



Optimizing well placement via metaheuristic algorithms (case study: Shadegan fields)

Sadra rostami^{1*}, Mohammad Reza Khorsand Movaghar², Mahdi Nazarisaram³

¹ Master's degree, Iqbal Lahori University of Mashhad, Lecturer in Petroleum Engineering Department, Tehran, Iran

² Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology (Tehran Polytechnic), Tehran, Iran

³ PhD, Petroleum Drilling Engineering, Gobekli Temirtau, Russia, Oil, Gas and Petrochemical Holding, Islamic Azad University, Central Tehran Branch, Tehran, Iran

ARTICLE INFO

Article history:

Article Type: Research paper

Received: 2021 March 22

Accepted: 2021 July 10

* Correspondence Email Address:

sadra.rostami@gmail.com

Keywords:

Optimization,

Particle Swarm Algorithm,

Fast Forward Method,

Net Present Value

ABSTRACT

In this study, in order to investigate the optimal location of a production well, the fast forward method (FMM) was implemented as a proxy to calculate the bottom hole pressure of wells instead of a comprehensive numerical simulation. Two reservoirs, the standard SPE10 reservoir and the Shadegan reservoir were studied. Also, for optimization, the metaheuristic particle swarm algorithm (PSO) has been used which the combination of two methods called PSO-FMM. This method is a fast forecasting method and is highly capable so that it enhances the objective function up to 20% , compared to the conventional well drilling methods. Also, this method has a considerable speed so that it reduced the simulation time 10% of direct stimulation (PSO). This study also proved that the fast forward FMM method is very compatible with numerical simulation-based methods for multi-well location optimization problems (SPE 10 standard model) and a single well optimization (one-sector of Shadegan reservoir).



بهینه‌سازی مکان‌یابی چاه به کمک الگوریتم‌های فرا ابتکاری (مطالعه موردی میدان شادگان)

صدرا رستمی^{۱*}، محمدرضا خرسند موقر^۲، مهدی نظری صارم^۳

۱- کارشناسی ارشد، مهندسی نفت مخازن هیدروکربوری، دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر، هولدینگ،
۲- دکتری، مهندسی شیمی دانشگاه صنعتی امیرکبیر، هولدینگ نفت، گاز و پتروشیمی، شرکت پتروگوهر فراساحل کیش، عضو
هیئت علمی دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر ۳- دکتری، مهندسی نفت حفاری، گوبکینگ روسیه، هولدینگ
نفت، گاز و پتروشیمی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکز
(دریافت: ۱۴۰۲/۱۱/۰۲، پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۲۰)

چکیده

در این تحقیق برای یافتن مکان بهینه چاه تولیدی در ۲ مخزن استاندارد SPE10 و یکی از مخازن جنوب غربی ایران از روش پیش روی سریع (FMM) به عنوان یک پروکسی برای محاسبه فشار ته چاهی بجای شبیه سازی عددی استفاده گردید. هم چنین برای انجام بهینه سازی از الگوریتم فرا ابتکاری ازدحام ذرات (PSO) بهره گرفته شده است که ترکیب دو روش PSO-FMM نام دارد. روش پیش بینی سریع دارای توانمندی بسیار بالا می باشد بطوری که تا ۲۰٪ تابع هدف که ارزش خالص فعلی است را نسبت به حالت حفر چاه به روش معمولی افزایش می دهد. همچنین این روش دارای سرعت قابل ملاحظه ای می باشد به گونه ای که در زمانی حدود ۱۰٪ شبیه سازی مستقیم (PSO) توانسته به جوابی بهینه دست پیدا کند. در این پژوهش همچنین این مساله اثبات گردید که روش پیش روی سریع FMM هم خوانی بسیار خوبی با روش های بر مبنای شبیه سازی عددی برای مسائل بهینه سازی مکان چند چاه (مدل استاندارد SPE 10) و یک چاه (مدل یک سکتور از مخزن جنوب غربی ایران) دارد.

واژگان کلیدی: بهینه سازی، الگوریتم ازدحام ذرات، روش پیش روی سریع، ارزش خالص فعلی

۱- مقدمه

با توجه به اینکه میادین نفتی ما در نیمه عمر دوم خود قرار دارند، نیاز به توسعه میادین در این زمینه دیده می‌شود. حداکثرسازی سوددهی با کمترین هزینه (ارزش خالص فعلی) از مسائل اساسی در مهندسی مخازن می‌باشد. در این میان انتخاب مناسب موقعیت چاه‌ها (تولیدی یا تزریقی) دارای اهمیت بالایی در توسعه میادین نفتی می‌باشد [۳]. از آنجایی که ساختار زیر زمین بسیار پیچیده می‌باشد، انتخاب مکان بهینه برای چاه به پارامترهای زمین‌شناسی و اقتصادی مختلفی بستگی دارد. پارامترهای زمین‌شناسی مانند میزان غیرهمگنی مخزن، وجود یا عدم وجود گسل، مقدار سیال درجای مخزن، توزیع تخلخل و تراوایی، فشار اولیه مخزن، سیالات مخزن، سطح تماس سیالات؛ پارامترهای اقتصادی مانند هزینه حفاری، قیمت نفت، گاز، آب یا سیالات تزریقی دیگر می‌باشند [۴].

یکی از مهم‌ترین فاکتورهای پروژه‌های نفتی اقتصادی بودن یا به عبارت دیگر سود ده بودن آن پروژه می‌باشد. از این رو، رسیدن به بیشترین سود یا ارزش خالص فعلی^۱ و بازیافت نفت از میادین با کمترین هزینه عملیاتی و اولیه از پارامترهای اساسی در توسعه میادین نفتی می‌باشد [۱]. یکی از رویکردهای مناسب به منظور مواجهه با اینگونه مسائل استفاده از مجموعه روش‌هایی است که به طور کلی بهینه سازی تولید^۲ نامیده می‌شوند. هدف بهینه سازی تولید، بهبود تولید و کم کردن هزینه به منظور حداکثرسازی مدت عملکرد مخازن نفتی می‌باشد [۲].

همه موارد مذکور در کنار عدم قطعیت زمین‌شناسی پیچیدگی مسأله را دوچندان می‌کند. در اینگونه مسائل، به منظور

* رایانامه نویسنده مسئول: sadra.rostami@gmail.com

¹ Net Present Value

² Production Optimization

گرفته شود. درحالی که این شبیه‌سازهای عددی به ما کمک می‌کنند تا رابطه‌های پیچیده‌ی بین پارامترهای گوناگون مانند ویژگی‌های سیال و مخزن، تجهیزات سرچاهی و معیارهای اقتصادی را محاسبه نماییم، اما در مسائل نفتی عموماً زمان پردازش بالایی دارند و کوپل کردن این مدل‌های عددی با یک بهینه‌ساز اتوماتیک بسیار زمان‌بر است. به منظور حل این مشکل دو راه حل پیش رو گرفته می‌شود: ۱- کاهش تعداد شبیه‌سازی‌های مورد نیاز به منظور رسیدن به جواب بهینه، ۲- جایگزین کردن شبیه‌ساز با یک ابزار کم هزینه‌تر از لحاظ محاسباتی.

این دو ایده توسط محققان مختلفی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. ایده اول کاهش تعداد شبیه‌سازی‌ها می‌باشد که در این حالت باید دقت زیادی برای جلوگیری از گیر کردن در بهینه‌های محلی صورت پذیرد [۷]-[۹]. ایده دیگر استفاده از یک جایگزین برای شبیه‌ساز می‌باشد [۱۰]-[۱۲]. اتفاقی که در ایده اول می‌افتد این است که ابتدا با استفاده از یک مدل ساده‌تر فضای جستجوی بهینه‌ساز را محدود کنیم سپس به بهینه‌ساز اجازه دهیم در این فضای محدودتر با کمک شبیه‌ساز مکان بهینه‌ساز را پیدا کند. در ایده دوم یک مدل ساده‌تر به صورت کلی جایگزین شبیه‌ساز می‌شود و در صورت نیاز یک تابع هدف جدید تعریف می‌شود و این مدل جایگزین براساس تابع هدف جدید و هزینه محاسباتی کمتر جواب بهینه مسأله را پیدا می‌کند و در انتها در صورت نیاز مقدار تابع هدف اولیه برای جواب بهینه به کمک شبیه‌ساز محاسبه می‌گردد. یکی از راه‌حل‌های موجود که می‌تواند از مزیت هر دو ایده بالا استفاده کند، استفاده از پروکسی‌هایی به جای شبیه‌ساز یا همراه با شبیه‌ساز می‌باشد. در سال‌های اخیر استفاده از پروکسی‌ها گسترده‌تر شده و مورد توجه محققان قرار گرفته‌است [۶]-[۱۳].

پرکاربردترین توابع کمکی (پروکسی) توسط محققین شامل شبکه‌های عصبی، کریجینگ، جستجوی پلی‌توپ، درشت‌سازی مدل، روش‌های یادگیری ماشین و روش پیش‌روی سریع بوده‌اند. شبکه‌های عصبی علی‌رغم کاربرد گسترده‌ی آن‌ها نیاز به آموزش (شبیه‌سازی کامل مدل) قبل از استفاده دارند. روش پیش‌روی سریع که در سال‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته است نیاز به آموزش نداشته و می‌تواند پاسخ مخزن را به صورت قابل اعتماد در کسری از ثانیه پیش‌بینی کند. از این رو پروکسی مناسبی جهت کاهش زمان محاسبات و تعداد ارزیابی‌ها می‌باشد.

روش پیش‌روی سریع یک روش عددی برای دنبال کردن سطوح در حال انتشار می‌باشد. این روش می‌تواند معادلات به فرم ایکونال را به صورت پایدار و کارا حل نماید. چیزی که روش

ارزیابی عملکرد مخزن تحت سناریوهای مختلف مکان چاه از شبیه‌سازهای تجاری مخزن استفاده می‌شود. روش معمول مورد استفاده در صنعت قضاوت مهندسی می‌باشد [۵]. بدینگونه که سناریوهای مختلفی برای موقعیت در نظر گرفته شده و با شبیه‌سازی مخزن تحت این سناریوها، تابع هدف برای هر کدام از آن‌ها محاسبه شده و سناریو با بیشترین مقدار تابع هدف انتخاب می‌گردد. اما به دلیل اینکه تعداد سناریوهای ممکن بسیار زیاد هست، ارزیابی تمامی سناریوها عملاً غیرممکن می‌باشد. همچنین در مخازن با تعداد گرید بسیار بالا بدلیل سنگین بودن هزینه‌های محاسبات شبیه‌سازی عددی نیاز به کاهش زمان شبیه‌سازی برای رسیدن به تابع هدف در زمان کمتر و با هزینه مناسب‌تر احساس می‌شود. برای رفع مشکلات ذکر شده، امروزه محققین و مهندسين نفت از توابع کمکی متعددی بجای استفاده مستقیم از شبیه‌سازی عددی و بهینه‌سازی آن توابع بوسیله الگوریتم‌های بهینه‌سازی فرا ابتکاری^۱ بهره می‌گیرند. در این پژوهش نیز از ادغام کردن الگوریتم بهینه‌سازی فرا ابتکاری ازدحام ذرات^۲ به عنوان هسته اصلی بهینه‌سازی و روش پیش روی سریع^۳ به عنوان جایگزینی برای شبیه‌سازی عددی بهره گرفته شده است. در ادامه به توضیح بیشتری در مورد روش بکار گرفته شده در این مقاله می‌پردازیم.

۲- روش شناسی

۲-۱- استفاده از تابع کمکی به جای شبیه‌سازی

مستقیم

همان‌طور که در بالا اشاره شد، یکی از روش‌های معمول برای محاسبه تابع هزینه، استفاده از شبیه‌سازها می‌باشد. بدینگونه که یک الگوریتم بهینه‌سازی اتوماتیک ورودی‌ها را تغییر داده و با شبیه‌سازی مدل مورد بهینه‌سازی با استفاده از ورودی‌های جدید مقدار تابع هدف را محاسبه می‌نماید. به این نوع از بهینه‌سازی، بهینه‌سازی مستقیم^۴ گفته می‌شود. در این روش شبیه‌سازی عددی مخزن به صورت کامل انجام می‌پذیرد. اما شبیه‌سازی میدان‌های بزرگ با تعداد گرید بلوک‌های زیاد از نظر محاسباتی پیچیده بوده و زمان زیادی را می‌طلبد [۶]. همچنین اگر مدل مورد بهینه‌سازی احتمالی باشد باید بهینه‌سازی تحت عدم قطعیت زمین شناسی انجام شود که در این صورت کار پیچیده‌تر خواهد شد. زیرا کار شبیه‌سازی برای یک سناریو باید برای تمام تحقق‌های زمین‌شناسی انجام پذیرد و میانگین تابع هدف در نظر

¹ Meta heuristic algorithm

² Particle Swarm Optimization

³ Fast Marching Method

⁴ Direct Optimization

الحاقی اشاره کرد. این الگوریتم‌ها از مشتق تابع هدف برای تعیین جهت حرکت چاه استفاده می‌کنند و می‌توانند به سرعت به جواب بهینه برسند. با این حال به خاطر پیچیدگی‌هایی که در تابع هدف می‌تواند وجود داشته باشد، احتمال به دام افتادن آن‌ها در بهینه‌های محلی زیاد است. از این رو از الگوریتم‌های تصادفی استفاده می‌شود. الگوریتم‌های تصادفی استفاده شده توسط محققین شامل: الگوریتم ژنتیک، ازدحام ذرات، شبیه‌سازی تبرید، کلونی مورچه، ازدحام گریه، جستجوی ممنوعه و غیره بوده است [۱۵]-[۱۷].

در میان الگوریتم‌هایی که به آن اشاره شد، الگوریتم ژنتیک و ازدحام ذرات بیشترین کاربرد را در بین الگوریتم‌ها دیگر داشته‌اند. براساس نتایج بدست آمده از مطالعات اخیر، الگوریتم ازدحام ذرات در بهینه‌سازی مکان چاه بهتر از الگوریتم ژنتیک در همه زمینه‌ها بوده است [۲۰]-[۲۲]. همچنین در صورت زیاد بودن تعداد چاه‌ها کروموزوم‌های طولانی در الگوریتم ژنتیک ایجاد می‌شود که هزینه‌ی محاسباتی زیادی دارد [۱۹]. از طرفی، به دلیل اینکه الگوریتم ازدحام ذرات در به‌روزرسانی ذرات از بهترین جواب‌های گذشته استفاده می‌کند، به تعداد ارزیابی‌های تابع هدف کمتری نسبت به الگوریتم ژنتیک [۱۸]، [۲۳]، [۲۴] و شبیه‌سازی تبرید [۲۵] نیاز دارد. برخلاف الگوریتم ژنتیک که در ابتدا با سرعت زیاد پیشرفت می‌کند اما در پیدا کردن جواب نهایی به مشکل برمی‌خورد، الگوریتم ازدحام ذرات با شیب نسبتاً یکنواختی به جست‌وجوی خود ادامه می‌دهد. همچنین این الگوریتم برای تابع‌های هزینه‌ی پیچیده که بهینه‌های محلی زیادی دارند مناسب‌تر است [۵].

با توجه به مطالب بالا الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات به‌عنوان هسته‌ی بهینه‌سازی در این پژوهش انتخاب شده است. جهت کاهش زمان محاسبات از پروکسی روش پیش‌روی سریع استفاده می‌شود. این پژوهش دارای دو هدف کلی است: ۱- استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات جهت کاهش تعداد ارزیابی‌های تابع هدف برای بدست آوردن مکان بهینه‌ی چاه‌های تولیدی ۲- استفاده از روش پیش‌روی سریع جهت کاهش زمان شبیه‌سازی مخزن برای بدست آوردن مقدار تابع هدف. شکل ... خلاصه ای از روش انجام این فرایند را نشان می‌دهد. در این مطالعه منظور از بهینه‌سازی مستقیم (PSO) همان کوپل کردن کد نوشته شده الگوریتم ازدحام ذرات در نرم افزار متلب به عنوان هسته‌ی بهینه‌سازی با شبیه‌سازی اکتیپس ۱۰۰ و منظور از بهینه‌سازی به روش پیشنهادی (PSO-FMM) همان کد نوشته شده بهینه‌سازی ازدحام ذرات و ترکیب آن با روش پیش‌روی سریع در نرم‌افزار متلب می‌باشد (شکل ۲).

پیش‌روی سریع محاسبه می‌کند زمان رسیدن یا زمان پرواز نفوذی جبهه در حال انتشار در موقعیت‌های مختلف می‌باشد. انتشار فشار در مخزن نمونه‌ای از مسائل انتشار سطوح می‌باشد که می‌توان آن را به فرم معادله ایکونال نوشت. از این رو با داشتن خصوصیات مخزن و سیال می‌توان از روش پیش‌روی سریع برای محاسبه زمان پرواز نفوذی جبهه افت فشار در مخزن استفاده کرد.

از کاربردهای مهم زمان پرواز نفوذی و روش پیش‌روی سریع تخمین ناحیه تخلیه چاه‌ها و عمق بررسی می‌باشد. همچنین ناحیه تخلیه چاه‌ها می‌تواند برای تخمین افت فشار مخزن و فشار ته‌چاهی مورد استفاده قرار گیرد که خود می‌تواند معیار مناسبی برای یافتن مکان بهینه‌ی چاه‌های تولیدی باشد. هرچه افت فشار برای یک سناریوی مکانی کمتر باشد، نشان دهنده‌ی بهتر بودن آن مکان است.

۲-۲- استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی فرا ابتکاری

بهبودسازی به معنای بهبود بخشیدن یک فرایند می‌باشد. در واقع، بهینه‌سازی فرایند تنظیم کردن ورودی‌ها یا ویژگی‌های یک دستگاه، فرایند ریاضی یا آزمایش تجربی به منظور کمینه یا بیشینه کردن نتیجه می‌باشد (شکل ۱) [۱۴]. ورودی‌ها شامل متغیرهای بهینه‌سازی، فرایند یا تابع به‌عنوان تابع هزینه ۱، تابع هدف ۲ یا تابع برازندگی ۳ و خروجی به‌عنوان هزینه یا برازندگی شناخته می‌شوند. اگر فرایند یک آزمایش باشد، در این صورت، متغیرها ورودی‌های فیزیکی خواهند بود.



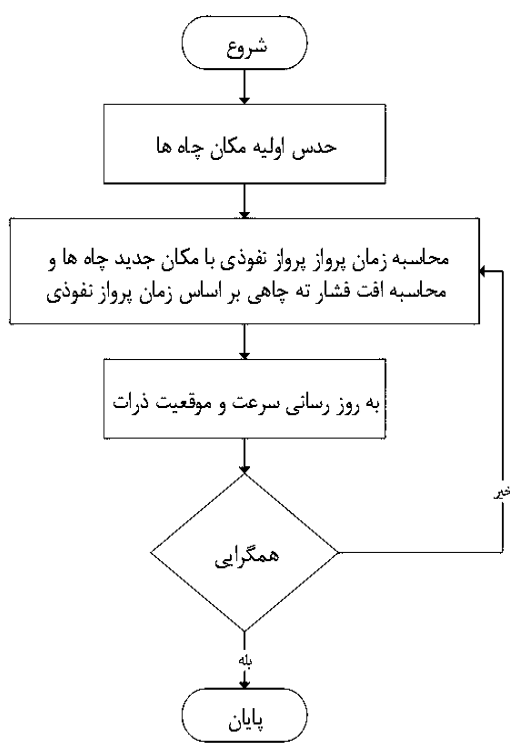
شکل (۱). فرایند یا تابع مورد بهینه‌سازی. فرایند بهینه‌سازی ورودی‌ها را تغییر می‌دهد تا به خروجی دلخواه برسد.

از آنجایی که ارزیابی تمام سناریوهای ممکن برای بدست آوردن مکان بهینه‌ی چاه‌ها از لحاظ عملیاتی غیرممکن است، محققین از الگوریتم‌های بهینه‌سازی اتوماتیک استفاده کرده‌اند. الگوریتم‌های استفاده شده برپایه گرادیان یا تصادفی بوده‌اند. از الگوریتم‌های برپایه گرادیان استفاده شده در زمینه بهینه‌سازی تولید می‌توان به تقریب تصادفی اغتشاش همزمان (SPSA)، روش سریع‌ترین صعود، گرادیان نزولی، ناحیه اطمینان و روش‌های

¹ Cost Function

² Objective Function

³ Fitness Function



شکل (۲). متودولوژی مورد استفاده در این پژوهش به منظور بهینه سازی تابع هدف (ارزش خالص فعلی)

متعاقبا می توان برای تخمین افت فشار مخزن و فشار ته چاهی از آن استفاده کرد که خود معیار مناسبی برای یافتن مکان بهینه ی چاه های تولیدی می باشد. هرچه افت فشار برای یک سناریوی مکانی کمتر باشد، نشان دهنده ی بهتر بودن آن مکان است. پس برای الگوریتم PSO-FMM افت فشار ته چاهی تابع هدف می باشد.

۳- بحث و نتایج

۳-۱- پیاده سازی الگوریتم PSO-FMM بر روی مدل

استاندارد SPE-10

در این قسمت مکان چندین چاه تولیدی (دو، سه و چهار) توسط هر دو روش بهینه سازی مستقیم (PSO) و بهینه سازی با روش پیشنهادی (PSO-FMM) صورت می پذیرد. تعداد تکرار الگوریتم برابر با ۲۰ و اندازه جمعیت نیز برابر با ۱۰ در نظر گرفته شده است. حدس اولیه مکان چاه ها در هر دو روش برای تعداد چاه های یکسان، برابر در نظر گرفته شده است تا اینکه مقایسه دو روش استوارتر شود. پارامترهای اقتصادی مورد استفاده برای محاسبه ی تابع هدف اصلی (ارزش خالص فعلی) در جدول (۱) قابل مشاهده است.

۳-۲- مشخص کردن تابع هدف

فرمولاسیون تابع هدف نهایی پژوهش بر مبنای ارزش خالص فعلی به صورت زیر می باشد:

$$OF = NPV = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - Capex$$

$$Capex = \sum_{n=1}^{N_{well}} [C_{comp} + L_w^{main} C_{drill} + L_{res} C_{drill}^{res}]$$

$$CF_t = R_t - E_t$$

که در آن NPV = ارزش خالص فعلی، r = نرخ تنزیل سالیانه، t = مدت زمان، CF_t = سود خالص پروژه در مدت زمان t ، R_t = درآمد در مدت زمان t ، E_t = هزینه کرد در مدت زمان t می باشد.

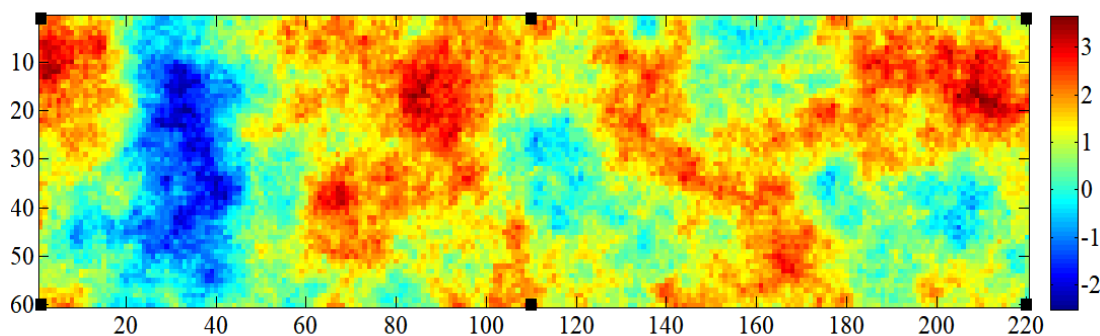
در روش PSO-FMM استفاده شده در این پژوهش اما به دلیل زمان بر بودن ارزیابی در هر تکرار بهینه سازی از تابع هدف جایگزین در طول بهینه سازی استفاده شده و در انتها ارزش خالص فعلی تنها برای بهترین مکان های هر تکرار محاسبه می شود. همانطور که اشاره شد، از کاربردهای مهم روش پیش روی سریع تخمین ناحیه تخلیه چاه ها و عمق بررسی می باشد که

جدول (۱). پارامترهای اقتصادی جهت محاسبه ارزش خالص فعلی

پارامتر	مقدار
قیمت نفت	۶۰ دلار بر بشکه
هزینه آب تولیدی	۶ دلار بر بشکه
هزینه حفر هر چاه	۵۶۸۸۵۶۹,۲۵ دلار
نرخ تنزیل سالیانه	۰,۰۵

انحراف معیار آن نیز ۲۲۰,۸۵ میلی داری می‌باشد. تخلخل مدل ثابت و برابر با ۰,۲ در تمام قسمت‌های مخزن در نظر گرفته شده‌است. مکان چاه‌های تولیدی که دارای شرایط ته چاهی فشار ثابت ۱۰۰۰ پام می باشند مورد بهینه‌سازی قرار می گیرد. ویژگی‌های این مخزن به صورت خلاصه در جدول (۲) قابل مشاهده است.

مدل SPE-10 به‌عنوان یک مدل استاندارد برای ارزیابی عملکرد رویکرد بهینه‌سازی پیشنهادی در این پژوهش انتخاب شده‌است. در این مطالعه تنها از لایه اول مدل SPE-10 استفاده می‌شود. این مدل دوبعدی شامل $220 \times 60 \times 1$ گرید بلوک می‌باشد که حاوی نفت مرده است. توزیع تراوایی این مدل بسیار غیرهمگن می‌باشد که در شکل (۳) در مقیاس لگاریتمی نمایش داده شده‌است. میانگین تراوایی برابر با ۷۴,۳۳ میلی داری و



شکل (۳). نقشه‌ی توزیع تراوایی مدل SPE-10 در مقیاس لگاریتمی

جدول (۱). خصوصیات مدل استاندارد SPE-10

ویژگی	مقدار
تعداد گریدها	$220 \times 60 \times 1$
ابعاد گریدها	$50 \times 50 \times 10$ (فوت مکعب)
تراکم‌پذیری	۱۰-۱,۶×۵ (یک بر پام)
ویسکوزیته سیال	۱,۲۱ (سانتی پویز)
حداقل فشار ته‌چاهی چاه‌های تولیدی	۱۰۰۰ (پام)
فشار اولیه‌ی مخزن	۵۲۸۳ (پام)

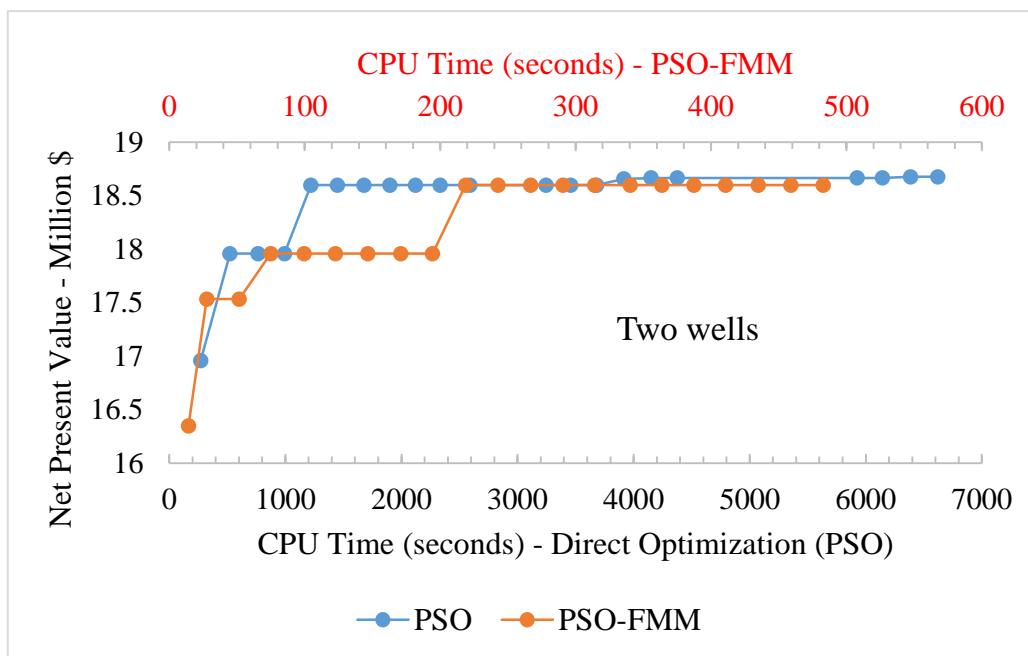
چاه متناظر با افت فشار کمتر را به عنوان مکان بهینه‌ی چاه‌ها انتخاب می‌کند. در ادامه نتایج به دست آمده از دو روش PSO و PSO-FMM ارائه شده است.

شکل (۴) تا (۶) نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی در برابر زمان برای بهینه‌سازی مکان دو، سه و چهار چاه تولیدی توسط دو روش PSO و PSO-FMM را به ترتیب نشان می‌دهند. زمان‌ها در انتهای هر تکرار الگوریتم بهینه‌سازی ثبت شده اند و برحسب ثانیه می‌باشند. در این نمودارها محور عمود نشان‌دهنده ارزش خالص فعلی (NPV) برحسب میلیون دلار و محورهای

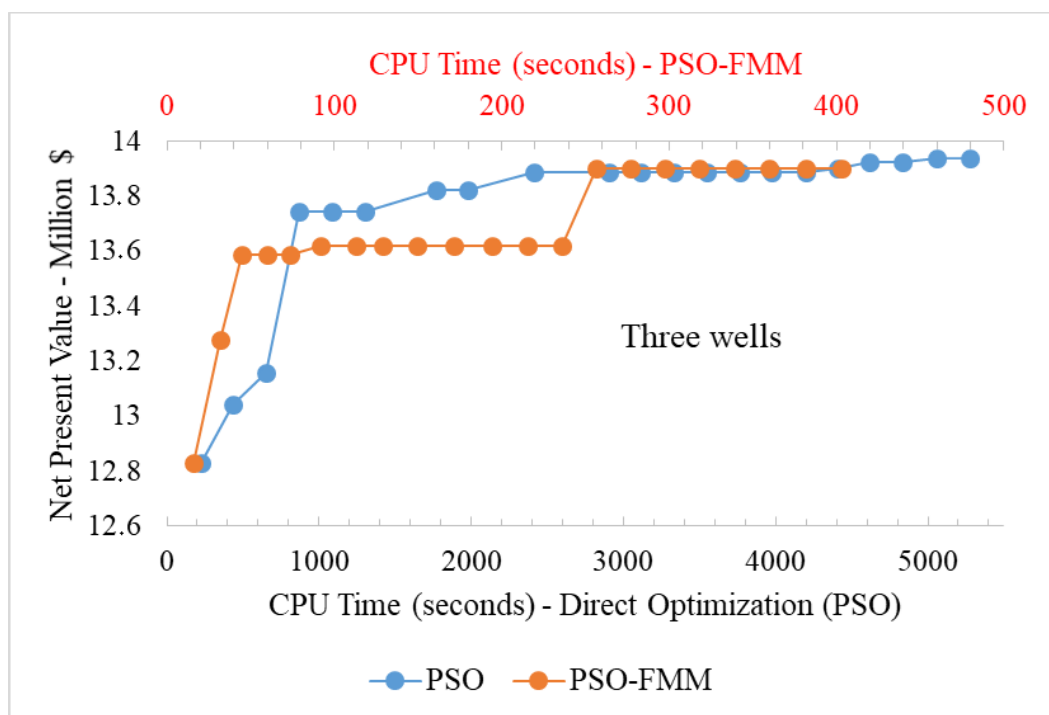
در روش PSO-FMM توزیع تراوایی مدل SPE-10 ابتدا به روش پیش روی سریع داده می‌شود تا زمان پرواز نفوذی برای تمام گرید بلاک‌ها با در نظر گرفتن مکان چاه‌های تولیدی محاسبه گردد. سپس افت فشار ته‌چاهی براساس زمان پرواز نفوذی محاسبه گردیده و به عنوان مقدار تابع هدف برگردانده می‌شود. سپس مکان چاه‌ها توسط الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات به روزرسانی شده و دوباره به روش پیش روی سریع داده می‌شود تا اینکه افت فشار جدید را محاسبه نماید. این کار تا اتمام تعداد تکرار الگوریتم ادامه می‌یابد. روش PSO-FMM مکان‌های

حلقه‌ی اصلی بهینه‌سازی برابر ۲۰ در نظر گرفته شده است که این تعداد با یک تکرار Initialization برابر با ۲۱ خواهد شد که دلیل وجود ۲۱ نقطه در نمودارها می باشد.

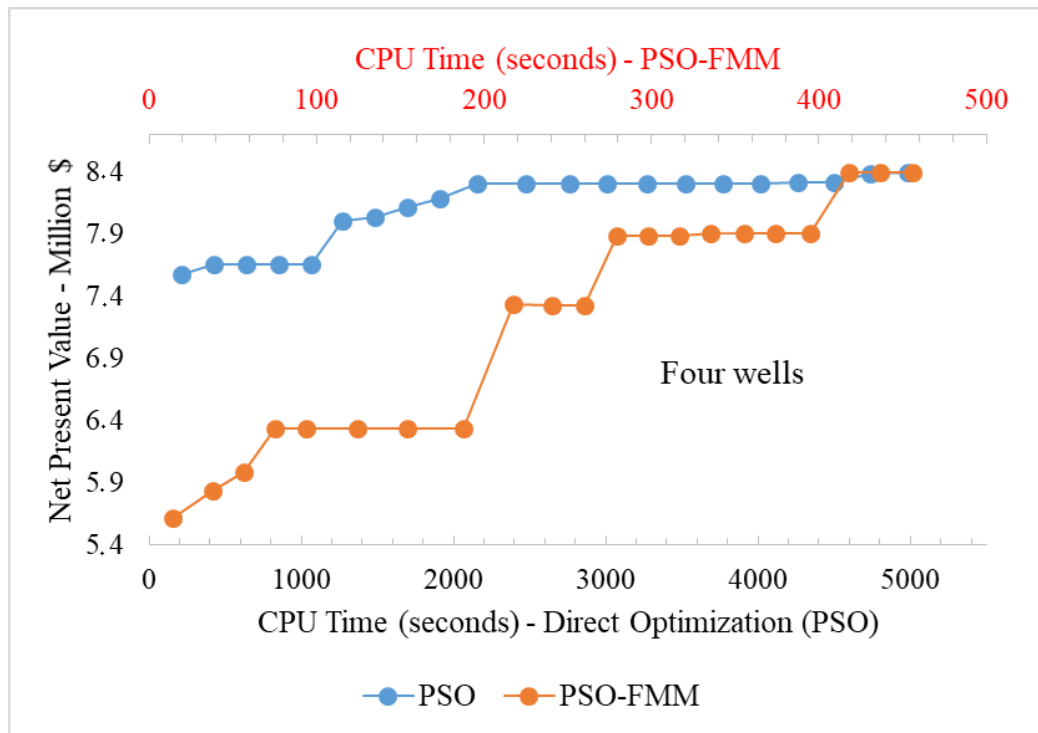
افقی زمان می باشد. محور افقی بالا به رنگ قرمز نشان دهنده‌ی زمان بهینه‌سازی برای روش پیشنهادی (PSO-FMM) می باشد و محور افقی پایین نیز زمان بهینه‌سازی را برای بهینه‌سازی مستقیم یا PSO نشان می دهد. توجه شود که تعداد تکرار



شکل (۴). ارزش خالص فعلی در برابر زمان برای دو روش PSO و PSO-FMM. دو چاه تولیدی.



شکل (۵). ارزش خالص فعلی در برابر زمان برای دو روش PSO و PSO-FMM. سه چاه تولیدی

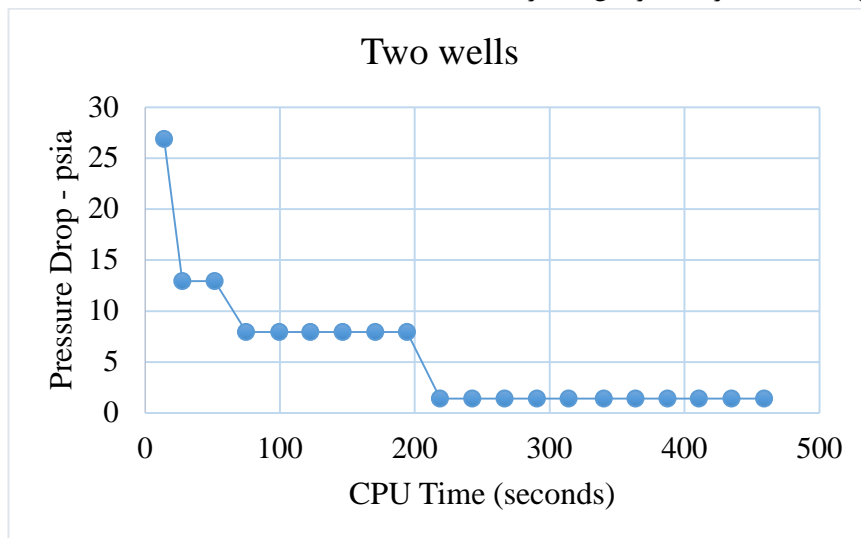


شکل (۶). ارزش خالص فعلی در برابر زمان برای دو روش PSO و PSO-FMM. چهار چاه تولیدی

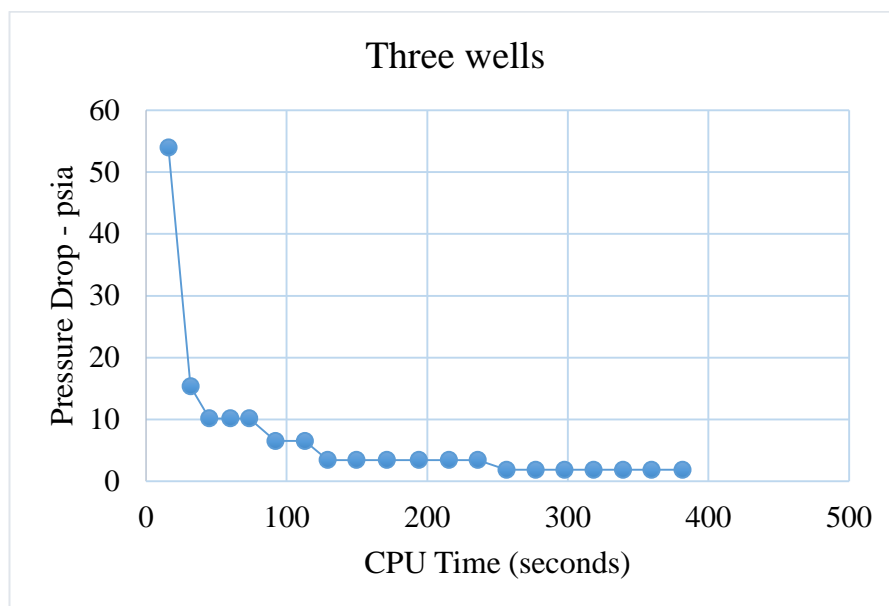
کمتری به نتایج بهینه‌ی مشابهی در مقایسه با روش بهینه‌سازی مستقیم دست یابد.

همانگونه که ذکر شد روش PSO-FMM به دنبال سناریوهای مکانی می باشد که افت فشار کمتری را باعث شوند که این خود متناظر با ارزش خالص فعلی بیشتر می باشد. جهت بررسی این امر، نمودار افت فشار کلی در برابر زمان در هر تکرار مورد بررسی قرار می گیرد. شکل (۷) تا (۹) نشان دهنده‌ی نتایج به دست آمده برای بهینه سازی مکان دو، سه و چهار چاه تولیدی توسط این روش می باشد.

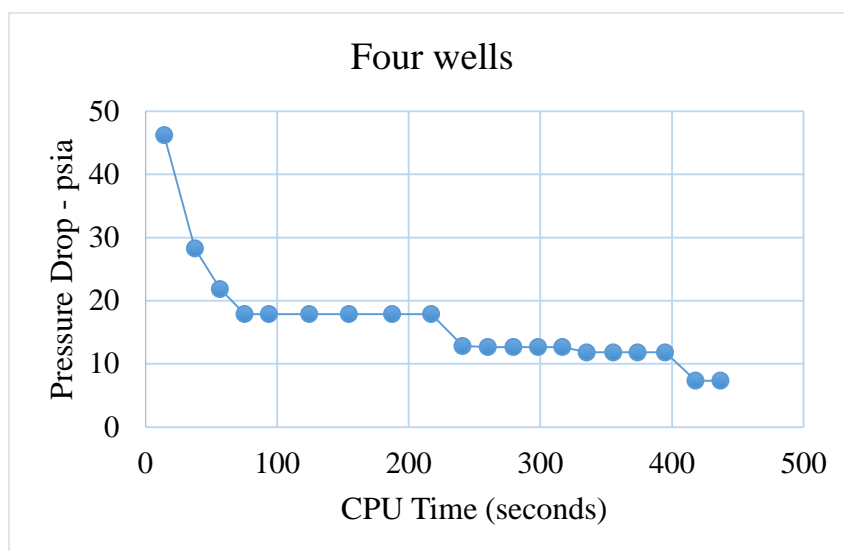
براساس نتایج به دست آمده که در شکل های (۴) تا (۶) نیز قابل مشاهده است، ترکیب الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات و روش پیش روی سریع توانسته است در زمان های بسیار کمتری کار ارزیابی تابع هدف و بهینه‌سازی مکان چاه‌های تولیدی را نسبت به روش بهینه‌سازی مستقیم انجام دهد. براساس شکل های بالا، روش PSO-FMM در زمانی حدود یک دهم زمان مورد نیاز بهینه سازی مستقیم، به تعداد ارزیابی های تابع هدف برابری با بهینه سازی مستقیم می رسد. هر دو روش نیز با پیش روی الگوریتم باعث بهبود مقدار ارزش خالص فعلی می شوند. روش پیشنهادی PSO-FMM توانسته است در مدت زمان بسیار



شکل (۷). افت فشار مخزن در برابر زمان بهینه‌سازی در انتهای هر تکرار برای روش PSO-FMM با دو چاه تولیدی



شکل (۸). افت فشار مخزن در برابر زمان بهینه‌سازی در انتهای هر تکرار برای روش PSO-FMM با سه چاه تولیدی



شکل (۹). افت فشار مخزن در برابر زمان بهینه‌سازی در انتهای هر تکرار برای روش PSO-FMM با چهار چاه تولیدی

۲-۲- پیاده سازی الگوریتم PSO-FMM بر روی مدل

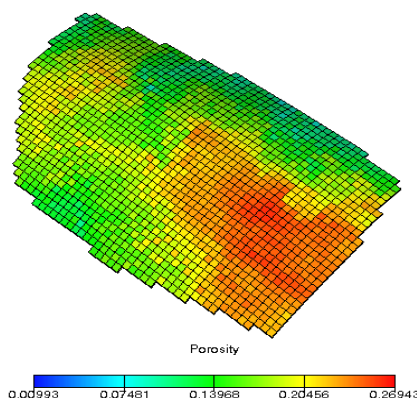
مخزنی در جنوب غربی ایران

این مدل سه‌بعدی شامل $31 \times 35 \times 55$ گریدبلوک می‌باشد که حاوی نفت زنده است. از بین 59675 گریدبلوک موجود، 30305 گریدبلوک فعال می‌باشند. لایه‌های ۸ تا ۳۱ کاملاً ناتراوا می‌باشند که در این لایه‌ها چاه تکمیل نمی‌شود. همچنین لایه‌های ۱۸ تا ۲۵ کاملاً حاوی آب می‌باشند که نقش یک آبده دارند و چاه تولیدی در این لایه‌ها نیز قرار نمی‌گیرد. در ادامه، لایه‌های ۱۹ تا ۳۱ نیز تا ۹۹٪ گریدبلوک‌ها ناتراوا بوده و نقشی در شبیه‌سازی نخواهند داشت. دو چاه تولیدی در این مدل وجود دارد که چاه اول در لایه‌های ۱ تا ۳ و چاه دوم در لایه‌های ۳ تا

با توجه به نتایج به دست آمده از شکل‌های (۷) تا (۹) مشاهده می‌شود که با پیش‌روی الگوریتم میزان افت فشار مخزن کاهش می‌یابد. با مقایسه این نمودارها با نمودارهای ۴ تا ۶ می‌توان دریافت که این کاهش افت فشار با افزایش ارزش خالص فعلی همراه است. این امر نشان‌دهنده کارا بودن تابع هدف جدید براساس افت فشار برای بهینه‌سازی مکان چاه‌های تولیدی می‌باشد. بنابراین، روش پیشنهادی PSO-FMM توانسته است جایگزین مناسبی برای بهینه‌سازی مستقیم جهت بهینه‌سازی مکان چاه‌های تولیدی در مدل استاندارد SPE-10 شود. روش پیش‌روی سریع توانسته است در مدت زمان بسیار پایینی تابع هدف را ارزیابی کرده و باعث تسریع عملیات بهینه‌سازی شود.

کنترلی و موقعیت چاه‌هایی که از قبل وجود داشتند ثابت می‌ماند. در صورت شبیه‌سازی مخزن به مدت ۲۰ سال تنها با چاه‌های موجود در مخزن، مقدار ارزش خالص فعلی برابر با ۳۳۱/۸۹ میلیون دلار می‌باشد که بعد از اضافه کردن یک چاه تولیدی در یک مکان تصادفی، این مقدار به ۴۳۶/۵۲ میلیون دلار می‌رسد. سپس مکان چاه جدید بهینه‌سازی می‌شود که در ادامه نتایج این بهینه‌سازی ارائه می‌گردد. ویژگی‌های این مخزن به صورت خلاصه در جدول (۳) قابل مشاهده است.

۵ و لایه‌های ۱۴ تا ۱۶ تکمیل شده‌اند. توزیع تراوایی این مدل غیرهمگن می‌باشد. توزیع تراوایی در کل مخزن بین ۶/۴۵ و ۲۱۷۹ میلی‌داریسی بوده که دارای میانگین ۳۰۳/۶۲ میلی‌داریسی می‌باشد. تخلخل مدل نیز غیرهمگن می‌باشد که دارای یک توزیع بین ۰/۰۷۸ تا ۰/۲۶ با میانگین ۰/۱۸۴ است که در شکل ۱۰ قابل مشاهده است. در این بخش مکان یک چاه تولیدی دارای شرایط ته‌چاهی فشار ثابت ۲۰۰۰ پام که در لایه‌های ۱ تا ۵ تکمیل شده است مورد بهینه‌سازی قرار می‌گیرد. شرایط

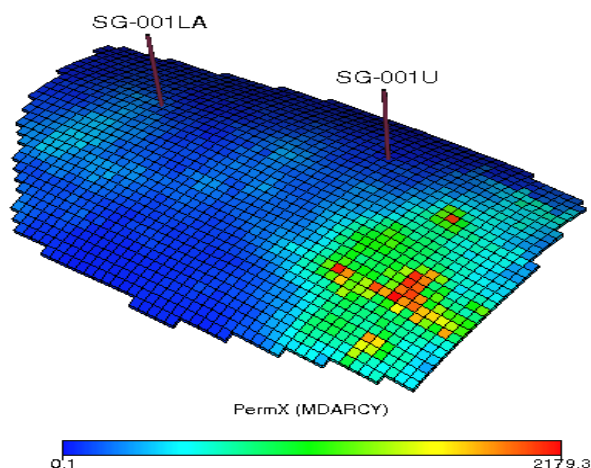


شکل (۱۰). نقشه توزیع تخلخل در لایه اول مدل
جدول (۳). خصوصیات مدل مخزن شادگان

ویژگی	مقدار
ابعاد مخزن	۵۵×۳۵×۳۱
تعداد گریدهای فعال	۳۰۳۰۵
تراکم‌پذیری آب	(یک بر پام) ۲/۱۲ × ۱۰ ^{-۶}
تراکم‌پذیری سنگ	(یک بر پام) ۹/۸ × ۱۰ ^{-۸}
ویسکوزیته آب	۰/۴۳ (سانتی‌پویز)
حداقل فشار ته‌چاهی چاه‌های تولیدی	۲۰۰۰ (پام)
فشار اولیه مخزن	۴۸۹۳ (پام)

مکان چاه‌های تولیدی اولیه موجود در مدل نیز در شکل (۱۱) بر روی توزیع تراوایی مدل در لایه پنجم بر روی توزیع گذردهی (transmissibility) در جهت X قابل مشاهده است.

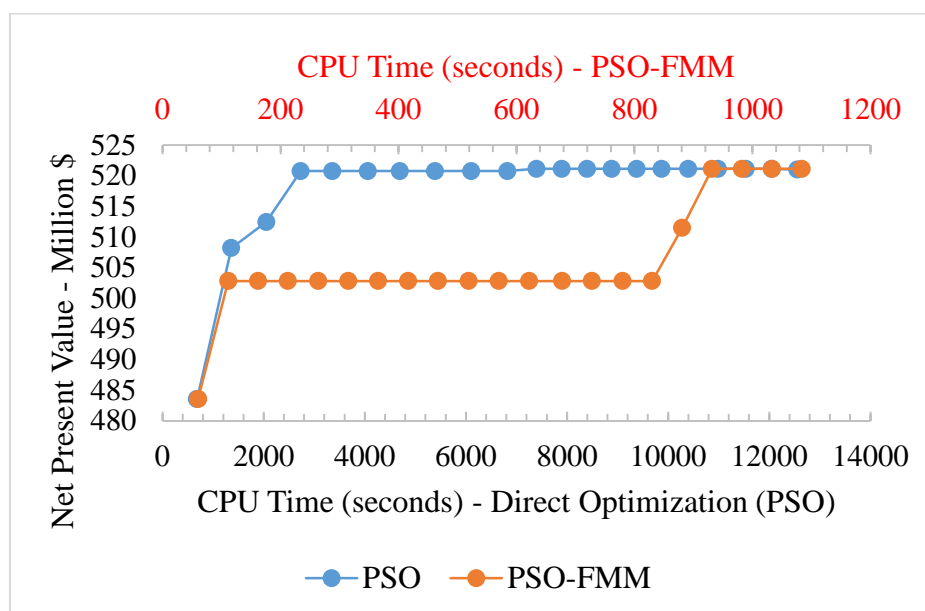
قابل ذکر است که از آنجایی که ابعاد گریدها، تراکم‌پذیری و ویسکوزیته نفت و گاز تابع فشار و متغیر می‌باشند از ذکر آن‌ها در جدول (۳) اجتناب شده است.



شکل (۱۱). مکان چاه های اولیه تولیدی موجود در مدل

شکل (۱۲) نشان دهنده ارزش خالص فعلی در برابر زمان برای بهینه سازی مکان چاه تولیدی توسط دو روش PSO و PSO-FMM را نشان می دهد. زمان ها در انتهای هر تکرار الگوریتم بهینه سازی ثبت شده اند و برحسب ثانیه می باشند. در این نمودارها محور عمودی نشان دهنده ارزش خالص فعلی (NPV) برحسب میلیون دلار و محورهای افقی زمان می باشد. محور افقی بالا به رنگ قرمز نشان دهنده زمان بهینه سازی برای روش پیشنهادی (PSO-FMM) می باشد و محور افقی پایین نیز زمان بهینه سازی را برای بهینه سازی مستقیم یا PSO نشان می دهد. توجه شود که تعداد تکرار حلقه های اصلی بهینه سازی برابر ۲۰ در نظر گرفته شده است که این تعداد با یک تکرار Initialization برابر با ۲۱ خواهد شد که دلیل وجود ۲۱ نقطه در نمودارها می باشد.

در روش PSO-FMM توزیع تراوایی مدل توزیع تراوایی، تخلخل، تراکم پذیری کل، NTG و ویسکوزیته سیال به روش پیش روی سریع داده می شود تا زمان پرواز نفوذی برای تمام گرید بلاک ها با در نظر گرفتن مکان چاه های تولیدی محاسبه گردد. سپس افت فشار ته چاهی براساس زمان پرواز نفوذی محاسبه گردیده و به عنوان مقدار تابع هدف برگردانده می شود. سپس مکان چاه ها توسط الگوریتم بهینه سازی ازدحام ذرات به روزرسانی شده و دوباره به روش پیش روی سریع داده می شود تا اینکه افت فشار جدید را محاسبه نماید. این کار تا اتمام تعداد تکرار الگوریتم ادامه می یابد. روش PSO-FMM مکان های چاه متناظر با افت فشار کمتر را به عنوان مکان بهینه ی چاه ها انتخاب می کند. در ادامه نتایج به دست آمده از دو روش PSO و PSO-FMM ارائه شده است.

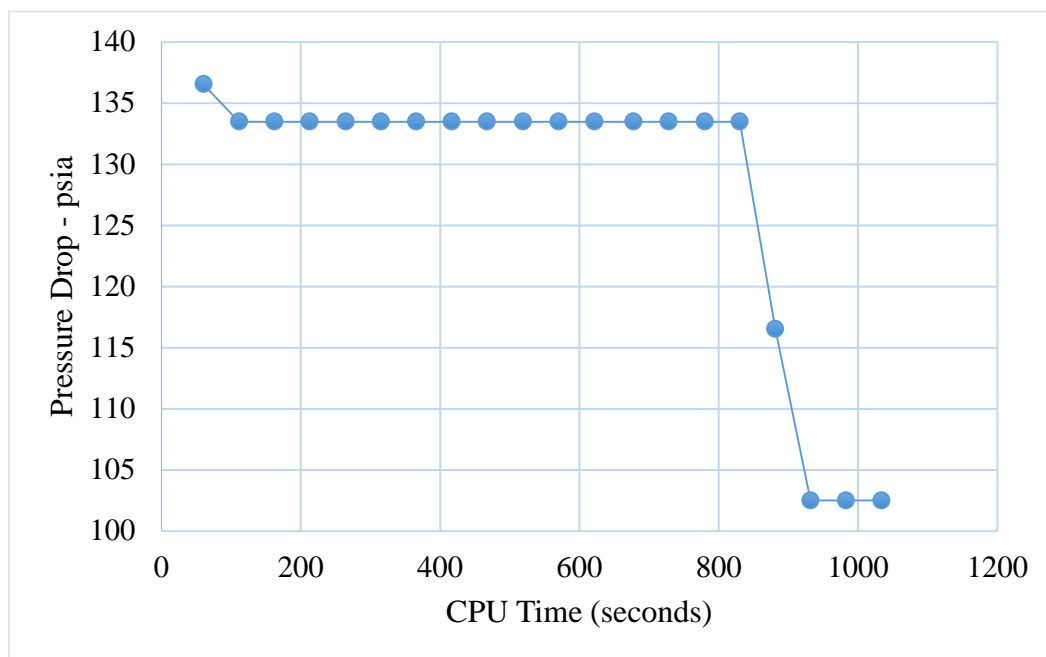


شکل (۱۲). ارزش خالص فعلی در برابر زمان برای دو روش PSO و PSO-FMM

نتیجه نهایی یکسانی با روش بهینه‌سازی مستقیم دست یابد. براساس نتایج به دست آمده، بهینه‌سازی با هر دو روش توانست مقدار ارزش خالص فعلی را در مدت ۲۰ سال به میزان ۱۹/۴٪ نسبت به حالت غیربهینه و ۵۷٪ نسب به زمانی که چاه جدید اضافه نشده است، افزایش دهد.

برای این مدل نیز یک بررسی در مورد کاهش افت فشار ته‌چاهی با پیش روی الگوریتم بهینه‌سازی انجام شده است. شکل (۱۳) نشان دهنده نتایج به‌دست آمده برای بهینه‌سازی مکان چاه تولیدی توسط این روش می‌باشد.

براساس نتایج به دست آمده که از شکل (۱۲) نیز قابل مشاهده است، همانند دو مدل قبل ترکیب الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات و روش پیش روی سریع توانسته است در زمان‌های بسیار کمتری کار ارزیابی تابع هدف و بهینه‌سازی مکان چاه تولیدی را نسبت به روش بهینه‌سازی مستقیم انجام دهد. براساس شکل‌های بالا، روش PSO-FMM در زمانی کمتر از یک دهم زمان مورد نیاز بهینه‌سازی مستقیم، به تعداد ارزیابی‌های تابع هدف برابری با بهینه‌سازی مستقیم می‌رسد. در مجموع، روش پیشنهادی توانسته است در مدت زمان بسیار کمتری به

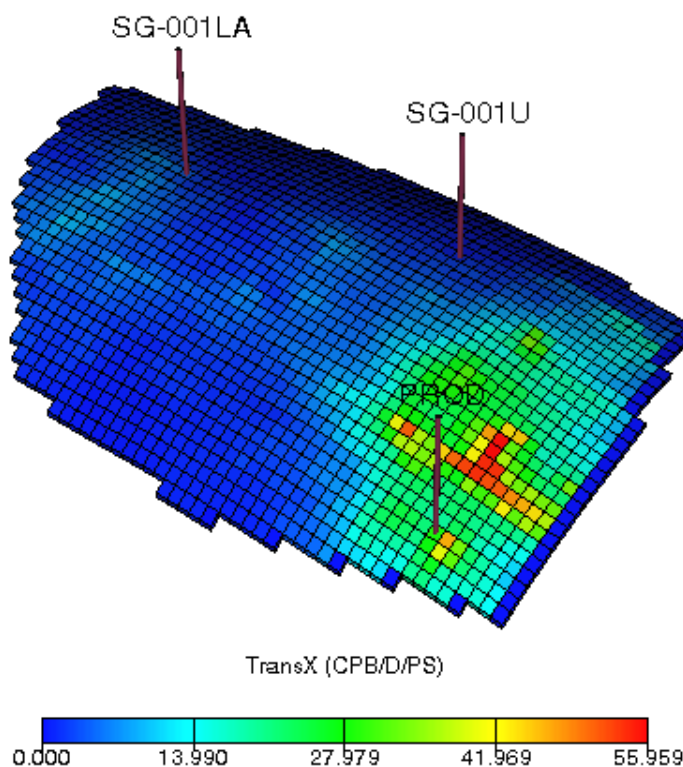


شکل (۱۳). افت فشار مخزن در برابر زمان بهینه‌سازی در انتهای هر تکرار برای روش PSO-FMM

بسیار پایینی تابع هدف را ارزیابی کرده و باعث تسریع عملیات بهینه‌سازی شود.

مکان بهینه به دست آمده برای چاه تولیدی از طریق روش پیشنهادی و همچنین بهینه‌سازی مستقیم در شکل (۱۴) قابل مشاهده می‌باشد. این چاه با نام PROD مشخص شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود، هر دو روش به مکان‌های یکسانی دست یافته‌اند.

با توجه به نتایج به‌دست آمده از شکل (۱۲-۵)، مشاهده می‌شود که با پیش روی الگوریتم میزان افت فشار مخزن کاهش می‌یابد. این کاهش افت فشار همراه با افزایش ارزش خالص فعلی می‌باشد که در شکل (۱۱-۵) مشهود می‌باشد. این امر نشان دهنده‌ی کارا بودن تابع هدف جدید براساس افت فشار برای بهینه‌سازی مکان چاه‌های تولیدی در یک مدل واقعی نیز می‌باشد. در این مدل نیز روش پیش روی سریع توانسته است در مدت زمان



شکل (۱۴). مکان بهینه به دست آمده از بهینه سازی مستقیم و روش PSO-FMM

جدول (۴): موقعیت بهینه چاه تولیدی

موقعیت چاه PROD	روش بهینه سازی
(۴۸/۲۸)	مستقیم
(۴۸/۲۸)	PSO-FMM

مکان چاه انتخاب شده است که در محاسبه آن پارامترهای مختلفی مانند تراوایی، تخلخل، سطح مقطع جریان و NTG دخیل هستند.

۴- نتیجه گیری

در این تحقیق از روش پیش روی سریع (FMM) به عنوان یک پروکسی برای محاسبه فشار ته چاهی به جای شبیه سازی عددی استفاده گردید. هم چنین برای انجام بهینه سازی از روش ازدحام ذرات (PSO) بهره گرفته شده است که ترکیب دو روش PSO-FMM نام دارد. در ادامه نتایج حاصل از شبیه ساز را از نظر مطلوبیت پاسخ و زمان مورد نیاز جهت رسیدن به تابع هدف

جدول (۴) نشان دهنده مکان بهینه چاه به صورت عددی برای هر دو روش می باشد. با توجه به جدول (۴)، هر دو روش (بهینه سازی مستقیم و با پروکسی) به مکان های یکسان دست یافته اند. همچنین، مکان بهینه به دست آمده در ناحیه ای از مخزن قرار گرفته است که دارای گذردهی بیشتری نسبت به سایر نقاط می باشد. این امر نشان می دهد که نقاط با گذردهی بالا برای حفر چاه های تولیدی مناسب هستند. البته این نکته قابل توجه است که از بین نقاط با گذردهی بالا، نقطه ای که حداکثر مقدار گذردهی را دارد انتخاب نشده است، چرا که بعد از یک حد آستانه افزایش بیشتر گذردهی می تواند تاثیر منفی در تولید داشته باشد. به طور کلی می توان گفت نقاطی برای حفر چاه تولیدی مناسب هستند که دارای مقدار گذردهی نه بسیار پایین و نه بسیار بالا باشد. پارامتر گذردهی به این دلیل برای تحلیل

Uncertainty with Application to Well Location,” in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995, pp. 67–76.

[6] B. L. Beckner and X. Song, “Field Development Planning Using Simulated Annealing - Optimal Economic Well Scheduling and Placement,” in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995, pp. 209–221.

[7] O. Uysal and S. Bulkan, “Comparison of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization for Bicriteria Permutation Flowshop Scheduling Problem,” *Int. J. Comput. Intell. Res.*, vol. 4, p. 159+, Jan. 2008.

[8] A. C. Bittencourt and R. N. Horne, “Reservoir Development and Design Optimization,” in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1997.

[9] B. Güyagüler, “Optimization of Well Placement and Assessment of Uncertainty,” Stanford University, 2002.

[10] V. Johnson and L. Rogers, “Using artificial neural networks and the genetic algorithm to optimize well field design: phase I final report,” California, 1998.

[11] S. I. Aanonsen, A. L. Eide, L. Holden, and J. O. Aasen, “Optimizing Reservoir Performance Under Uncertainty with Application to Well Location,” in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995, pp. 67–76.

[12] L. L. Rogers and F. U. Dowla, “Optimization of groundwater remediation using artificial neural networks with parallel solute transport modeling has been successfully applied to a variety of optimization,” *Water Resour.*, vol. 30, no. 2, pp. 457–481, 1994.

[13] M. Sharifi, M. Kelkar, A. Bahar, and T. Slettebo, “Dynamic Ranking of Multiple Realizations By Use of the Fast-Marching Method,” *SPE J.*, vol. 19, no. 06, pp. 1069–1082, 2014.

[14] I. Goodfellow, Y. Bengio, and A. Courville, *Deep Learning*. The MIT Press, 2016.

[15] H. Nasrabadi, A. Morales, and D. Zhu, “A survey with special focus on application for gas / gas-condensate reservoirs,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 5, pp. 6–16, 2012.

[16] R. Balamurugan, A. M. Natarajan, and K. Premalatha, “Stellar-mass black hole optimization for biclustering microarray gene expression data,” *Appl. Artif. Intell.*, vol. 29, no. 4, pp. 353–381, 2015.

[17] L. Bianchi, Æ. M. Dorigo, Æ. L. Maria, and W. J. Gutjahr, “A survey on metaheuristics for stochastic combinatorial optimization,” *Nat Comput.*, vol. 8, pp. 239–287, 2009.

[18] D. E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Boston: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc, 1989.

[19] J. E. Onwunalu and L. J. Durlofsky, “Development and Application of a New Well Pattern Optimization Algorithm for Optimizing Large Scale Field Development,” in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2009.

[20] S. Ding, H. Jiang, J. Li, and G. Tang, “Optimization of well placement by combination

بهینه برای مخزن استاندارد SPE10 و یک سکتور از مخزن دارخوین و شادگان بررسی کردیم و نتایج زیر حاصل شد:

۱- روش پیش‌بینی سریع دارای توانمندی بسیار بالا و سرعت قابل ملاحظه‌ای می‌باشد که توانایی نمایش نحوه حرکت موج افت فشار در مخزن و محاسبه زمان رسیدن موج برای تمام بلوک های مخزن را در زمانی بسیار کم دارد. در این مطالعه نیز این روش به کمک روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات PSO-FMM در زمانی حدود یک دهم شبیه‌سازی مستقیم (PSO) توانسته تابع هدف ما که افت فشار ته چاهی است را بهینه کند.

۲- در بررسی یک سکتور از مخزن شادگان مشاهده شد که NPV نهایی حاصل از حفر چاه جدید از روش PSO-FMM به مقدار ۱۹/۴ درصد بهینه تر از حالت حفر چاه به روش تصادفی و ۵۷ درصد بهینه تر از عدم حفر چاه جدید می‌باشد.

۳- در این مطالعه به جای استفاده مستقیم از ارزش خالص فعلی NPV که تابع هدف کلی بود از افت فشار ته چاهی به عنوان تابع هدف جایگزین استفاده شده است. در واقع هدف یافتن مکان بهینه چاهی بود که دارای کمترین افت فشار ته چاهی می باشد. با توجه به نتیجه نهایی که به کمینه شدن افت فشار ته چاهی و پیشینه شدن NPV انجامید می‌توان نتیجه گرفت که این تغییر تابع هدف که باعث کاهش هزینه‌های محاسباتی شد صحیح می باشد.

۴- در این پژوهش این مساله اثبات گردید که روش پیش روی سریع FMM هم خوانی بسیار خوبی با روش‌های بر مبنای شبیه‌سازی عددی برای مسائل بهینه‌سازی مکان چند چاه (مدل استاندارد SPE 10) و یک چاه (یک سکتور از مخزن شادگان) دارد.

۵- منابع

- [1] OPEC, “Annual Report,” 2019.
- [2] “Daily demand for crude oil worldwide from 2006 to 2019,” Statista Research Department, 2019. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/271823/daily-global-crude-oil-demand-since-2006/>.
- [3] F. Birol, “Oil 2019, Analysis and forecasts to 2024,” IEA, 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/oil2019/>.
- [4] “U.S. Energy Information Administration,” U.S. Energy Information Administration, 2019. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/>.
- [5] S. I. Aanonsen, A. L. Eide, L. Holden, and J. O. Aasen, “Optimizing Reservoir Performance Under

[23] J. E. Onwunalu and L. J. Durlafsky, "Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type," *Comput. Geosci.*, vol. 14, no. 1, pp. 183–198, 2009.

[24] O. Uysal and S. Bulkan, "Comparison of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization for Bicriteria Permutation Flowshop Scheduling Problem," *Int. J. Comput. Intell. Res.*, vol. 4, p. 159+, Jan. 2008.

[25] S. Karimi and S. R. Shadizadeh, "A new equation for the determination of a well drainage area in naturally fractured reservoirs," *Pet. Sci. Technol.*, vol. 30, no. 18, pp. 1953–1964, 2012.

of a modified particle swarm optimization algorithm and quality map method," *Comput. Geosci.*, vol. 18, no. 5, pp. 747–762, 2014.

[21] E. Mohagheghian, L. A. James, and R. D. Haynes, "Optimization of hydrocarbon water alternating gas in the Norne field: Application of evolutionary algorithms," *Fuel*, vol. 223, no. January, pp. 86–98, 2018.

[22] T. D. Humphries, R. D. Haynes, and L. A. James, "Simultaneous and sequential approaches to joint optimization of well placement and control," *Comput. Geosci.*, vol. 18, no. 3–4, pp. 433–448, 2013.

Optimizing Well Placement Via Metaheuristic Algorithms (Case Study: Shadegan Fields)

S. Rostami*, M. R. Khorsand Movaghar, M. Nazari Sarem

Engineering, Eqbal University of Mashhad, University lecturer

Abstract

In this study, in order to investigate the optimal location of a production well, the fast forward method (FMM) was implemented as a proxy to calculate the bottom hole pressure of wells instead of a comprehensive numerical simulation. Two reservoirs, the standard SPE10 reservoir and the Shadegan reservoir were studied. Also, for optimization, the metaheuristic particle swarm algorithm (PSO) has been used which the combination of two methods called PSO-FMM. This method is a fast forecasting method and is highly capable so that it enhances the objective function up to 20%, compared to the conventional well drilling methods. Also, this method has a considerable speed so that it reduced the simulation time 10% of direct stimulation (PSO). This study also proved that the fast forward FMM method is very compatible with numerical simulation-based methods for multi-well location optimization problems (SPE 10 standard model) and a single well optimization (one-sector of Shadegan reservoir).

Keywords: Optimization, Particle Swarm Algorithm, Fast Forward Method, Net Present Value