley, Peter (2001)
3.Helmi-Oskoui et al. (1991)
4.Modiano, Eduardo M. and Shapiro, Jeremy F. (1980)
5.Pindyck, Robert S. (1978)
6.Kuller, Robert G. and Cummings, Ronald G. (1974)
7.Burt, Oscar R. and Cummings, Ronald G. (1970)
8.Cummings, Ronald G. and Burt, Oscar R. (1969)
9.Aronofsky, J. S. and Williams, A. C. (1962)
10.Patel et al. (2011)
11.Nogueira, Pedro de B. and Schiozer, Denis J. (2009)
12.Gronning Anderson, Mats (2009)
13.Hamze Husni, Mohammed (2008)
14.Bittencourt , Antonio C. (1997)
15.Wen, Zheng (2011)
16.Conejeros, R. and Lenoach, B. (2004)
17.Patunru, Arianto A. (2001)
18.Rao, Raghavendra D. (2000)

	آترا و همکاران[1]	کاربرد تکنیک‌های بهینه‌سازی به منظور مطالعه عملیات تولید در میدان نفتی	1961
	لی و آرونوفسکی[2]	مدل برنامه‌ریزی خطی به منظور برنامه‌ریزی در تولید نفت	1958
منبع: یافته‌های پژوهش			

چنان‌که از جدول (1) برمی‌آید، چهار دسته مطالعه ذکر شده، در سال‌های اخیر به ترتیب 28، 39، 16 و 17 درصد از مطالعات انجام شده در این حوزه را به خود اختصاص داده‌اند که حکایت از اهمیت بالای توجه هم‌زمان به محدودیت‌های فنی و اقتصادی داشته و نیز نشان‌دهنده فضای مناسب جهت استفاده هرچه بیشتر از الگوریتم‌های تکاملی در این‌گونه مطالعات می‌باشد. لذا در مطالعه حاضر ترکیبی از دو روش بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با محدودیت‌های فنی و بهینه‌سازی اقتصادی تولید نفت (منابع هیدروکربوری) با استفاده از الگوریتم‌های تکاملی مورد استفاده قرار می‌گیرند. بدان معنی که قیود فنی و اقتصادی بر مدل اعمال خواهند شد؛ اما روش حل مدل با استفاده از یک الگوریتم تکاملی خواهد بود.

3. مبانی نظری مدل

در مطالعه حاضر، هدف، حداکثرسازی ارزش حال مجموع سود حاصل از برداشت از یک میدان نفتی است. بر اساس مبانی نظری اقتصاد خرد برگرفته از کتاب اقتصاد خرد پیندیک و رابین‌فلد (2013)[3]، جهت برآورد تابع سود یک بنگاه، مجموعه‌ای از توابع درآمد و هزینه به‌کار گرفته می‌شوند. تابع درآمد بنگاه متشکل از قیمت و میزان تولید می‌باشد که با توجه به قیمت‌پذیر بودن بنگاه‌های تولید نفت خام (به سبب شرایط بازار جهانی این محصول)، قیمت بر اساس سناریوهای قیمتی جهانی برآورد می‌گردد و تابع تولید بنگاه نیز بر اساس محدودیت‌های فنی برداشت از مخازن هیدروکربوری، تصریح خواهد شد. تابع هزینه نیز بر اساس عوامل مختلف مانند میزان تولید، میزان تزریق گاز و نیز حجم ذخیره باقی‌مانده برآورد می‌گردد. پس از آن تابع سود به‌دست آمده و با اعمال عامل تنزیل در هر دوره، ارزش حال مجموع سود حاصل از فعالیت بنگاه در دوره سی‌ساله مورد نظر به‌دست

1.Attra et al (1961)

2.Lee, A.S. and Aronofsky, J.S. (1958)

3.Pindyck, Robert, S. and Rubinfeld, Daniel, L. (2013)

می‌آید و تابع هدف نهایی مدل را تشکیل می‌دهد. این تابع هدف نیز بایستی با اعمال قیود فنی و اقتصادی متناسب با شرایط بنگاه، به‌صورت مقید، بیشینه شود. لذا کلیات مدل به شرح زیر است:

$$\pi = Max_{Q_t} \sum_{t=0}^{T} \beta^t \left[P_t Q_t - C(Q_t, g_t, PR_t) \right] \quad (1)$$

Subjected to:

$$PR_{t+1} = PR_t - Q_t + \varphi g_t \quad (2)$$

$$PR_0 = pr \quad (3)$$

$$\sum_{t=0}^{T} Q_t \le pr \quad (4)$$

$$Q_t \le Q_{\max} \quad (5)$$

$$PR_t \ge 0 \quad (6)$$

$$Q_t \ge 0 \quad (7)$$

$$g_t \ge 0 \quad (8)$$

$$P_t \ge 0 \quad (9)$$

در معادلات بالا، π تابع هدفی‌است که بیانگر ارزش حال مجموع سودهای حاصل از فروش نفت میدان طی یک دوره 30 ساله می‌باشد و متغیرهای P_t، Q_t، PR_t و g_t به ترتیب قیمت نفت[1]، تولید سالانه نفت از میدان(میلیون بشکه نفت خام)، حجم ذخیره اثبات شده (قابل استحصال) و میزان تزریق گاز (معادل میلیون بشکه نفت خام) را در هر دوره t نشان می‌دهند. پارامتر β بیانگر فاکتور تنزیل و تابع $C(Q_t, g_t, PR_t)$ نیز بیانگر هزینه تولید نفت از میدان می‌باشند.

معادله (2) معادله وضعیت و یا همان قاعده حرکت مدل است که نشان می‌دهد که حجم ذخایر قابل استحصال هر دوره از کسر تولید نفت دوره قبل از حجم ذخایر قابل

۱.منظور، قیمت نفت خام ایران می‌باشد که با تقریب مناسبی از قیمت نفت خام برنت، محاسبه شده‌است. این محاسبات در بخش 4-4 به تفضیل توضیح داده خواهد شد.

استحصال دوره قبل و اضافه نمودن میزان دخایر قابل استحصال اضافه شده بر اثر تزریق گاز به‌دست می‌آید. معادله (3) بیانگر حجم ذخیره قابل استحصال میدان در زمان شروع مدل‌سازی است که برابر مجموع ذخایر اولیه و ثانویه میدان است و رابطه (4) بیان می‌کند که مجموع تولید از میدان، نمی تواند از این حجم بیشتر باشد.

رابطه (5) نرخ حداکثر تخلیه کارا [1](MER) را نشان می‌دهد که با استفاده از روابط فنی مهندسی به‌دست 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 روبه‌رو می سازد. ذکر این نکته ضروری است که تولید صیانتی از مخازن به معنای حداکثرسازی میزان استخراج نفت در هر مقطع زمانی نیست بلکه روشی 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، حداکثر کند؛ لذا تولید صیانتی به معنای بهینه‌سازی تولید[2] است. (درخشان، مسعود 1381)

روابط (6) تا (9) نیز سایر محدودیت‌های مدل را نشان می‌دهند 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. در بخش بعدی ابتدا مشخصات میدان تشریح و سپس توابع هزینه و سایر روابط بالا بر اساس اطلاعات میدان تصریح می‌گردند.

4. روش پژوهش: برآورد توابع بر اساس اطلاعات میدان نفتی آزادگان جنوبی

در این پژوهش از اطلاعات و داده‌های مربوط به میدان نفتی آزادگان جنوبی بهره گرفته‌می‌شود. میدان نفتی آزادگان جنوبی که در حدود 80 کیلومتری غرب اهواز و در حاشیه مرز ایران و عراق و مجاورت با میدان نفتی مجنون عراق واقع شده است، از

1.Maximum Efficient Rate

۲.این بهینه‌سازی در زمان و با توجه به محدودیت‌های ناشی از خصوصیات طبیعی مخزن و قیود فنی و اقتصادی انجام می‌شود، لذا تحت شمول «بهینه‌سازی پویا» قرار می‌گیرد. (درخشان، مسعود (1381)، پاورقی شماره 1، ص 44).

بزرگترین میادین نفتی ایران به شمار می‌رود. این میدان در سال 1376 کشف شده است و دارای چهار سازند تولیدی سروک، کژدمی، گدوان و فهلیان می‌باشد. میزان ذخایر نفت درجای میدان در حدود 33/2 میلیارد بشکه و میزان نفت قابل استحصال آن در حدود 1/4 میلیارد بشکه به ازای برداشت طبیعی[1] برآورد شده است که در صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت و فشار افزایی کامل به وسیله تزریق گاز، 6 میلیارد بشکه به این مقدار اضافه می‌شود[2]. طرح توسعه این میدان در سال 1391 تصویب گردید که هدف از انجام این طرح، توسعه بخش جنوبی میدان نفتی آزادگان طی دو فاز بوده است. در فاز اول توسعه، تولید 320 هزار بشکه نفت در روز و 197 میلیون فوت مکعب گازو در فاز دوم توسعه، افزایش تولید نفت تا سقف 600 هزار بشکه در روز پیش بینی شده بود. با این‌همه به دلایل مختلف (از جمله تحریم‌های بین‌المللی و بدعهدی شرکت پیمانکار) تولید فعلی میدان در اوایل سال 1396 براساس آخرین اظهارات مجری توسعه میدان، تنها در حدود 110 هزار بشکه در روز می‌باشد[3].

لازم به‌ذکر است که داده‌های مورد استفاده در این پروژه و نیز مفروضات مربوط به سناریوهای ازدیاد برداشت و تزریق گاز، حاصل از داده‌های موجود در RMDP[4] میدان، داده‌های مربوط به تولید میدان و نیز دو طرح پژوهشی به انجام رسیده در معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385)[5] می‌باشند که طی یک دوره 30 ساله

1.Natural Depletion

2. طرح پژوهشی بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم‌انداز (1404 ه.ش)، معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، اسفندماه 1385.

3. خبرگزاری شانا، 12 بهمن 1395.

4. Revised Master Development Plan

5. طرح‌های پژوهشی "بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم‌انداز (1404 ه.ش)" و "بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تامین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز"، معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، 1385.

از سال 1385 تا 1414 شبیه‌سازی و مدل‌سازی می‌گردند. در ادامه، به فراخور نیاز و در جریان تصریح توابع، به مفروضات این طرح‌ها اشاره خواهد شد.

1-4. تابع هزینه تولید نفت

در این پژوهش از تابع نمایی[1] برای برآورد تابع هزینه تولید نفت، به صورت زیر استفاده می‌گردد:

$$C_t = AQ_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta} \qquad (10)$$

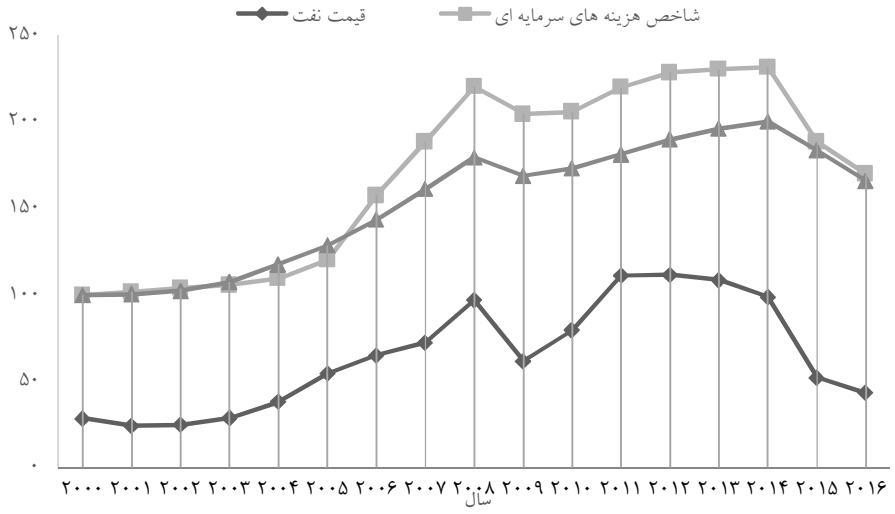
استفاده از این فرم تابعی، علاوه بر حسن خوش‌رفتاری ریاضی، سبب می‌شود که پویایی های تولید نفت و نیز پویایی‌های بازار جهانی نفت، چنانکه در ادامه توضیح داده خواهد شد، در تابع هزینه لحاظ گردد. در تابع فوق، متغیرهای Q_t، PR_t و g_t به ترتیب تولید سالانه نفت از میدان (میلیون بشکه نفت خام)، حجم ذخیره اثبات شده (میلیون بشکه نفت خام) و میزان تزریق گاز (معادل میلیون بشکه نفت خام) را در هر دوره t نشان می‌دهند و ضریب ثابت A نیز نمایانگر اثر سایر عوامل برون‌زا در هزینه‌های تولید نفت می‌باشد.

بدیهی‌است که به جز متغیرهای فوق‌الذکر، عوامل برون زای مختلفی بر هزینه های تولید نفت اثرگذار هستند. از آنجا که تمامی عوامل بنیادین و غیر بنیادین بازار جهانی نفت، به طور مشخص بر قیمت نفت تاثیرگذار هستند، مجموع تاثیرات این عوامل بر هزینه‌های تولید نفت را نیز می‌توان با تقریب مناسبی، به صورت غیرمستقیم و از راه برآورد

---

۱. لین (2009) و قندی و لین (2012) از توابع نمایی برای تابع هزینه تولید نفت استفاده کرده اند، در این مطالعه هم به سه دلیل از تابع نمایی استفاده شده است. اول به دلیل خوش‌رفتاری ریاضی توابع نمایی، دوم به دلیل امکان اضافه نمودن عوامل دیگر به تابع (میزان تزریق گاز) و سوم به دلیل امکان اعمال پویایی تولید نفت و بازار جهانی آن. این امر از آن جهت اهمیت دارد که با تغییر شرایط فیزیکی میدان در طول زمان (اعم از فشار، حجم باقی‌مانده و ...) هزینه‌های تولید نفت نیز تغییر می‌کنند؛ لذا در نظر گرفتن چنین تابعی که هم خوشرفتاری ریاصی داشته باشید و هم پاسخ‌گوی پویایی‌های حاکم بر صنعت نفت باشد، مناسب به‌نظر می رسد.

تاثیر تغییرات قیمت نفت بر تغییرات هزینه‌های تولید، متصور بود. در نمودار (1) رابطه تغییرات هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی تولید نفت با قیمت نفت نشان داده شده‌است:



نمودار (1): همبستگی قیمت نفت خام با هزینه های تولید نفت

منبع: IHS 2017

چنان‌که از نمودار فوق برمی‌آید، همبستگی بالایی میان تغییرات قیمت نفت و هزینه-های تولید آن مشاهده می‌شود. لذا باتوجه به اینکه مدل‌سازی مورد استفاده در این پژوهش از سال 1385 (2006) شروع شده و تابع هزینه (هزینه‌های تزریق گاز و ...) بر اساس سال 2006 برآورد می‌گردد، با محاسبه همبستگی[1] میان قیمت نفت و میانگین هزینه‌های تولید نفت به میزان 0/79، ضریب ثابت A به شکل زیر تعریف می‌شود تا ضمن به‌روزرسانی توابع هزینه، تاثیر سایر عوامل برون‌زا بر هزینه‌های تولید نفت نیز به صورت غیرمستقیم و از طریق تاثیرات تغییرات قیمت نفت بر هزینه‌های تولید، بر تابع هزینه اعمال گردد:

$$A = 0/79 \frac{P_t - P_{2006}}{P_t} \qquad (11)$$

1.Correlation

لذا درنهایت تابع هزینه به صورت زیر تعریف می‌گردد:

$$A = 0/79 \frac{P_t - P_{2006}}{P_t} Q_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta} \quad (12)$$

4-1-1. برآورد پارامتر α

پارامتر α رابطه میزان تولید نفت با هزینه‌های تولید آن را نشان می‌دهد که طبیعتاً رابطه‌ای مثبت خواهد بود؛ یعنی با افزایش میزان تولید نفت، هزینه‌های تولید نیز افزایش می‌یابد و این به معنای مثبت بودن مشتق اول تابع هزینه نسبت به میزان تولید است. از سوی دیگر برای میادینی که در مرحله بازیافت ثانویه[1] قرار دارند، هزینه افزایش تولید در بازیافت ثانویه بیشتر از هزینه تولید در بازیافت اولیه[2] می‌باشد. به‌عبارت دیگر هزینه تولید یک بشکه نفت اضافی در بازیافت ثانویه بیش از هزینه متوسط تولید خواهد بود؛ لذا خواهیم داشت:

$$\alpha = \frac{MC_Q}{AC_Q} \geq 1 \quad (13)$$

بر اساس اطلاعات میدان آزادگان، هزینه متوسط تولید هر بشکه نفت از این میدان در حدود 5/77 دلار تخمین زده می‌شود[3]. از سوی دیگر بر اساس محاسبات طرح پژوهشی معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، در صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت به‌صورت تزریق گاز و فشارافزایی کامل میدان، هزینه‌ی تولید هر بشکه نفت اضافی معادل 63 سنت خواهد بود. لذا خواهیم داشت:

$$\alpha = \frac{MC_Q}{AC_Q} = \frac{5/77 + 0/63}{5/77} = 1/109 \quad (14)$$

4-1-2. برآورد پارامتر γ

پارامتر γ نیز بیانگر رابطه میزان ذخایر باقی‌مانده قابل استحصال در هر دوره با هزینه تولید نفت است. از آنجا که کاهش ذخایر قابل استحصال، معمولاً کاهش فشار مخزن و نیاز به

1. Secondary Recovery
2. Primary Recovery
۳. براساس قانون نفت ایران، افشای اطلاعات سازندها و مخازن هیدروکربوری، ممنوع می‌باشد؛ لذا اطلاعات محرمانه بوده و نزد نگارنده محفوظ است.

فشار افزایی و یا حفر چاه‌های تولیدی بیشتر را به‌همراه دارد، می‌توان با قاطعیت از افزایش هزینه‌های تولید در ازای کاهش حجم ذخایر قابل استحصال سخن گفت. لذا پارامتر γ قطعاً مقداری منفی خواهد داشت. باتوجه به عدم دسترسی به داده‌های مورد نیاز برای تخمین این پارامتر، در این مطالعه از پارامتر محاسبه شده در مطالعه لیتلی و لین (2012)[1] استفاده می‌شود که این مقدار را برای هفت میدان در امریکا، معادل 0/54- محاسبه نموده‌اند.

3-1-4. برآورد پارامتر θ

همان‌طور که از تابع هزینه برمی‌آید، پارامتر θ ارتباط میان میزان تزریق گاز و هزینه تولید را بیان می‌کند. طبیعتاً از آنجا که تزریق گاز، نیازمند فراهم نمودن تجهیزات خاص (اعم از خطوط لوله انتقال، تجهزات افزایش فشار، حفر چاه‌های تزریقی و ...) می‌باشد، می‌توان رابطه‌ای مثبت را میان تزریق گاز و هزینه‌های تولید متصور بود؛ لذا انتظار می‌رود که θ مثبت باشد. برای محاسبه θ به ترتیب زیر عمل می‌شود:

$$\frac{\partial C}{\partial g} = \theta A Q_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta-1} = \theta \frac{C}{g} \Rightarrow \theta = MC_g \frac{g}{C} \qquad (15)$$

مطابق عبارت فوق، پارامتر θ برابر است با حاصل تقسیم کل هزینه تزریق گاز (حاصل‌ضرب هزینه نهایی تزریق گاز در حجم تزریق گاز) بر کل هزینه تولید نفت که بر اساس داده‌های میدان آزادگان جنوبی[2]، معادل 0/306 محاسبه شده‌است.

2-4. حداکثر نرخ تولید کارا

همانطور که پیشتر توضیح داده شد، جهت پیشگیری از آسیب فنی به میدان و تولید صیانتی از آن، حداکثر نرخ تولید کارا (MER)، به صورت سهمی از میزان حجم ذخیره باقی‌مانده در هر دوره، تعیین می‌شود:

$$Q_{\max} = \omega PR_t \qquad (16)$$

1.Leighty, Wayne and Lin, C. -Y. Cynthia (2012)

۲. محاسبه این پارامتر، بر اساس اطلاعات مکتسبه از مجری طرح و نیز داده‌های طرح پژوهشی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385) انجام شده و اطلاعات آن نزد نگارنده محفوظ است.

در معادله فوق، ω حداکثر نرخ تخلیه کارا را نشان می‌دهد که بر اساس ویژگی های سنگ و سیال میدان و با توجه به پارامترهایی مانند GOR (نسبت گاز به نفت) و Water Cut محاسبه و تعیین می‌گردد. بر اساس اطلاعات موجود در طرح جامع توسعه میدان (RMDP) و نیز داده‌های طرح پژوهشی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، این پارامتر برای میدان نفتی آزادگان جنوبی، به‌طور متوسط معادل 0/157 برآورد می‌شود[1].

4-3. برآورد معادله حرکت (پارامتر φ)

همان‌گونه که بیان شد، معادله شماره (2)، قاعده حرکت مدل است که با کسر نمودن تولید هر دوره از حجم ذخیره باقی مانده آن دوره و اضافه نمودن حجم اضافی قابل استحصال شده تحت تاثیر تزریق گاز به مقدار فوق، حجم ذخیره باقی‌مانده قابل استحصال دوره بعدی را محاسبه می‌کند. لذا پارامتر φ رابطه تزریق گاز با حجم ذخیره قابل استحصال را نشان می‌دهد که به‌صورت زیر قابل محاسبه است:

$$\frac{\partial PR_{t+1}}{\partial g_t} = \varphi \cong \frac{\Delta PR}{\Delta g} \qquad (17)$$

بنابراین برای محاسبه پارامتر φ بایستی نسبت کل حجم اضافه‌شده قابل استحصال بر اثر ازدیاد برداشت به کل حجم انباشتی گاز تزریقی به میدان (معادل میلیون بشکه نفت خام) محاسبه شود که این نسبت برای میدان نفتی آزادگان جنوبی، برابر 18/12 خواهد بود[2].

4-4. برآورد و پیش‌بینی قیمت نفت

در این مطالعه، از مدل قیمتی برون‌زای معین جهت برآورد قیمت نفت خام استفاده شده‌است که بدین منظور، داده‌های چشم‌انداز جهانی انرژی 2017[3] که توسط اداره اطلاعات انرژی امریکا[4] برآورد شده‌است، در نظر گرفته شده‌اند. این داده‌ها در سه سناریوی قیمتی قیمت بالای نفت، قیمت مرجع، قیمت پایین نفت برآورد و پیش‌بینی

---

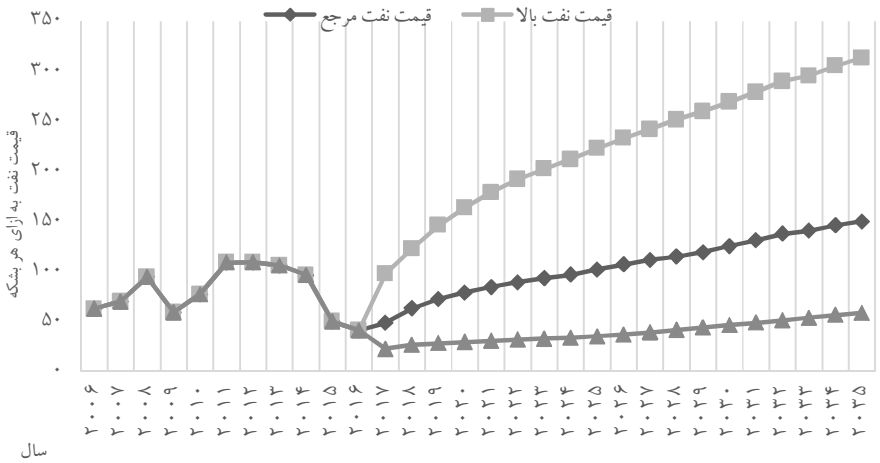
۱. اطلاعات محرمانه بوده و نزد نگارنده محفوظ است.

۲.محاسبه این پارامتر، بر اساس داده‌های طرح پژوهشی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385) انجام شده و اطلاعات آن نزد نگارنده محفوظ است.

3.EIA Annual Energy Outlook 2017

4.Energy Information Administration (EIA)

شده‌اند. از سوی دیگر، از آنجایی که قیمت نفت ایران در طول 30 سال گذشته به‌طور متوسط 2/8 دلار به ازای هر بشکه، کمتر از قیمت نفت شاخص برنت بوده است، لذا با کسر این مقدار از قیمت پیش‌بینی شده برای قیمت برنت، می‌توان قیمت نفت ایران را با تقریب مناسبی، برآورد نمود. نمودار (2) قیمت برآورد شده نفت ایران را طی سال‌های 2006 تا 2035 بر اساس سه سناریوی فوق‌الذکر نشان می‌دهد:



نمودار(2): برآورد قیمت نفت خام ایران در سه سناریوی قیمتی در بازه 2006-2035

منبع: یافته‌های پژوهش

5. حل مدل و تجزیه و تحلیل نتایج بر اساس سناریوهای مختلف

پس از برآورد پارامترها وتصریح توابع با استفاده از داده‌های میدان، در این بخش به سناریوسازی پرداخته شده و برای نخستین بار از یک تکنیک فراابتکاری[1] برای حل چنین مدلی بهره گرفته می‌شود.

5-1. روش حل مدل

روش حل مورد استفاده در این پژوهش، الگوریتم بهینه سازی ازدحام ذرات (PSO)[2] نام دارد که از سری الگوریتم‌های تکاملی به‌حساب می‌آید. تکنیک‌های محاسبات تکاملی، بر

1.Metaheuristic

2.Particle Swarm Optimization (PSO)

خلاف الگوریتم های جستجوی متداول، روی یک مجموعه (جمعیت) از جواب‌ها (نقاط) در فضای جستجو عمل می کنند و با استفاده از همکاری و رقابتی که بین جواب‌ها ایجاد می کنند می توانند خیلی سریع جواب بهینه را برای مسائل بهینه سازی پیچیده پیدا کنند. این تکنیک‌ها بطور عمده از فرایند تکامل در طبیعت الهام گرفته شده‌اند که چهار مورد مشهور آنها: الگوریتم ژنتیک، برنامه نویسی تکاملی، راهبردهای تکاملی و برنامه‌نویسی ژنتیک می‌باشند. به‌جز این تکنیک‌های محاسبات تکاملی الهام گرفته از فرایند تکامل در طبیعت، مجموعه تکنیک‌های محاسباتی جدیدی مانند اجتماع مورچگان و PSO (بر اساس رفتار اجتماعی پرندگان) نیز ابداع شده‌اند که رفتار اجتماعی موجودات زنده را شبیه‌سازی می‌کنند. عمده دلیلی که می توان برای رفتار اجتماعی موجودات زنده متصور بود، بهینگی رفتار آنها می‌باشد. به این ترتیب منطقی به نظر می رسد که برای حل مسائل بهینه‌سازی از این دست، از شبیه‌سازی این رفتارهای اجتماعی استفاده شود.

در طی اجرای تکنیک PSO، تمام پاسخ‌های موجود دارای یک مقدار شایستگی (Fitness Value) می‌باشند که از روی تابع شایستگی تعریف شده برای مسئله محاسبه می‌شوند. هدف این تکنیک یافتن محلی است که دارای بهترین مقدار شایستگی در فضای مسئله باشد. PSO با تعدادی پاسخ اولیه تصادفی (ذرات) شروع به کار کرده و مقدار شایستگی پاسخ‌ها را محاسبه می‌کند و سپس با حرکت دادن این پاسخ‌ها در طی تکرارهای متوالی، به دنبال یافتن جواب بهینه برای مسئله است. در هر تکرار دو مقدار PBest[1] و GBest[2] مشخص شده و پس از یافتن این مقادیر، سرعت حرکت ذرات و نیز مکان بعدی هر ذره با استفاده از روابط زیر به‌دست می‌آید:

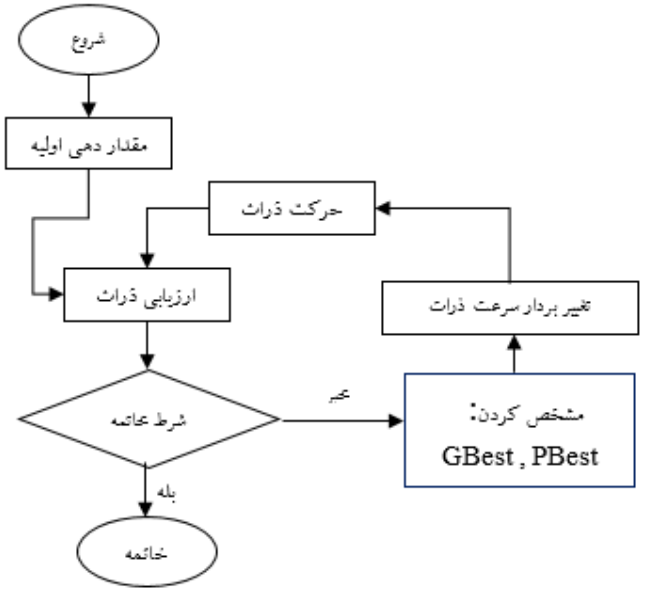
$$V_i^{t+1} = w.V_i^t + \rho_1 c_1(\text{Pbest}_i - x_i^t) + \rho_2 c_2(\text{Gbest} - x_i^t) \quad (18)$$

$$x_i^{t+1} = x_i^t + V_i^{t+1} \quad (19)$$

۱. PBest: مکان بهترین مقدار شایستگی که هر ذره در طول حرکت خود، به آن رسیده است (Personal Best)

۲. GBest: مکان بهترین ذره در جمعیت فعلی (Global Best)

همان‌گونه که از روابط (18) و (19) برمی‌آید، سرعت حرکت هر ذره در تکرار بعدی (v_i^{t+1}) به‌صورت وزنی از عوامل مختلف همچون سرعت پیشین ذره(v_i^t)، اختلاف ارزش (Fitness) ذره (x_i^t) با PBest و اختلاف ارزش ذره (x_i^t) با GBest محاسبه شده و سپس مکان بعدی ذره (x_i^{t+1}) از حاصل جمع سرعت جدید و مکان پیشین ذره محاسبه می‌گردد و این تکرارها تا حصول بهترین نتیجه، ادامه می‌یابد (ضرایب w، c_1 و c_2 ضرایب ثابت مدل هستند که بنا به شرایط برنامه‌نویسی تنظیم می‌شوند؛ ρ_1 و ρ_2 نیز ضرایبی تصادفی هستند.).[1] گام‌های الگوریتم PSO به‌طور خلاصه در نمودار (3) نشان داده شده‌است:



نمودار (۳). گام‌های الگوریتم PSO

منبع: الغزالی (۲۰۰۹)[2]

1.El-Ghazali Talbi (2009)

2-5. تجزیه و تحلیل نتایج

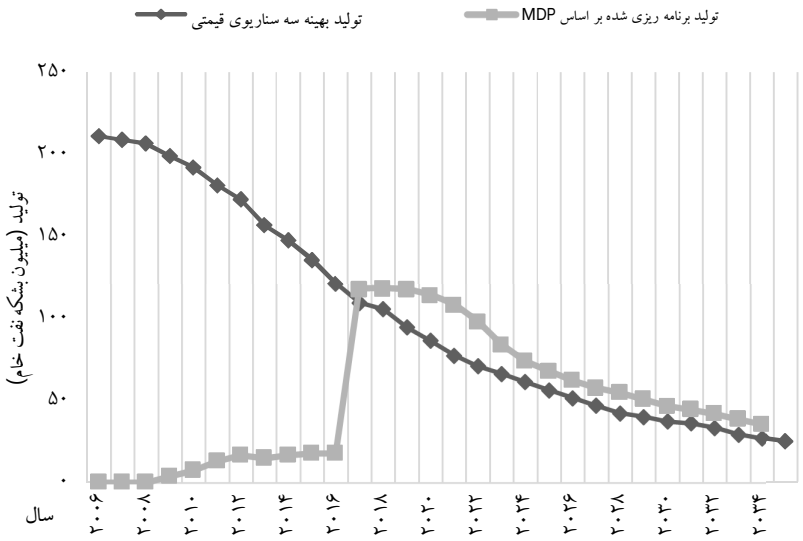
در این قسمت، با مشخص بودن توابع هزینه و نیز برآورد قیمت نفت خام در سه سناریوی قیمتی، به برآورد مسیر بهینه تولید نفت از میدان نفتی آزادگان جنوبی بر اساس سناریوهای مختلف پرداخته می‌شود. لازم به توضیح است که در تمامی سناریوها، ابعاد فنی میدان بر اساس مدل‌سازی انجام شده در طرح پژوهشی معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385) تنظیم شده‌است. بر اساس آن مطالعه که طی یک دوره زمانی سی ساله (1414-1385) مدل‌سازی شده است، باتوجه به پایین بودن فشار اشباع نسبت به فشار اولیه در این میدان، مشابه با برخی از میادین نظیر میدان انتظار در لیبی و میادین سروش و نوروز، پیشنهاد می‌شود که همزمان با تولید، طرح تزریق گاز در طاقدیس سروک نیز صورت پذیرد. محاسبات انجام شده در مطالعه فوق‌الذکر نشان می‌دهد که در صورت تزریق روزانه 166 میلیون پای مکعب گاز به میدان در آن دوره سی ساله، حجمی معادل 6 میلیارد بشکه نفت خام اضافی به حجم ذخایر قابل استحصال میدان اضافه می‌گردد. دیگر متغیر برون‌زای مدل پارامتر β می‌باشد که با در نظر گرفتن دو سناریوی نرخ بازگشت سرمایه 10 درصدی و 25 درصدی به صورت $\beta=\frac{1}{1+r}$ با مقادیر 0/91 و 0/8 به عنوان عامل تنزیل در مدل اعمال می‌گردد[1]. لذا با مشخص بودن تمامی توابع و پارامترهای معادلات (1) تا (9) و به‌کارگیری روش فراابتکاری الگوریتم ازدحام ذرات طی دوره سی‌ساله 1385 تا 1414 (2035-2006)، مدل حل شده و نتایج در نمودارهای (4) و (5) نشان داده و با تولید برنامه‌ریزی شده میدان[2]، مقایسه شده‌است.

۱.در اکثر مطالعات پیشین انجام شده، با اشاره به دلایلی چون عدم قطعیت و عدم ثبات، نرخ‌های بازگشت سرمایه 5، 10، 20 و 30 درصدی در نظر گرفته شده است. در این مطالعه باتوجه به وضعیت کنونی اقتصاد ایران و ثبات نسبی آن طی دوره‌های اخیر، یک سناریوی نرخ بازگشت سرمایه 10 درصدی بر پایه تورم و سناریوی دوم بر پایه جلب رضایت سرمایه‌گذار با نرخ بازگشت سرمایه 25 درصدی (مجموع نرخ سود بانکی 15 درصدی و نرخ تورم 10 درصدی) در نظر گرفته شده‌است.

۲.تولید برنامه‌ریزی شده میدان، با استفاده از داده‌های MDP حال حاضر میدان (که آخرین‌بار در سال 2012 مورد بازبینی واقع شده‌است)، برآورد شده‌است.

نتایج مربوط به عامل تنزیل 0/80 در نمودار (4) نشان داده شده‌است. همان‌طور که مشخص است، در این نرخ تنزیل، تولید بهینه برای هر سه سناریوی قیمتی، روندی مشابه داشته[1] اما اختلاف بسیار زیادی با تولید برنامه‌ریزی شده کنونی دارد. لازم به‌ذکر است که در تولید برنامه‌ریزی شده مطابق MDP میدان، سال‌های 2008 تا 2017 به عنوان سال‌های اولیه شروع طرح توسعه میدان در نظر گرفته شده و پلتوی تولید میدان از سال 2017 و با نرخ تولید 320000 بشکه در روز آغاز می‌شود؛ در حالی که در سناریوی مورد استناد این مطالعه فرض شده‌است که در سال 2006، میدان به‌طور کامل توسعه یافته و مطابق پیشنهاد طرح پژوهشی مورد اشاره، تزریق گاز به طاقدیس سروک نیز هم‌زمان با تولید از میدان، اجرا می‌گردد و لذا مناسب است که برای مقایسه، روند کلی و مقادیر تولید پس از توسعه کامل میدان در هر سناریو (سال‌های 2017 به بعد برای تولید برنامه‌ریزی شده کنونی و 2006 به بعد برای تولید بهینه‌سازی شده در این مطالعه) در نظر گرفته شوند. لذا در مقام مقایسه می‌توان حداکثر تولید سالیانه در هر برنامه و نیز تولید تجمعی برنامه‌ها را مقایسه نمود. چنان‌که مشخص است، حداکثر تولید، طبق برنامه کنونی با مقدار 117 میلیون بشکه در سال و در سال 2018 رخ می‌دهد، در حالی که بر اساس تولید بهینه حداکثر تولید سالیانه به 211 میلیون بشکه نیز می‌رسد. بر اساس تولید تجمعی نیز، برنامه تولید بهینه، با 3024/75 میلیون بشکه در برابر 1432/7 میلیون بشکه پیشنهادی برنامه‌ریزی شده کنونی، تولیدی بیش از دو برابر را طی این دوره پیشنهاد می‌کند که طبیعتاً نشان از تامین حداکثری منافع ملی با تولید صیانتی از میدان است.

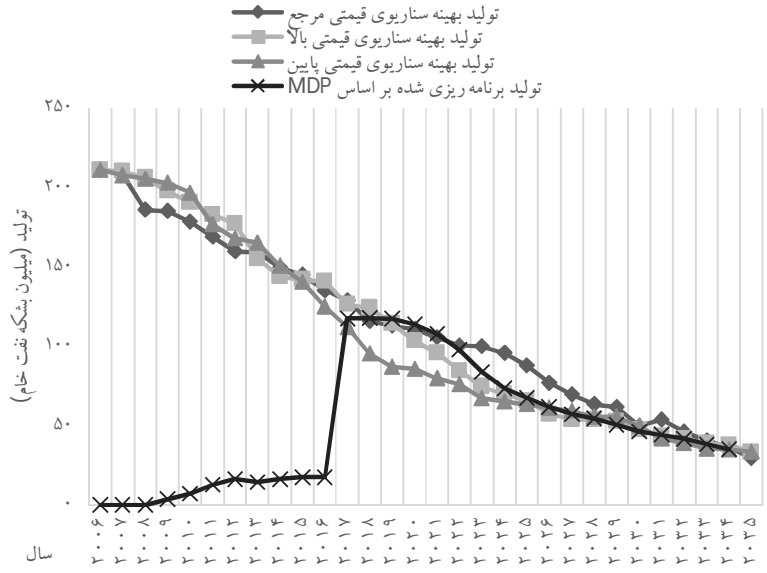
۳.از اختلافات جزئی، صرف‌نظر شده‌است.



نمودار (4): مقایسه تولید برنامه ریزی شده کنونی و تولید بهینه در نرخ تنزیل 0/8 برای هر سه سناریوی قیمتی
منبع: یافته‌های پژوهش

در نمودار (5) نیز روند تولید بهینه در سه سناریوی قیمتی در نرخ تنزیل 0/91 با روند تولید برنامه‌ریزی شده مقایسه می‌شود. مشاهده می‌شود که در نرخ تنزیل 0/91، سه سناریوی قیمتی توانسته‌اند نتایج مختلفی را رقم بزنند که اگرچه بایکدیگر 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. 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 داشته‌باشند اما اعمال محدودیت‌های فنی فیزیکی (مانند حداکثر نرخ تولید کارا) بر مدل، تا حد زیادی تاثیر آنها را کم‌رنگ می‌نماید.



نمودار (5): مقایسه تولید برنامه ریزی شده و تولید بهینه در نرخ تنزیل 0/91 برای هر سه سناریوی قیمتی

منبع: یافته‌های پژوهش

از لحاظ مقایسه تولید بهینه با تولید برنامه‌ریزی شده در نرخ تنزیل 0/91 درصدی نیز می‌توان تولید تجمعی 1432/7 میلیون بشکه‌ای خاصل از تولید برنامه‌ریزی شده بر اساس MDP را با مقادیر تولید تجمعی سه سناریو تولید بهینه که به ترتیب 3371/14، 3275/088 و 3147/687 برای سناریوهای مرجع، قیمت بالا و قیمت پایین نفت می‌باشند را در نظر گرفت که نشان از بهره‌برداری صیانتی از میدان و حداکثر سازی سود حاصل و متعاقبا منافع ملی دارد.

6. جمع‌بندی، نتیجه‌گیری و پیشنهادات سیاستی

همان‌گونه که اشاره شد، مطالعه و مدل‌سازی جهت برنامه‌ریزی و سیاست‌گذاری مقتضی در بخش انرژی، جهت تامین امنیت انرژی (امنیت عرضه برای مصرف‌کنندگان و امنیت تقاضا برای کشورهای صادر کننده) و به تبع آن تامین حداکثری منافع ملی بین نسلی کشورها، پس از شوک نفتی 1973 میلادی و مشخص شدن اهمیت بالای نفت خام و گاز طبیعی در تامین سبد انرژی مصرفی جهانی، بسیار جدی‌تر از گذشته در دستور کار مقامات کشورها قرار گرفت. در این میان، کشورهای تولیدکننده و صادرکننده نفت خام که عموماً از اقتصادی متکی به درآمدهای نفتی برخوردارند، طبیعتاً بایستی حداکثر سازی سود حاصل از درآمدهای نفتی از طریق برنامه‌ریزی جهت تولید بهینه از میادین نفتی را به عنوان یک ضرورت در دستور کار قرار دهند.

در مطالعه حاضر، مسیر بهینه تولید از میدان نفتی آزادگان جنوبی به عنوان یکی از بزرگترین میادین نفتی کشور که به دلیل مجاورت با میدان نفتی مجنون کشور عراق، ار اهمیت ویژه‌ای نیز برخوردار است، با استفاده از داده‌های واقعی میدان و به وسیله الگوریتم فراابتکاری ازدحام ذرات، برآورد گردید. بدین منظور، ابتدا توابع هدف، درآمد و هزینه تعریف شده و سپس با استفاده از داده‌های میدان، تصریح گردیدند. برای تابع درآمد، قیمت نفت بر اساس سه سناریوی قیمتی مرجع، قیمت بالا و قیمت پایین و بر اساس پیش‌بینی اداره اطلاعات انرژی امریکا (EIA) برآورد شده و مورد استفاده قرار گرفت. برای تابع هزینه نیز (که به شکل نمایی تعریف شد)، پارامترهای مختلف بر اساس داده‌های MDP میدان و نیز اطلاعات تاریخی میدان، تخمین زده شدند. پس از تصریح توابع قیود فنی نیز بر اساس اطلاعات فنی میدان و نیز مدل تحلیلی ارائه شده در طرح پژوهشی معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385)، تصریح شده و در مدل جایگذاری شدند. در نهایت مدل تصریح شده، ذیل دو سناریوی نرخ بازگشت سرمایه 10 و 25 درصدی قرار گرفته و به وسیله الگوریتم تکاملی ازدحام ذرات (PSO) حل گردید.

نتایج مدل از اختلاف بسیار زیاد مسیر بهینه تولید در تمام سناریوها با مسیر تولید برنامه‌ریزی شده بر اساس MDP کنونی میدان، حکایت دارد. به‌گونه‌ای که طی دوره شبیه‌سازی شده (2035-2006) تولید تجمعی مسیرهای بهینه، بیش از دو برابر تولید تجمعی برنامه‌ریزی شده کنونی است؛ یعنی در حالی که تولید تجمعی بر اساس مسیر تولید برنامه‌ریزی شده کنونی در حدود 1/4 میلیارد بشکه طی سال‌های 2008 تا 2034 می‌باشد، این مقدار برای تمامی سناریوهای مورد بررسی در حالت بهینه، بیش از 3 میلیارد بشکه طی سال‌های 2006 تا 2035 گزارش شده‌است.

از سوی دیگر، بر اساس اطلاعات رسمی، به دلایل مختلف (از جمله جریان تحریم‌های بین‌المللی، بدعهدی پیمان‌کار، سوء مدیریت و ...) هم‌اکنون، حتی همان تولید برنامه‌ریزی شده MDP میدان نیز تحقق نیافته‌است و در حالی که طبق این برنامه، هم‌اکنون بایستی میدان، تولیدی معادل 320 هزار بشکه در روز را تجربه کند، تولید کنونی میدان در بهترین حالت، 110 هزار بشکه است. لذا باتوجه به توصیه مدل تحلیلی استفاده‌شده در این مطالعه مبنی بر لزوم تزریق گاز به طاقدیس سروک میدان همزمان با تولید از آن که به ازای تزریق روزانه 166 میلیون متر مکعب، ازدیاد برداشتی معادل 6 میلیارد بشکه نفت را در طی یک دوره سی‌ساله به همراه خواهد داشت، و نظر به هم‌جواری این میدان با میدان نفتی مجنون عراق، پیشنهاد می‌گردد که اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت (EOR) به روش تزریق گاز و هم‌زمان با تولید نفت از میدان، در اسرع وقت در دستور کار متولیان توسعه و بهره‌برداری از این میدان قرار گیرد. نظر به عدم توجه به این مهم در قراردادهای بیع‌متقابل و باتوجه به اینکه توسعه این میدان در قراردادهای نسل جدید (IPC) در اولویت کاری وزارت نفت قرار گرفته‌است، شایسته است که اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت برای این میدان حتماً در قراردادهای جدید منظور شود. همچنین باتوجه به اثبات لزوم تزریق گاز به این میدان و نیز چندین میدان نفتی دیگر[1] جهت تولید صیانتی از مخازن، ضروری‌است سیاست‌های حوزه

۱.طرح پژوهشی معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385)

گاز کشور مورد بازبینی جدی قرار گرفته و میزان گاز صادراتی بر اساس میزان گاز مورد نیاز جهت مصرف داخلی و تزریق به میادین نفتی، تعدیل گردد.

7. منابع

الف) فارسی

معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385)، طرح‌پژوهشی: بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم‌انداز (1404 ه.ش).

معاونت انرژی دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (1385)، طرح پژوهشی: بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تامین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز.

طاهری‌فرد. علی، سلیمی‌فر. مصطفی (1393)، بهینه سازی فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل (مطالعه موردی: میدان درود)، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال دهم، شماره 44، ص 178-153.

قربانی پاشاکلایی. وحید، خورسندی. مرتضی، محمدی. تیمور، خالقی. شهلا، شاکری. عباس، ابطحی فروشانی. سید تقی (1393)، الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه – مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران، *پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران*، سال چهارم، شماره 13، ص 220-191.

عسکری. محمد مهدی، صادقی شاهدانی. مهدی، شیریجیان. محمد، طاهری‌فرد. علی (1395)، الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان، *فصل‌نامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، سال سوم، شماره 2، ص 186-159.

محمدی. تیمور، معتمدی. منیره (1389)، بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی)، *فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی*، سال دهم، شماره 3، ص 265-235.

درخشان. مسعود (1381)، منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، ویژه‌نامه نفت و منافع ملی، *مجلس و پژوهش*، سال نهم، شماره 34، ص 65-13.

ب) انگلیسی

Leighty, Wayne and Lin, C. -Y. Cynthia (2012), Tax Policy Can Change the Production Path: A Model of Optimal Oil Extraction in Alaska, Energy Policy, Vol. 41, Issue.3, pp. 759-774.

Lin, C. -Y. C., (2009). Insights from a simple Hotelling model of the world oil market. Natural Resources Research 18 (1), 19–28.

Ghandi, Abbas, Lin, C. -Y. Cynthia (2012), Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz, Energy Policy, Vol.42, pp. 181–190.

El-Ghazali Talbi (2009), "Metaheuristics-from Design to Implementation", University of Lille, Wiley publication.

Pindyck, Robert, S. and Rubinfeld, Daniel, L. (2013), "Microeconomics (8th ed.)", Prentice-Hall International, Inc.

Bittencourt , Antonio C. (1997); "Optimizing Hydrocarbon Field Development Using a Genetic Algorithm Based Approach", Submitted to the Department of Petroleum Engineering, Stanford University, in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy.

Black, Geoffrey and LaFrance Jeffrey T. (1998); "Is Hotelling's Rule Relevant to Domestic Oil Production?", Journal of Environmental Economics and Management, Vol.36, pp.149-169.

Boasheng, Zhang and Qing Wang (2011); "Analysis and Forecasts of Investment Scale and Structure in Upstream for Oil Companies Based on System Dynamics", China University of Petroleum (Beijing), Springer Journal, Vol.8, pp.120-126.

Boyce, John and Nøstbakken, Linda (2011); "Exploration and Development of U.S. Oil and Gas Fields, 1955–2002", Journal of Economic Dynamics & Control, Vol.35, pp.891-908.

Burt, Oscar R. and Cummings, Ronald G. (1970); "Production and Investment in Natural Resource Industries", The American Economic Review, Vol. 60, No. 4, pp. 576-590.

Cao, Y.J. and Wu, Q.H. (1999); "Teaching Genetic Algorithm Using MATLAB", International Journal of Electric Engineering Education, Vol.36, pp.139-153.

Charbonneau, Paul (2002); "An Introduction to Genetic Algorithms for Numerical Optimization", National Center for Atmospheric Research, Colorado, United States, pp.1-74.

Conejeros, R. and Lenoach, B. (2004); "Model-Based Optimal Control of Dual Completion Wells", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol.42, pp.1-14.

Cummings, Ronald G. and Burt, Oscar R. (1969); "The Economics of Production from Natural Resources: Note", The American Economic Review, Vol. 59, No. 5, pp. 985-990.

Gao, Weiyu, Hartley, Peter R. and Sickles, Robin C. (2009); "Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia", Empirical Economics, Vol.37, No.1, pp. 153-184.

Gaudet, Gerard (2007); "Natural Resource Economics under the Rule of Hotelling", Canadian Journal of Economics, Vol. 40, No. 4, pp.1033-1059.

Grønning Andersen, Mats (2009); "Reservoir Production Optimization Using Genetic Algorithms and Artificial Neural Networks", Master of Science in Informatics, Norwegian University of Science and Technology, Department of Computer and Information Science.

Helmi-Oskoui, B., Narayana, R., Glover, T., Lyon, K.S., Sinha, M. (1992); "Optimal Extraction of Petroleum Resources: An Empirical Approach", Resource and Energy, No.14, pp.267-285.

Hamze Husni, Mohammed (2008); "A Multiperiod Optimization Model to Schedule

Large-Scale Petroleum Development Projects", Submitted to the Office of Graduate Studies of Texas A&M University in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy, December 2008.

Kronenberg, Tobias (2008); "Should We Worry about The Failure of The Hotelling Rule?", Journal of Economic Surveys, Vol. 22, No. 4, pp. 774–793.

Kuller, Robert G. and Cummings, Ronald G. (1974); "An Economic Model of Production and Investment for Petroleum Reservoirs", The American Economic Review, Vol. 64, No. 1, pp.66-79.

Lin, C.-Y. Cynthia and Wagner, Gernot (2007); "Steady-State Growth in a Hotelling Model of Resource Extraction", Journal of Environmental Economics and Management, Vol.54, pp.68-83.

Moravvej Farshi, Mohammad (2008); "Improving Genetic Algorithms for Optimum Well Placement", A Report Submitted to the Department of Energy Resources Engineering, Stanford University, , in partial fulfillment of the requirements for the degree Master of Science.

Nogueira, Pedro de B. and Schiozer, Denis J. (2009); "An Efficient Methodology of Production Strategy Optimization Based on Genetic Algorithms", Society of Petroleum Engineers, SPE 122031 and presentation at the 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Cartagena, Colombia, 31 May–3 June 2009.

Palke, M.R. and Horne, Roland N. (1997); "Determining the Value of Reservoir Data by Using Nonlinear Production Optimization Techniques", Society of Petroleum Engineers, Inc., Presentation at the 1997 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, held in Kuala Lumpur, Malaysia, 14-16 April 1997.

Pan, Yan and Horne, Roland N. (1998); "Improved Methods for Multivariate Optimization of Field Development Scheduling and Well Placement Design", Society of Petroleum Engineers, Inc., Presentation at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.

Patel, Hiren K., Sircar, Anirbid, Sheth, Soham and Jadvani, Reshmi (2011); "Application of Genetic Algorithm to hydrocarbon Resource Estimation", Journal of Petroleum and Gas Engineering, Vo.2, Issue.4, pp.83-92.

Rao D. Raghavendra (2000); "An Integrated Modeling Framework for Exploration and Extraction of Petroleum Resources", Resources Policy, Vol.26, pp.133-143.

Sickles, Robin C. and Hartley, Peter R. (2001); "A Model of Dynamic Oil Extraction: Evidence from a Large Middle Eastern Field", Journal of Productivity Analysis, Vol.15, No.1, p.p.59-71.

Ramcharran, Harri (2002); "Oil Production Responses to Price Changes: An Empirical Application of the Competitive Model to OPEC and Non-OPEC Countries", Energy Economics, Vo.24, p.p.97-106.

Wen, Zheng, Durlofsky, Louis J., Van Roy, Benjamin, Aziz, Khalid (2011); "Use of Approximate Dynamic Programming for Production Optimization", Society of Petroleum Engineers, SPE 141677, Presented in 2011 SPE Reservoir Simulation Symposium held in Woodlands, Texas, U.S.A., 21-23 February 2011.

Yuhua, Zheng and Dongkun, Luo (2009); "Investment Optimization in Oil and Gas Plays", Petroleum Exploration and Development, Vol. 36, Issue.4, pp.535-540.

IHS (2017); Website: https://www. ihs .com/Info/cera/ihsindexes/

EIA Annual Energy Outlook 2017.