مجله مهندسی مکانیک مدرس، آبان 1394، دوره 15، شماره 8، ص‌ص 227-238

ماهنامه علمی پژوهشی

مهندسی مکانیک مدرس

mme.modares.ac.ir

بهینه‌سازی تولید نفت در فرایند تزریق آب با استفاده از الگوریتم‌های SQP و ABC و بکارگیری روش شبیه‌سازی خطوط جریان

محمد جواد چوبینه[1]، مجید سیاوشی[2*]، علی نخعی[3]

1ـ کارشناسی ارشد، مهندسی نفت مخازن هیدروکربوری، دانشگاه تهران، تهران

2ـ استادیار، مهندسی مکانیک، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران

3ـ استادیار، مهندسی نفت، دانشگاه تهران، تهران

* تهران، 1684613114، msiavashi@iust.ac.ir

اطلاعات مقاله

مقاله پژوهشی کامل

دریافت: 26 فروردین 1394

پذیرش: 14 خرداد 1394

ارائه در سایت: 07 تیر 1394

کلید واژگان:

بهینه‌سازی تولید

الگوریتم SQP

الگوریتم ABC

جریان دوفازی

روش خطوط جریان

چکیده

در مقاله حاضر از قابلیت‌های روش شبیه‌سازی خطوط جریان به منظور تعریف تابع هدفی جدید به منظور بهینه‌سازی نرخ دبی تولید نفت در فرایند تزریق آب استفاده شده است. روش شبیه‌سازی خطوط جریان، در مقایسه با روش‌های متداول شبیه‌سازی جریان چندفازی در محیط‌های متخلخل بسیار سریع‌تر است و نیازمند حافظه محاسباتی کمتری است. این روش با معرفی پارامتر «زمان پرواز»، این امکان را می‌دهد که بتوان تأثیر عوامل پیچیده از جمله ناهمگنی‌ها در محیط متخلخل را در محاسبات به صورتی ساده‌تر در نظر گرفت. برای بهینه‌سازی نرخ تولید نفت از مخزن، تابعی مبتنی بر «میانگین زمان پرواز» معرفی شده، که کمینه نمودن آن می‌تواند معیاری برای حرکت یکنواخت جبهه‌های آب به منظور حرکت دادن فاز نفتی باشد. برای این منظور از دو روش بهینه‌سازی زنبورعسل مصنوعی (ABC) و SQP برای کمینه کردن تابع هدف استفاده شده است و نتایج بدست آمده از آنها با یکدیگر مقایسه شده است. مزایا و معایب هریک از این روش‌ها بررسی شده و با استفاده از مزایای آنها، یک روش ترکیبی در یافتن جواب بهینه ارائه شده است. در روش ترکیبی برای تولید حدس اولیه در الگوریتم SQP از الگوریتم ABC استفاده می‌شود. با انجام صحت‌سنجی در یک مدل مخزن همگن دو بعدی، نسبت به درستی رویکرد ریاضی اطمینان حاصل شده است. سپس یک مسأله ناهمگن دو بعدی و یک مدل مخزن پیچیدهٔ سه بعدی مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در تمامی مسائل مورد بررسی مشاهده شد که روش ترکیبی می‌تواند با حدود 15% سرعت بیشتر نسبت به دو روش دیگر به نقطه بهینه نزدیک شود.

Optimization of oil production in water injection process using ABC and SQP algorithms employing streamline simulation technique

Mohammad Javad Choobineh[1], Majid Siavashi [2*], Ali Nakhaee[1]

1- Institute of Petroleum Engineering, University of Tehran, Tehran, Iran.
2- School of Mechanical Engineering, Iran University of Science and Technology, Tehran, Iran
* P.O.B. 1684613114, Tehran, Iran, msiavashi@iust.ac.ir

ARTICLE INFORMATION

Original Research Paper
Received 15 April 2015
Accepted 04 June 2015
Available Online 28 June 2015

Keywords:
Production Optimization
SQP Algorithm
ABC Algorithm
Two phase Flow
Streamline Technique

ABSTRACT

In the current study, the streamline simulation technique is used for definition of a new objective function to optimize the production rates during water injection process. The streamline simulation technique, in comparison with common numerical methods for simulation of multi-phase flow in porous media, is much faster with less computational memory requirement. This method represents the key parameter of "Time of Flight" which helps to consider complex heterogeneity of porous media in an easier way. In order to optimize oil production rates from reservoir, a function based on averaged time of flight has been introduced in which minimization of this function can be used to have uniform fronts of water for flooding of oil. For this target, two optimization techniques, the Artificial Bee Colony (ABC) and the Sequential Quadratic Programming (SQP) method are employed to optimize the objective function and their results are compared. Advantages and disadvantages of these two methods are investigated and based on their advantages, a new hybrid approach is proposed which utilizes the benefits of both techniques to converge to the optimum solution. In the hybrid approach the SQP algorithm is initialized with the ABC method. In order to validate the mathematical model, a 2D homogeneous model is used for optimization. Next a 2D heterogeneous model and a 3D complex reservoir model are investigated. In all the mentioned problems, it is observed that the hybrid approach, in comparision with the two other methods, can approximate the optimum point with approximately 15% higher speed.

1- مقدمه

در اثر رشد اقتصادی و رشد جمعیت، انتظار می‌رود که تقاضای جهانی برای انرژی در سال 2030 حدود 35% بالاتر از مقدار آن در سال 2005 باشد. منابع نفت و گاز در مجموع حدود 60% کل انرژی مورد نیاز جهان را در سال

برای ارجاع به این مقاله از عبارت ذیل استفاده نمایید:

Please cite this article using:

M.J. Choobineh, M. Siavashi, A. Nakhaee, Optimization of oil production in water injection process using ABC and SQP algorithms employing streamline simulation technique, *Modares Mechanical Engineering,* Vol. 15, No. 8, pp. 227-238, 2015 (In Persian)

2005 تأمین کرده‌اند و پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد این منابع نقش مهمی در سال‌های پیش رو خواهند داشت. البته بر خلاف افزایش تقاضا، تولید نفت در بسیاری از میادین در سراسر جهان به شرایط پایا رسیده و تعداد اکتشافات مهم هر سال در حال کاهش می باشد [1].

یافتن بهترین استراتژی تولید یک موضوع تحقیقاتی مهم در مدیریت مخازن هیدروکربوری است. برای مدیریت تزریق آب باید مشخص شود چگونه چاه‌های تزریقی، نفت را به سمت چاه‌های تولیدی هدایت می‌کنند. هدف اصلی، مدیریت نرخ دبی چاه‌ها از طریق افزایش زمان میان گذر[1] (زمان رسیدن سیال از چاه تزریق به چاه تولید) و کاهش سیکل سیال تزریقی می‌باشد که در اینصورت سطح تولید حفظ و حتی افزایش می‌یابد.

نخستین مطالعات در زمینه بهینه‌سازی تولید با کنترل دبی تزریق و تولید، در سالهای 1987 و 1988 توسط اشیم انجام شده است. او با استفاده از یک مدل دوبعدی دوفازی برای شبیه سازی مخزن، اقدام به بهینه کردن تابع هدف ارزش خالص فعلی[2] (NPV) نمود [۲،3]. سودارپانتو و یورتسوس بهینه‌سازی سیلاب زنی را در زمان پیشروی آب برای دو چاه عمودی تزریقی و یک چاه عمودی تولیدی با سیال تراکم‌ناپذیر مطالعه کردند. آنها از تئوری کنترل بهینه بنگ-بنگ که در آن چاه‌ها در شرایط کاملا باز یا بسته عمل می‌کنند، در مطالعات خود استفاده کردند [4]. براور و جنسن یک مخزن ناهمگن دو بعدی دو فازی با دو چاه هوشمند افقی را که در مقابل یکدیگر قرار گرفتند، برای ارزیابی تئوری کنترل بهینه[3] بر روی مسائل سیلاب‌زنی استفاده کردند. این مدل توسط دیگران برای ارزیابی رویکردهای بهینه‌سازی مورد استفاده قرار گرفت [۵،6]. ون اسن و همکاران از یک مدل مخزن مصنوعی بزرگتر سه بعدی برای بهینه‌سازی سیلاب‌زنی با استفاده از چندین سناریو زمین شناسی استفاده کردند. این مدل نیز در چندین مطالعه دیگر برای تحقیقات بیشتر در زمینه مدیریت حلقه بسته مخزن و رویکردهای بهینه‌سازی تولید مورد استفاده قرار گرفت [7]. هرچه ابعاد مسأله بزرگتر شود، فرایند بهینه‌سازی کندتر می‌شود. به علاوه، به خاطر غیرخطی بودن مسائل بهینه‌سازی مخزن و تعداد زیاد متغیرهای بهینه‌سازی، شانس رسیدن به یک جواب زیربهینه[4] افزایش می‌یابد. بنابراین لین و همکاران تحقیقی برای کاهش تعداد متغیرها در فرایند تکرار بهینه‌سازی با استفاده از رویکرد چند مقیاسی انجام دادند [8]. سارما و همکاران مسأله بهینه‌سازی تولید را تحت قیود غیرخطی و با استفاده از گرادیان‌های الحاقی[5] بررسی کرد [9]. هرچند پیاده‌سازی این روش به دلیل نیاز به دسترسی به شبیه‌ساز مخزن چندان مناسب به نظر نمی‌رسد. برای جبران این کاستی، لورنتزن و همکاران از روش فیلتر کالمن مجموع[6] به عنوان روش بهینه‌سازی استفاده کردند [10]. سایر روش‌ها بر این مبنا توسط ونگ و همکاران [11] و نیز چن و همکاران [12] معرفی شد. اسداللهی و نیاودال دو روش بر پایه گرادیان، یعنی گرادیان مزدوج[7] و تندترین کاهش[8] در مطالعه مسائل بهینه‌سازی مخزن به کار بردند [13،14]. در تمامی تحقیقات ذکرشده در بالا از روش‌های متداول شبیه‌سازی استفاده گردیده است.

یکی از روش‌های نوین شبیه‌سازی جریان چندفازی در محیط‌های متخلخل، بخصوص در زمینه مخازن ناهمگن با ساختار زمین شناسی پیچیده، روش شبیه‌سازی خطوط جریان می‌باشد [15]. استفاده از روش‌های متداول شبیه سازی بخصوص برای مدل‌های پیچیده زمین شناسی مستلزم استفاده از شبکه های ریز و صرف هزینه و زمان بیشتری است.

روش خطوط جریان با نگرشی جدید اقدام به حل مسائل شبیه‌سازی جریان چندفازی در محیط‌های متخلخل می‌کند. سرعت و بازدهی محاسباتی این روش بسیار بیشتر از سایر روش‌های شبیه‌سازی متداول است. این روش در یک دهه اخیر بسیار مورد توجه محققین قرار گرفته و پیشرفت‌های قابل ملاحظه‌ای داشته است. باتیکی و همکاران [16]، ثیل [17]، داتا گوبتا و کینگ [18]، یان گوتر و همکاران [19]، فاروقی [20] و سیاوشی [21-23] در طی دو دهه اخیر اقدام به توسعه این روش شبیه‌سازی نمودند و در کارهای خود مروری جامع در مورد سیر تکامل مدل سازی بر اساس خطوط جریان داشته‌اند.

گرینستف با استفاده از خطوط جریان رابطه‌ای کمی بین چاه‌های تولیدی و تزریقی ارائه داد و نرخ چاه‌ها را بدون استفاده از روش‌های متداول بهینه‌سازی طوری تنظیم کرد تا به توزیع یکنواخت‌تری از خطوط جریان میان چاه‌های تولیدی دست یابد [24]. ثیل و باتیکی با استفاده از فاکتور تخصیص چاه‌ها (WAF) رابطه بازده چاه‌های تزریقی را به صورت نسبت آب تزریق شده به نفت تولید شده از چاه معرفی و به عنوان تابع هدف بهینه کردند [25]. قوری و همکاران هدف مطالعه خود را بهبود مکان یابی چاه و نرخ تزریق با استفاده از خطوط جریان عنوان کردند [26]. در سال‌های اخیر روش خطوط جریان همراه با روش‌های بهینه‌سازی مقید برای بهبود عملکرد سیلاب‌زنی از طریق کنترل دبی استفاده شده است. الحوثالی و همکاران از طریق برابر قرار دادن زمان لازم برای رسیدن جبهه سیال به چاه های تولیدی رویکرد دیگری با استفاده از روش بهینه‌سازی مقید (SQP)[9] برای بهینه کردن نرخ دبی و افزایش بازده جاروب پیشنهاد دادند [27]. پارک و گوبتا، بر پایه کارهای قبلی و با دو ایده‌ی برابر قراردادن متوسط زمان پرواز همه چاه‌های تولیدی و نیز کمینه‌کردن واریانس زمان پرواز در هر مجموعه خطوط جریان یک روش ساده برای بهینه‌سازی نرخ سیلاب‌زنی با استفاده از قابلیت‌های شبیه‌ساز خطوط جریان و بر اساس نقشه توزیع شار و زمان پرواز بین چاه‌های تولیدی ارائه کردند [28].

در این مقاله، با استفاده از یک شبیه‌ساز بومی خطوط جریان [21-23] که توانایی شبیه‌سازی جریان دوفازی را در هندسه‌های سه بعدی دارد، یک رویکرد عملی و مناسب برای محاسبه دبی بهینه چاه‌های تولیدی ارائه می‌شود و در نتیجه جبهه حرکت آب جهت بیشینه کردن بازیابی و تأخیر در رسیدن زمان میان گذر چاه‌های تولیدی نفت برای کاهش سیکل آب مدیریت می‌شود.

همان‌طور که در بالا اشاره شد محققان از توابع هدف متفاوتی استفاده کرده‌اند. در پژوهش حاضر از پارامتر زمان پرواز برای تعیین مقادیر بهینه دبی چاه‌ها استفاده شده است. بدین منظور تابع جدیدی مبتنی بر پارامتر «میانگین زمان پرواز» معرفی شده و برای نخستین بار الگوریتم نوین بهینه‌سازی زنبورعسل مصنوعی (ABC) برای کمینه کردن تابع هدف به کار رفته است. علاوه بر این از الگوریتم SQP نیز برای بهینه‌سازی استفاده شده و نتایج دو روش با یکدیگر مقایسه شده است. در ادامه با شناسایی نقاط قوت و ضعف روش‌های مذکور، یک رویکرد جدید بهینه‌سازی ترکیبی با استفاده از هر دو الگوریتم نامبرده پیشنهاد شده است. در این رویکرد از مزایای هر دو الگوریتم استفاده می‌شود. با استفاده از این رویکرد جدید، بهبود محسوسی در نتایج بهینه حاصل می‌شود.

1. Breakthrough Time
2. Net Present Value
3. Optimal Control Theory
4. Suboptimal
5. Adjoint Gradient
6. Ensemble Kalman Filter
7. Conjugated Gradient
8. Steepest Decent

در بخش بعد با فرمول‌بندی ریاضی در روش شبیه سازی خطوط جریان، الگوریتم‌ها و نیز تابع هدف آشنا خواهیم شد. پس از آن و در بخش 3، سه مسأله بهینه‌سازی مورد بررسی قرار خواهد گرفت و ضمن اعتبارسنجی نتایج بهینه‌سازی در یک مدل ساده، کارآیی روش‌های بهینه‌سازی در مدل‌های همگن و ناهمگن دوبعدی و سه بعدی بررسی خواهد شد. در انتها نتایج بدست آمده مورد تحلیل و بررسی قرار گرفته و جمع بندی نتایج ارائه می‌شود.

2- فرمول‌بندی ریاضی

2-1- چارچوب شبیه‌سازی به روش خطوط جریان

روش نوین خطوط جریان دارای قابلیت‌هایی است که عیوب روش‌های معمول در شبیه‌سازی مخازن نفتی را پوشش می‌دهد و بر سرعت حل مسأله می‌افزاید و در مقایسه با روش‌های شبیه‌سازی رایج - بخصوص در مسائلی که اثرات جابجایی سیال غالب است- بسیار سریعتر عمل می‌کند. هر قدر که مدل مخزن پیچیده‌تر باشد، مزیت نسبی استفاده از روش خطوط جریان در مقایسه با روش‌های متداول بیشتر خواهد بود. بیان کمّی و تفسیر نقشه‌های حرکت فازهای سیال مبتنی بر روش خطوط جریان با استفاده از پارامتر زمان پرواز صورت می‌گیرد. این پارامتر کلیدی که توسط روش خطوط جریان محاسبه و معرفی می‌شود تأثیر ناهمگنی مخزن و دیگر عوامل پیچیده را به سادگی در محاسبات در نظر می‌گیرد. ارائه داده‌های مهندسی جدید، ارائه الگوی مناسب از جریان و نحوه ارتباط بین چاه‌ها، توانایی شبیه‌سازی مدل‌های زمین‌شناسی در ابعاد واقعی میدان به همراه شبکه‌های ریز و قابلیت موازی‌سازی محاسبات بر روی خطوط جریان، بخشی از مزیت‌های این روش نسبت به سایر روش‌های شبیه‌سازی رایج می‌باشد [22].

ایده اصلی روش خطوط جریان، تجزیه یک مسأله کامل سه بعدی به مسائل متعدد یک بعدی در طول خط جریان می‌باشد. جریان سیال به جای حرکت میان بلوک‌های شبکه‌های گسسته در روش‌های متداول، در طول شبکه خطوط جریان حرکت داده می‌شوند. اثرات نفوذ پذیری و شرایط چاه‌ها، مسیرهایی را که خطوط جریان در حالت سه بعدی به خود می‌گیرند دیکته می‌کند.

شبیه‌سازی مبتنی بر خطوط جریان در طی چند مرحله اقدام به حل مسأله می‌کند. در این روش معادله فشار از معادلات انتقال فازهای سیال یا انرژی جداسازی شده و این معادلات به طور جداگانه حل می‌شوند. بنابراین برخلاف روش‌های متداول، در روش خطوط جریان دو نوع گام زمانی وجود دارد؛ 1- گام زمانی کلی (dt_p) برای به روز رسانی فشار و 2- گام زمانی انتقال (dt_{sl}) برای حل معادلات انتقال بر روی خطوط جریان. با این شیوه اثرات ناهمگنی مخزن و محدودیت‌های ناشی از به کارگیری شبکه‌های ریز، از معادلات انتقال رفع می‌شود و معادلات انتقال بر روی دسته‌ای از خطوط جریان به صورت یک بعدی حل می‌شوند، در نتیجه شبیه‌سازی با سرعت بیشتری انجام می‌گیرد [22]. این روش در مقایسه با روش های متداول شبیه سازی ریز گرید دقت پایین‌تری خواهد داشت البته این نقیصه با افزایش تعداد خطوط جریان قابل رفع می باشد. برای مطالعه جزئیات بیشتر در مورد این روش مطالعه مراجع [23،18] توصیه می‌شود.

2-2- زمان پرواز

«زمان پرواز» عبارت است از مدت زمان لازم برای حرکت یک ذره خنثی در طول خط جریان، که یک پارامتر کلیدی برای انجام محاسبات بر روی خطوط جریان است. محققان کارایی این پارامتر را در رتبه‌بندی مدل‌های زمین‌شناسی [29] و تطابق تاریخچه [30،31] نشان داده‌اند. این مؤلفه که حاصل انتگرال تخلخل (∅) بر سرعت ($\vec{u}_t$) است، اثرات ناهمگنی محیط را از معادلات انتقال جرم جدا کرده و در واقع مختصات سه بعدی فیزیکی تبدیل به محور یک بعدی زمان پرواز می‌شود (رابطه 1).

$$\tau = \int_0^s \frac{\emptyset(\delta)}{|\vec{u}_t(\delta)|} d\delta \tag{1}$$

معادله (1) را می‌توان به صورت (2) نیز نشان داد:

$$|\vec{u_t}| \frac{\partial}{\partial \delta} \equiv \vec{u_t} \cdot \nabla \equiv \emptyset \frac{\partial}{\partial \tau} \tag{2}$$

برای ارائه معادلات انتقال به صورت تابعی از زمان پرواز از معادله (2) استفاده می‌شود. اگر در معادله بقای جرم رابطهٔ سرعت دارسی قرار داده شود، معادله (3) بدست می‌آید. این معادله برای جریان تراکم ناپذیر است و از طرفی با توجه به اینکه هر خط جریان بین یک چاه تزریق و تولید است در این بین چاه دیگری وجود ندارد و جمله مربوط به چاه در معادله وجود نخواهد داشت.

$$\nabla \cdot \sum_{i=1}^{n_p} \frac{\vec{k} k_{ri}}{\mu_i} (\nabla P + \rho_i \vec{g} D) = 0 \tag{3}$$

$$\varphi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \tag{4}$$

$$f_j = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_p} \frac{k_{ri}}{\mu_i}} \tag{5}$$

$$\vec{G}_j = \vec{k} \cdot g \cdot f_i \nabla D \sum_{i=1}^{n_p} \frac{(\rho_i - \rho_j)}{\mu_j} \tag{6}$$

معادلات (3) تا (6) به ترتیب مربوط به معادله فشار (P)، اشباع فاز j ام(S_j)، کسر جرمی فاز j (f_j)و بردار سرعت در راستای گرانش($\vec{G}_j$) می باشند.

اگر بردار شتاب گرانش هم‌راستا با محور z باشد، با قرار دادن معادله (1) در معادله (3) و اندکی عملیات جبری رابطه (7) بدست می‌آید[23].

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_i}{\partial \tau} + \frac{1}{\varphi} \frac{\partial}{\partial z} \vec{G} = 0 \tag{7}$$

اگر در معادله (7) از اثرات گرانش صرف‌نظر شود، این معادله تنها تابع پارامتر «زمان پرواز» (τ) و زمان شبیه‌سازی (t) خواهد بود. به طور کلی پس از اینکه معادلات انتقال به صورت تابعی از زمان پرواز در آمدند، فرم گسسته آن‌ها بر روی خطوط جریان پیاده‌سازی می‌شود و این معادلات در هر گام زمانی به صورت یک بعدی حل می‌شوند. سپس حل‌ها بر روی شبکه سه بعدی از سلول ها قرار داده می‌شوند و در صورت نیاز تأثیرات گرانش اعمال می‌گردد. این روند تا پایان زمان شبیه سازی ادامه می‌یابد. در شبیه سازی‌های انجام شده در این مقاله، فشار موئینگی در نظر گرفته نمی‌شود و به بررسی جریان تراکم ناپذیر دو فاز آب و نفت پرداخته خواهد شد. برای آگاهی بیشتر از معادلات مدلسازی در روش خطوط جریان و نحوه شبیه‌سازی در این روش به مراجع [21-23] مراجعه شود.

2-3- روش‌های بهینه‌سازی

الگوریتم‌های بهینه‌سازی معمولاً شامل فرایندهای تکراری می‌باشند که از یک نقطه اولیه شروع شده و به نقطه نهایی (نقطه بهینه) ختم می‌شوند. فرایندی که آنها را از مرحله کنونی به مرحله بعد انتقال می‌دهد، این الگوریتم‌ها را از هم متمایز می‌کند. الگوریتم‌های بهینه‌سازی به طور کلی به دو دسته روش‌های جستجوی قطعی‌گرا[1] و تصادفی[2] دسته‌بندی می‌شوند [32]. روش‌های قطعی‌گرا چنانچه از یک مقدار اولیه یکسان شروع شوند، همواره به یک مقدار بهینه همگرا می‌شوند، بنابراین وابسته به حدس اولیه هستند. تاکنون متداول‌ترین روش های مبتنی بر مشتق گیری عددی استفاده شده در

1. Deterministic
2. Stochastic

بهینه‌سازی مخزن، روش های تندترین کاهش/صعود، گرادیان مزدوج و روش SQP بوده است [11]. در این روش‌ها از اطلاعات مشتق یا گرادیان تابع هدف و توابع قیود استفاده می‌شود. در این روش‌ها شروع الگوریتم از نقاط اولیه مختلف برای رسیدن به جواب بهتر، می‌تواند مناسب باشد. روش‌های جستجوی تصادفی در محدوده وسیع‌تری از جواب جستجو می‌کنند و احتمال یافتن بهینه با هر ترکیب پارامترهای بهینه‌سازی، غیر صفر است. حدس اولیه به صورت تصادفی از نقاط مختلف ایجاد می‌شود و چنانچه زمان طولانی برای اجرا اختصاص داده شود، احتمال یافتن نقطه بهینه کلی افزایش می‌یابد. می‌توان از الگوریتم ژنتیک و بهینه‌سازی ازدحام ذرات به عنوان مهم‌ترین روش‌های بی‌نیاز از گرادیان تصادفی نام برد که تاکنون برای بهینه‌سازی مخزن استفاده شده‌اند [33]. بسته به نوع مسأله، تکنیک‌های بهینه‌سازی بر اساس توانایی و بازدهی آنها متفاوت از یکدیگر عمل می‌کنند. الگوریتم‌های قطعی‌گرا مانند SQP در مقایسه با الگوریتم های تصادفی مانند ABC بازده بیشتری دارند اما احتمال واگرایی آن‌ها نیز بیشتر است و در مقابل الگوریتم‌های تصادفی توانایی بیشتری در یافتن بهینه کلی دارند.

در این مقاله، از دو الگوریتم قطعی‌گرا و تصادفی SQP و ABC برای بهینه‌سازی استفاده شده است و میزان کارایی و دقت این دو روش با یکدیگر مقایسه شده است. در ادامه روش جدیدی (روش ترکیبی) که حاصل از تلفیق این دو روش است ارائه می‌گردد و نتایج آن با نتایج دو روش اخیر مقایسه می‌شود.

2-3-1- بهینه‌سازی به روش برنامه ریزی درجه دوم متوالی (SQP)

الگوریتم SQP یکی از الگوریتم‌های پرکاربرد برای مسائل بهینه‌سازی مقید غیرخطی است و ایده اصلی آن شامل فرمول‌بندی یک زیرمسأله درجه دو بر اساس تقریب مرتبه دوم تابع لاگرانژ و خطی‌سازی قیود است. زیرمسأله درجه دو را می‌توان به صورت روابط (8) نوشت [11]:

$$\min\ f(x) + \nabla f(x)\delta x + \frac{1}{2}\delta x \nabla^2 L(x)\delta x$$
$$L(x,\lambda) = f(x) - \sum_{j\epsilon\varepsilon} \lambda_j g_j(x) \qquad (8)$$

در معادله (8)، $L(x)$ تابع لاگرانژ، λ_j ضرایب لاگرانژ و g_j قیود غیرخطی است.

درالگوریتم SQP در هر مرحله تکرار، تقریبی از توابع لاگرانژ و هسیان با استفاده از روش به روزآوری شبه نیوتن[1] ساخته می‌شود. این روند برای تولید یک زیرمسأله درجه دو (معادله) استفاده شده که حل آن مسأله یک پیشنهاد برای انتخاب جهت جستجو در اختیار ما قرار می‌دهد. در تمامی روش‌های مبتنی بر گرادیان برای حرکت از نقطه شروع به نقطه بهینه به دو پارامتر جهت جستجو و اندازه گام نیاز است (معادله 9). پارامتر اندازه گام به گونه‌ای تعریف می‌شود که کاهش قابل توجهی در تابع شایستگی به دست آید. برای اینکار می‌بایست ماتریس هسیان در تابع لاگرانژ توسط روش‌های شبه نیوتنی مانند BFGS[2] به‌روزآوری شود.

$$x_{k+1} = x_k + (d_k \cdot \alpha_k) \qquad (9)$$

d_k جهت جستجوی مطلوب حرکت در فضای طراحی و α_k یک عدد اسکالر مثبت است که اندازه گام در آن جهت نامیده می شود. لازم به ذکر است که در این مقاله، شرط همگرایی در استفاده از این الگوریتم مقدار 10^{-6} برای تغییرات نسبی تابع هدف در نظر گرفته شده است.

2-3-2- بهینه‌سازی به روش کلونی زنبور عسل مصنوعی (ABC)

در الگوریتم *ABC*، موقعیت یک منبع غذایی یک راه حل مسأله بهینه‌سازی را نشان می‌دهد و مقدار شهد آن منبع غذا مربوط به شایستگی راه حل است. زنبورهای کارگر به صورت تصادفی به طرف منابع غذایی (فضای پاسخ‌ها) رفته و با تابع شایستگی، کیفیت موقعیت‌های بازدید شده را گزارش می‌دهند (رابطه 10).

$$\vartheta_i = x_i + \varphi_i(x_i - x_k)$$
$$i \neq k,\ k \in \{1,2,3,\dots,SN\},\ \varphi_i \in [-1,1] \qquad (10)$$

در این رابطه x_k یک منبع غذایی انتخابی متفاوت هست. شاخص‌های k و i به صورت تصادفی انتخاب می‌شوند به گونه‌ای که k متفاوت از i باشد. SN نشان دهنده اندازه جمعیت زنبورها است. φ_i یک عدد تصادفی بین 1- و 1 است که تولید موقعیت منبع غذایی همسایه در اطراف x_i را کنترل می‌کند. پس از انتخاب هر منبع، موقعیت ϑ_i تولید شده و پس از ارزیابی توسط زنبور مصنوعی و مقایسه عملکرد آن با x_i ، چنانچه مواد غذایی جدید شهد برابر یا بهتری از منبع قبلی داشت، آن را درحافظه جایگزین منبع قبلی می‌کند. در غیر این صورت، منبع قبلی را نگه می‌دارد.

زنبورهای جستجوگر اطلاعات هر کدام از زنبورهای کارگر را ارزیابی و با یک احتمال P متناسب با میزان کیفیت شهد منبع، یکی از منابع غذایی را انتخاب می‌کنند (رابطه 11):

$$P_i = \frac{fit_i}{\sum_{n=1}^{SN} fit_n}$$
$$fit_i = \begin{cases} \dfrac{1}{1+f_i} & if\ f_i \geq 0 \\ 1 + \mathrm{abs}(f_i) & if\ f_i < 0 \end{cases} \qquad (11)$$

که در آن fit_i میزان شایستگی از راه حل i توسط زنبور کارگر ارزیابی شده است که ارزیابی متناسب با مقدار شهد منبع غذایی در موقعیت i است.

$$limit = C \cdot n_e \cdot D \qquad (12)$$

D تعداد پارامترهای بهینه‌سازی است، n_e تعداد زنبورهای کارگر و C یک ثابت می‌باشدکه برابر با 0/5 در نظر گرفته شده است. شرط همگرایی در این الگوریتم بیشینه تعداد تکرار است. البته این مقدار با توجه به ماهیت الگوریتم و نوع مسأله بر اساس حدس و خطا تعیین می شود.

2-3-3- بهینه‌سازی ترکیبی به روش (ABC-SQP)

مهمترین مزیت روش ABC این است که کل فضای پاسخ را به طور همزمان جستجو می‌کند، بنابراین می‌تواند پاسخ بهینه سراسری را در اختیار بگذارد. از طرفی روش‌های مبتنی بر گرادیان مانند SQP، مبتنی بر حدس اولیه هستند و عموما بهینه محلی را جستجو می‌کنند. برای یافتن بهینه سراسری با استفاده از این روش‌ها لازم است حدس اولیه تغییر داده شود. اما مهمترین امتیاز روش SQP اینست که چنانچه مقادیر مناسب حدس اولیه در اختیارشان باشد، خود را می‌تواند به مقدار بهینه با سرعت و دقت زیادی نزدیک کند.

بنابراین در روش پیشنهادی در این مقاله، ابتدا الگوریتم ABC پس از جستجوی همزمان کل فضای پاسخ و یافتن موقعیت نسبی مقدار بهینه، آن جواب را به عنوان حدس اولیه در اختیار الگوریتم SQP قرار می‌دهد. با این رویکرد این اطمینان وجود خواهد داشت که الگوریتم SQP در بهینه محلی گرفتار نمی‌شود و انتظار می‌رود که جواب‌های بهتری حاصل شود.

2-4- تابع هدف

در این مقاله برخلاف توابع هدف متداول مانند NPV که در مسائل بهینه‌سازی تولید نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد، از قابلیت‌های روش خطوط جریان برای تعریف تابع هدف استفاده شده است. بدین منظور از پارامتر زمان پرواز استفاده شده و با استفاده از آن پارامتر «میانگین زمان پرواز» به صورت رابطه (13) تعریف می‌شود.

«میانگین زمان پرواز» به یک تولید کننده عبارتست از میانگین زمان

1. Quasi-Newton Method
2. Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno

لازم برای رسیدن جبهه سیال از نقطه کنونی به چاه تولیدکننده. به طور مثال اگر میانگین زمان لازم برای رسیدن یک جبهه سیال از چاه تزریقی به تولیدی 1000 روز باشد و تاکنون 600 روز سپری شده باشد، میانگین زمان پرواز 400 روز خواهد بود. میانگین زمان پرواز به تولید کننده i ام متعلق به گروه m و در گام زمانی k ($t_{i,m}{}^{k}$) را می‌توان با رابطهٔ (13) بیان نمود:

$$t_{i,m}{}^{k} = \left(\frac{\sum_{l=1}^{Nfsl,i} \tau_{li}}{N_{fsl,i}}\right)^{k} \qquad (13)$$

میانگین‌گیری بر روی سریع‌ترین خطوط جریان بین دو چاه انجام می‌شود و در معادله بالا $N_{fsl,i}$ بیانگر تعداد سریع‌ترین خطوط جریان مرتبط با چاه تولیدکننده i متعلق به گروه m است و متغیر τ_{li} زمان پرواز مربوط به خط جریان l ام منتهی به تولید کننده i ام می‌باشد که پیش از این تعریف شد.

هدف بیشینه‌سازی تولید تجمعی نفت از طریق کمینه کردن اختلاف بین «میانگین زمان پرواز» جبهه سیلاب زنی مربوط به یک گروه مشخص از چاه‌های تولیدی است. البته باید در نظر داشت مقدار بهینه دبی چاه‌های تولیدی در یک محدوده که در هر مسأله تعریف می‌شود، به دست می‌آید. مقادیر $t_{d,m}$ میانگین زمان پرواز مطلوب در گروهm می‌باشد که برابر میانگین تمامی میانگین زمان پروازهای مربوط به چاههای تولیدی در گروه m قرار داده می‌شود و از رابطه (13) محاسبه می شود. در نتیجه تابع هدف برای بهینه‌سازی با رابطه (14) تعریف می‌شود:

$$\|e(q)\|_2^2 = \sum_{m=1}^{N_{group}} \sum_{i=1}^{N_{prod,m}} (t_{d,m} - t_{i,m}(q))^2 \qquad (14)$$

به طوری که مقدار پس ماند $e_{i,m}$ در هر چاه انفرادی برابر است با:

$$e_{i,m} = t_{d,m} - t_{i,m}(q) \qquad (15)$$

$N_{prod,m}$ تعداد چاه‌های تولیدی در گروه m می‌باشد. N_{group} نیز تعداد گروه‌های در نظر گرفته شده در میدان می‌باشد. بردار q شامل متغیرهای کنترلی (دبی چاه‌ها) می‌باشد که دارای بعد n (تعداد دبی چاه هایی که قرار است بهینه شود) است. هدف مینیمم کردن این اختلاف به وسیله بهینه‌سازی نرخ‌های تولید با توجه به قیود تساوی و نامساوی می‌باشد. این شرایط عمدتاً توسط قیود عملیاتی و قابلیت تجهیزات تعیین می‌شود.

3- ارائه نتایج و بحث و بررسی

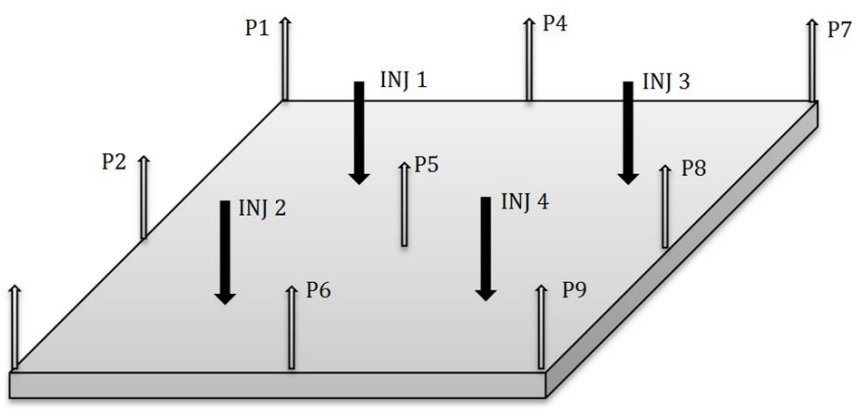
3-1- اعتبارسنجی: بهینه‌یابی نرخ چاه‌های تولیدی در مدل همگن دوبعدی

به منظور اعتبارسنجی الگوریتم‌های بهینه‌سازی و کارایی تابع هدف، ابتدا از یک مدل مخزن ساده استفاده می‌شود که نتایج حالت بهینه آن مشخص است. مسأله مورد بررسی، مخزنی مصنوعی با تعداد 4 چاه تزریقی و 9 چاه تولیدی در پیکربندی ثابت چاه‌ها و با آرایش 5 نقطه‌ای تکراری[1] (مطابق) می‌باشد. ابعاد مخزن 10*m* × 510*m* × 510*m* و ضریب تخلخل آن برابر 0/225 می‌باشد. مخزن، همگن فرض شده و تراوایی آن 100 *md* است. به عنوان مسأله مطالعه پایه، نرخ تزریق آب هر چاه تزریقی، 100 m^3 و نرخ تولید هر چاه تولیدی 44/5 m^3 فرض شده است. از مسأله پایه برای مقایسه نتایج بعد از بهینه‌سازی با نتایج قبل از بهینه‌سازی استفاده خواهد شد. با فرض ثابت بودن نرخ تزریق، نرخ دبی‌های تولیدی باید به گونه‌ای بدست بیایند که میزان تولید نفت بیشینه شود. برای شبیه‌سازی، شبکه‌ای با 1×51×51 سلول ایجاد می‌شود. سایر پارامترهای شبیه‌سازی این مسأله در جدول 1 آمده است.

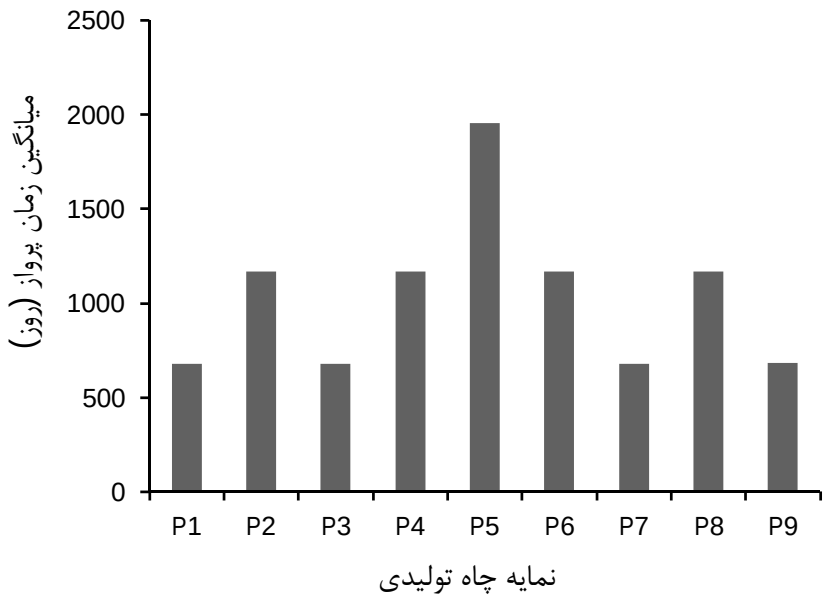
توزیع میانگین زمان پرواز چاه‌های تولیدی و برش آبی[2] (نسبت حجم آب تولید شده از چاه به کل تولید نفت و آب) آنها قبل از بهینه‌سازی به ترتیب در شکل2 و 3 آمده است. یک اختلاف زیاد در «میانگین زمان پرواز» مشاهده می‌شود. این به خاطر آن است که بعضی از چاه‌های تولیدی -به دلیل انتخاب نرخ برابر دبی برای همه چاه‌های تولیدی بدون در نظرگرفتن مکان آنها- سریعتر نسبت به سایر چاه‌ها به برش آبی می‌رسند. به طور مثال، چاه تولیدی شماره 5 که در وسط میدان قرار گرفته است، توسط 4 چاه تزریقی حمایت شده و در نتیجه زمان میان گذر آن به تأخیر افتاده است. در مقابل، زمان میان گذر زودهنگام برای چاه‌های تولیدی در گوشه‌ها (چاه‌های تولیدی 1 و 3 و 7 و 9) رخ می‌دهد. زیرا این چاه‌ها تنها توسط یک چاه تزریقی که بطور کامل در تولید نقش دارد، حمایت می‌شوند. زمان میان گذر آب برای چاه‌های تولیدی جانبی (چاه‌های 2 و 4 و 6 و 8) بین این دو مقدار است زیرا هر چاه تولیدی توسط دو چاه تزریقی حمایت می‌شود. در این مسأله بهینه‌سازی، سیال موجود در مخزن تراکم ناپذیر است و در نتیجه کل تولید سیال از میدان برابر با کل تزریق به میدان است.

جدول 1 پارامترهای شبیه‌سازی در مسأله همگن دوبعدی

نام کمیت	پارامتر	اندازه
ابعاد مخزن	$x*y*z$	510×510×10m^3
فشار اولیه مخزن	P_0	20/7MPa
تخلخل	$\emptyset$	0/225
تراوایی	K	100 md
گرانروی آب	μ_w	3×10^{-4} Pa.s
گرانروی نفت	μ_0	1/2×10^{-3} Pa.s
چگالی آب	ρ_w	1025kg/m^3
چگالی نفت	ρ_0	801 kg/m^3
گام زمانی شبیه‌سازی	Δt	100 روز
مدت کل شبیه‌سازی	T_{tot}	1000 روز
تراوایی نسبی آب	k_{rw}	$S_w{}^2$
تراوایی نسبی نفت	k_{ro}	$(1-S_w)^2$

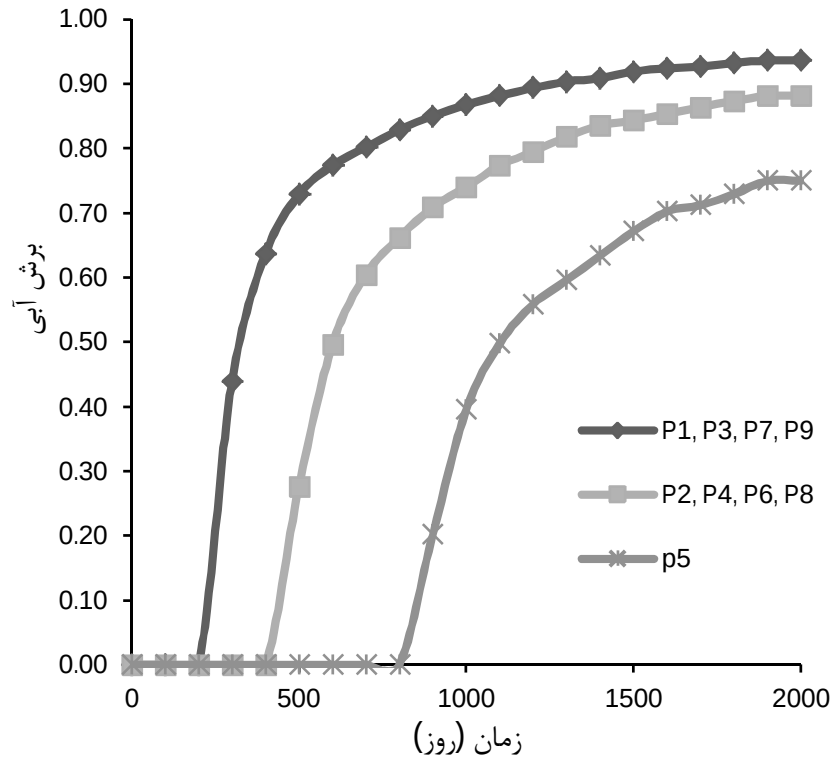


شکل 1 مکان قرارگیری چاه‌های تزریق و تولید

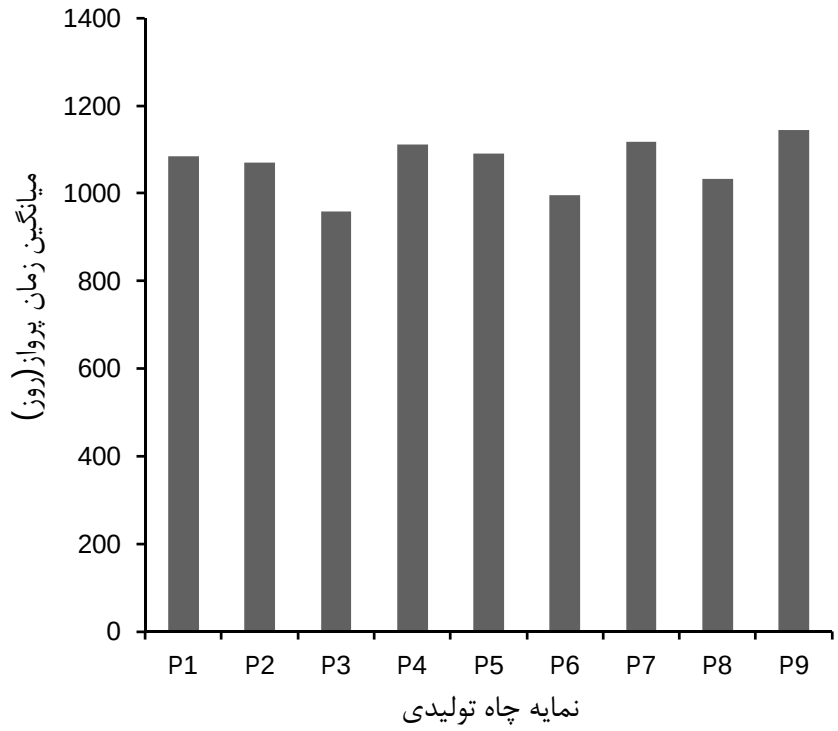


شکل 2 میانگین زمان پرواز چاه‌ها در مسأله همگن دوبعدی قبل از بهینه‌سازی

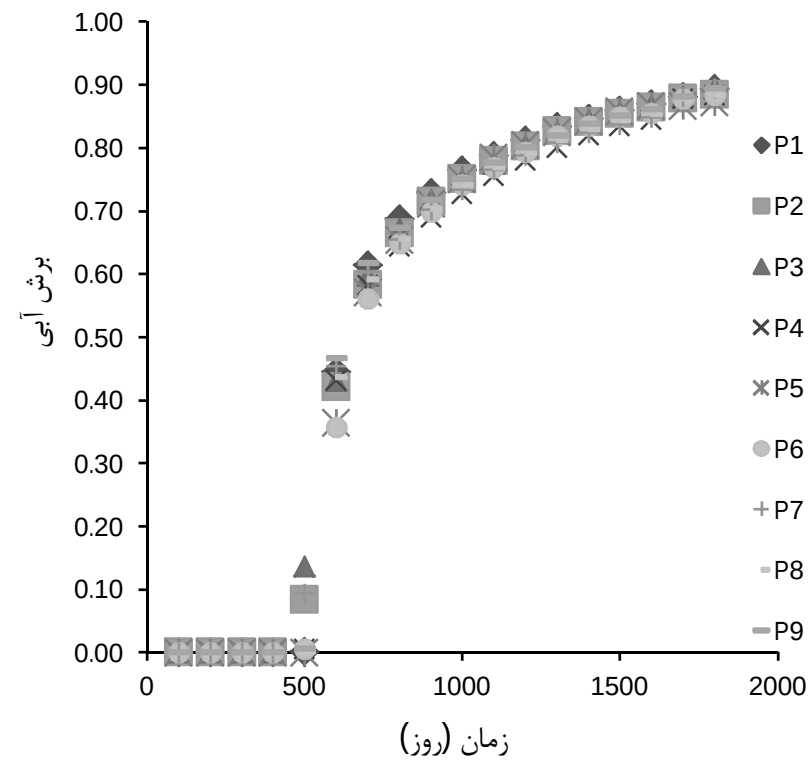
1. Repeated 5-Spot
2. Water cut



شکل 3 مقدار برش آبی چاه‌ها در مسأله همگن دوبعدی قبل از بهینه‌سازی



شکل 4 میانگین زمان پرواز چاه‌ها در مساله همگن دوبعدی بعد از بهینه‌سازی



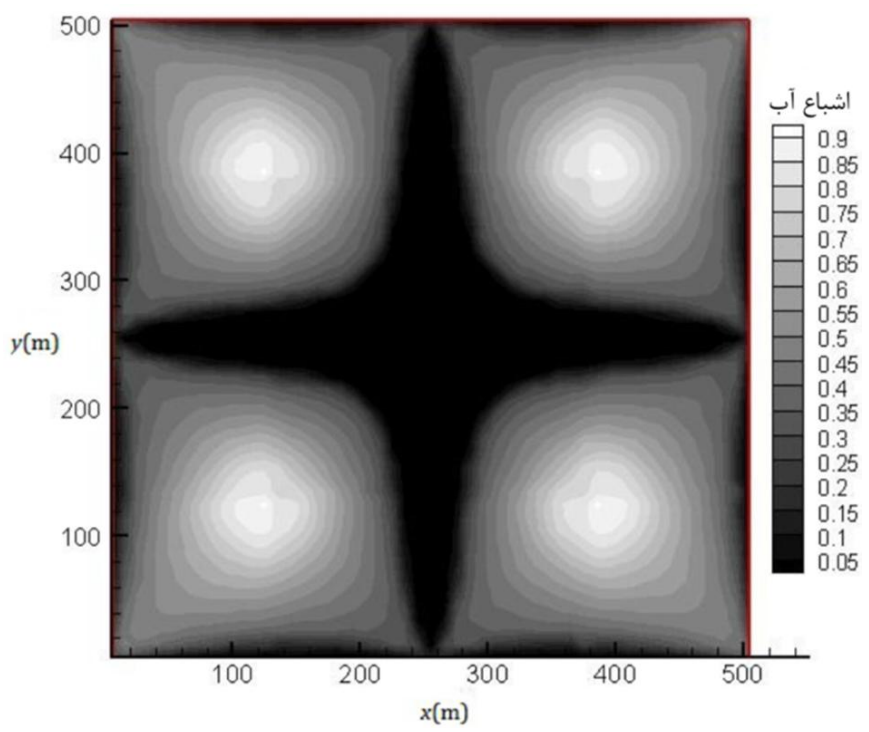
شکل 5 مقدار برش آبی چاه‌ها در مساله همگن دوبعدی بعد از بهینه‌سازی

همان‌گونه که در شکل‌های 4 و 5 مشاهده می‌شود، تغییرات در مقادیر دبی تولیدی بعد از بهینه‌سازی، نسبت به حالت پایه باعث برابری میانگین زمان‌های پرواز و بهبود برش آبی شده است. برش آبی چاه‌ها به طور همزمان اتفاق می‌افتد. در نتیجه می‌توان انتظار داشت در یک بازه زمانی مشخص نفت بیشتری را بتوان از مخزن تخلیه کرد.

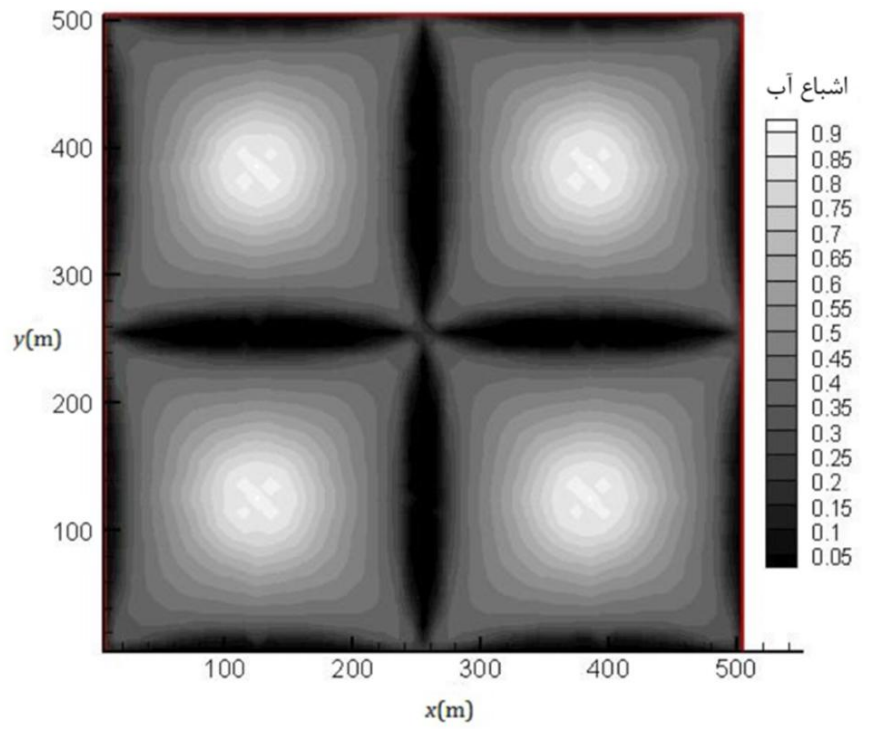
نرخ‌های جدید بعد از بهینه‌سازی در جدول 2 نشان داده شده است. در این مسأله نرخ‌های تزریق ثابت است ولی تغییرات اساسی در نرخ‌های تولید توسط الگوریتم‌های بهینه‌سازی پیشنهاد شده است.

الگوریتم ABC با توجه به مکانیزم انتخاب خود این قابلیت را دارد که در کل فضای پاسخ، جواب بهینه سراسری را جستجو کند و بسته به پارامترهای تنظیمات آن چنانچه زمان کافی و تعداد جمعیت اولیه مناسب در اختیار داشته باشد، جواب بهینه سراسری را ارائه کند.

در اجرای الگوریتم زنبورعسل تعداد جمعیت زنبورها 30 در نظر گرفته شد. هر چه تعداد جمعیت بیشتر شود انتظار می‌رود جواب‌های مناسب تری حاصل شود. البته در مقابل مدت زمان اجرای برنامه افزایش خواهد یافت. در حل مسائل با این روش در هر بار اجرا کل فضای پاسخ به صورت تصادفی مورد جستجو قرار می‌گیرد. در کلیه اجراها در این مسأله مقدار کمینه دبی تولید برابر 10 و مقدار بیشینه آن برابر 150 m^3/day منظور شده است. شرط تساوی مجموع نرخ دبی‌های تولیدی با مجموع نرخ دبی‌های تزریقی نیز اعمال شده است.



شکل 6 مقدار اشباع آب در مساله همگن دوبعدی قبل از بهینه‌سازی



شکل 7 مقدار اشباع آب در مساله همگن دوبعدی بعد از بهینه‌سازی

جدول 2 مقدار دبی و تابع هدف در مسأله همگن دوبعدی

نمایه چاه	حالت پایه	الگوریتم ABC	الگوریتم SQP	الگوریتم ترکیبی
P1	44/5	23/07	22/02	21/98
P2	44/5	49/12	52/11	50/87
P3	44/5	27/54	22/52	23/03
P4	44/5	47/51	52/12	49/82
P5	44/5	101/42	100/22	103/54
P6	44/5	55/47	53/07	51/91
P7	44/5	22/05	22/51	23/42
P8	44/5	52/65	53/07	53/36
P9	44	21/17	22/36	22/07
تابع هدف	595/56	86/09	51/6	42/69
تولید تجمعی نفت (m^3)	231666/9	249631/2	249982/8	250102/9

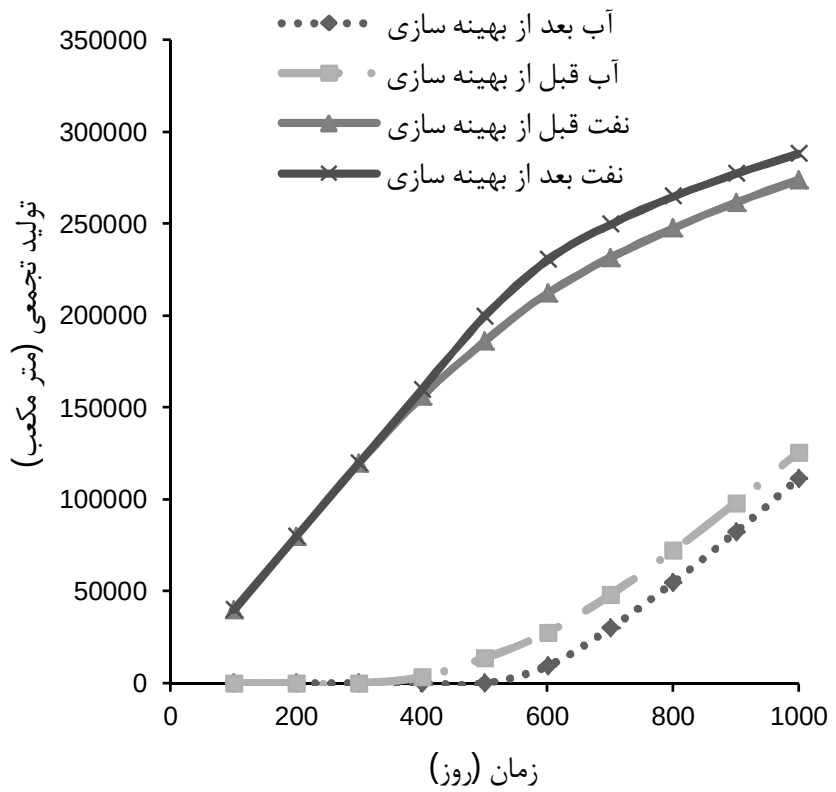
نتایج فوق بیانگر این مطلب است که استفاده از الگوریتم SQP توانسته نتایج بهتری نسبت به الگوریتم ABC در مسأله حاضر پیشنهاد کند. به طور مثال بهترین مقدار تابع هدف 51/6 در الگوریتم SQP نسبت به بهترین مقدار تابع هدف با استفاده از الگوریتم ABC یعنی 86/09 می‌باشد. در ردیف پایانی جدول مقدار تولید نفت تجمعی پس از 700 روز شبیه سازی گزارش شده است. در الگوریتم ترکیبی برای بهبود نتایج از ترکیب هر دو الگوریتم به شرح زیر استفاده گردید:

ابتدا با استفاده از الگوریتم ABC جواب‌های بهینه پیشنهادی به عنوان حدس اولیه به الگوریتم SQP داده می‌شود. برای این منظور می‌توان پارامترهای تنظیمات الگوریتم ABC را به گونه‌ای انتخاب کرد که در سریعترین زمان ممکن، پاسخ بدست آید. زیرا هدف از این کار صرفا به دست آوردن بهترین حدس اولیه برای شروع به کاربستن الگوریتم SQP می‌باشد. سپس در تمامی بازه‌های زمانی از الگوریتم SQP استفاده می‌شود.

با توجه به نتایج جدول 2 رویکرد الگوریتم ترکیبی نسبت به دو رویکرد قبلی توانسته به جواب‌های بهتری برسد. این به خاطر آن است که در این رویکرد از مزایای هر دو روش بهینه‌سازی مبتنی بر گرادیان و بی نیاز از گرادیان استفاده می‌شود. به عبارت دیگر اگر حدس اولیه برای الگوریتم SQP مناسب تر انتخاب شود، می تواند خود را به بهترین جواب ممکن نزدیک کند.

برای بالابردن سرعت در این روش تعداد جمعیت برای الگوریتم ABC برابر با 10 در نظر گرفته شد. به کاربستن روش ترکیبی توانسته مقدار کمتری برای تابع هدف پیش بینی کند. این مقدار 42/69 برای روش ترکیبی و 86/09 در بهترین حالت اجرا با الگوریتم ABC می‌باشد. اگر چه این مثال به نظر ساده می‌آید ولی می‌تواند کارایی به کاربستن این تابع هدف و الگوریتم ABC در یافتن مقادیر بهینه دبی را بخوبی نشان دهد.

در شکل‌های 6 و 7 مقادیر اشباع آب بعد از 700 روز شبیه‌سازی، قبل و بعد از بهینه‌سازی نشان داده شده است. این دو شکل به خوبی نحوه جاروب نفت توسط آب را در فرایند تزریق آب برای کمک به تولید نفت نشان می‌دهند. همانگونه که در شکل 6 پیداست، قبل از بهینه‌سازی چاه‌های تولیدی 1 و 3 و 7 و9، سریعتر از بقیه چاه‌ها به برش آبی رسیده است. اما بعد از بهینه‌سازی و در شکل 7 مخزن به طور یکنواخت در حال تخلیه می‌باشد. در شکل مقدار آب و نفت تجمعی تولیدی قبل و بعد از بهینه‌سازی نشان داده شده است.



شکل 8 مقدار آب و نفت تجمعی تولیدی قبل و بعد از بهینه‌سازی در مسأله همگن دوبعدی

جدول 3 مقدار دبی و تابع هدف- مساله ناهمگن دوبعدی

نمایه چاه	حالت پایه	الگوریتم *ABC*	الگوریتم *SQP*	الگوریتم ترکیبی
P1	50	69/6	58/6	58/7
P2	100	70/3	100/4	105/4
P3	50	58/4	30/1	30/2
P4	100	110/2	85/5	85/9
P5	200	106/4	116/4	115/8
P6	100	142/5	207/8	215/4
P7	50	51/5	51/9	52/3
P8	100	44/8	94/7	74/9
P9	50	146	54/6	61/4
تابع هدف	244/36	213	22/6	14/79
تعداد فراخوانی تابع هدف	-	525	443	427
تولید تجمعی نفت (m^3)	387836/2	389321/90	400483/3	402320/90

3-2- بهینه‌یابی نرخ چاه‌های تولیدی در مدل ناهمگن دوبعدی

در گام بعدی برای بررسی بیشتر قابلیت‌های روش‌های بهینه‌سازی مطرح شده، از یک مدل پیچیده‌تر برای مسأله بهینه‌یابی دبی چاه‌های تولیدی استفاده خواهد شد. بدین منظور مدل SPE-10 انتخاب می‌شود. مدل سه بعدی SPE-10 از طرح‌هایی است که برای مقایسه حل پروژه‌های سیلابزنی با آب توسط جامعه مهندسین نفت (SPE) طراحی شده است [34]. این مدل براساس خصوصیات یک مخزن واقعی در دریای شمال طراحی شده است و دارای 85 لایه می‌باشد که به شدت ناهمگن هستند. در این بخش یک مدل دوبعدی براساس یک لایه مدل SPE-10 به عنوان مسأله بهینه‌یابی استفاده می‌شود.

مسأله مورد بررسی، مخزنی مصنوعی با تعداد 4 چاه تزریقی و 9 چاه تولیدی در پیکربندی ثابت آرایش 5 نقطه‌ای تکراری است. ابعاد این مخزن $1100m \times 900m \times 5m$ و ضریب تخلخل آن برابر 0/225 است. مقادیر تراوایی مخزن برابر با مقادیر تراوایی لایه اول مدل مخزن SPE-10 می‌باشد. برای شبیه‌سازی، شبکه‌ای با 1×220×60 سلول ایجاد می‌شود.

برای شروع بهینه‌سازی با توجه به نتایج مسأله قبل، مسأله حالت پایه به گونه‌ای انتخاب می‌شود که دبی چاه‌های تولیدی متناسب با موقعیت هندسی

آنها نسبت به چاه تزریقی باشند. در جدول 3 مقادیر دبی و تابع هدف و نیز مقدار تولید تجمعی نفت پس از 700 روز آمده است.

در استفاده از الگوریتم ABC مقادیر پارامترهای الگوریتم به شرح زیر می‌باشد:

تعداد جمعیت = 20

پارامتر حد = 4

بیشینه تعداد تکرارها = 15

مقدار کمینه و بیشینه دبی ها به ترتیب برابر با 30 و 300 در نظر گرفته شد. در جدول 3 مقادیر بهینه دبی چاه‌ها و نیز مقدار تابع هدف آمده است. همچنین در ردیف پایانی مقدار تولید تجمعی نفت پس از 700 روز گزارش شده است.

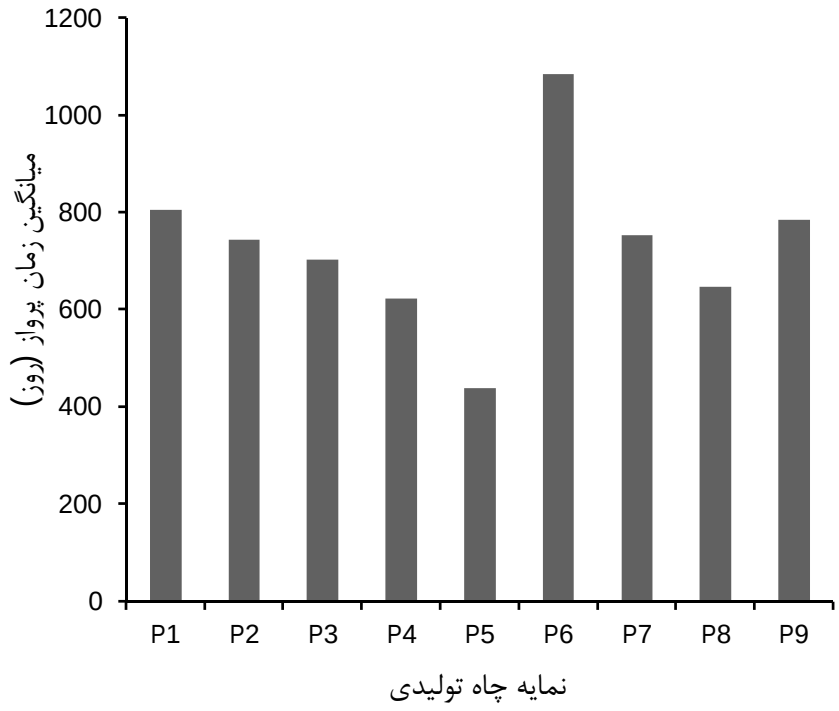
با دقت در نتایج الگوریتم ها، الگوریتم ترکیبی توانسته مقدار کمتری برای تابع هدف پیدا کند. به طوری که مقدار تولید تجمعی نفت حدود 3.7 درصد بهبود پیدا کرده است. از طرفی نتایج این الگوریتم به طور قابل ملاحظه‌ای نتایج الگوریتم SQP را تأیید می‌کند. هر چند انتظار نمی‌رود که بهبود نتایج چشمگیر باشد. زیرا ماهیت روش ترکیبی همان روش SQP است. با این تفاوت که در مکانیزم انتخاب حدس اولیه با استفاده از الگوریتم ABC تغییراتی ایجاد شده است. این مقدار بهبود با توجه به ناهمگنی نامتقارن در این مسأله و همین‌طور انتخاب مسأله پایه که خودش فاصله چندانی با مقدار بهینه ندارد قابل توضیح می‌باشد. در این مسأله الگوریتم ABC نتوانسته جواب‌های مناسبی را در اختیار بگذارد.

شایان توجه است که با کاهش تابع هدف، میزان تولید تجمعی نفت افزایش یافته است. این روند در طی فرایند بهینه‌سازی نیز در تمامی الگوریتم‌های بهینه‌سازی مشاهده شده است و بدین ترتیب بر اصالت تابع هدف ارائه شده تأکید می‌شود.

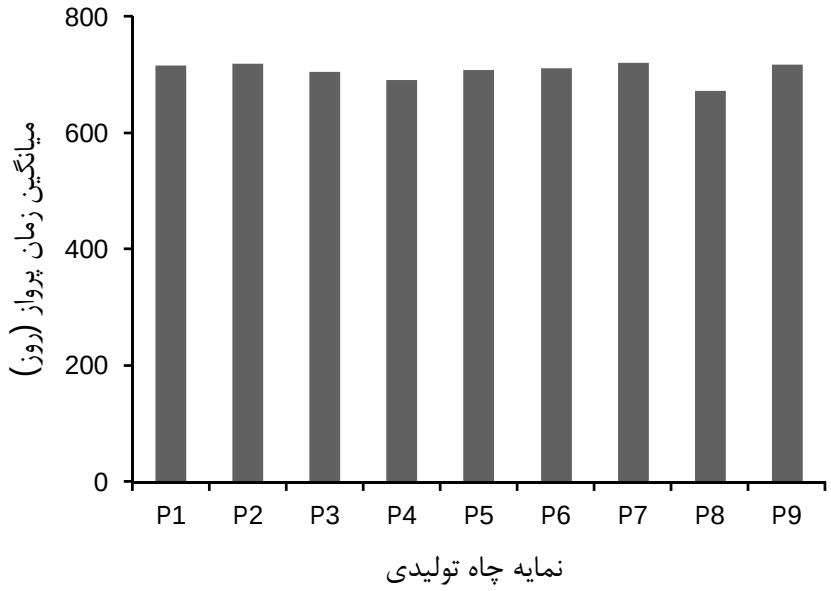
همان‌طور که از تعداد فراخوانی تابع هدف مشخص می‌باشد، الگوریتم ترکیبی زمان کمتری را برای یافتن جواب بهینه نیاز دارد. زیرا در الگوریتم ABC تعداد زنبورها کمتر در نظر گرفته می‌شود بنابراین حجم و زمان محاسبات کاهش می‌یابد. از طرفی در الگوریتم SQP با در اختیارقرار دادن مقادیر مناسب‌تر حدس اولیه (همان پاسخ مرحله قبلی) سرعت همگرایی افزایش می یابد. علاوه بر آن در این روش احتمال واگرایی حل کاهش یافته و این نیز در مجموع زمان حل مسأله را کاهش می‌دهد.

به منظور مقایسه نتایج استفاده از الگوریتم‌ها با یکدیگر، مقدار قیود نامساوی در همه حالت‌ها مشابه یکدیگر در نظر گرفته شده است. همان‌گونه که درجدول 3 مشاهده می‌شود، الگوریتم SQP توانسته به جواب‌های بهتری نسبت به الگوریتم ABC دست پیدا کند و مقدار تابع هدف از 213 به 22/6 کاهش پیدا کرده است. این به خاطر آن است که در این مسأله محدوده قیود نامساوی تقریباً دو برابر شده، ولی تعداد جمعیت تغییر نکرده است. بنابراین به دلیل ناهمگنی مخزن که در مقادیر زمان پرواز و همین‌طور «میانگین زمان پرواز» تأثیر می‌گذارد، تنها زمانی نتایج بهتری از الگوریتم ABC بدست می‌آید که تعداد جمعیت در آن به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش یابد. با توجه به تعداد زیاد فراخوانی تابع هدف و حجم محاسبات بالا این کار منطقی به نظر نمی‌رسد. پس مشاهده می‌شود الگوریتم ABC در حل این مسأله نسبت به الگوریتم SQP عملکرد نامناسبی داشته است و استفاده از الگوریتم ABC برای حل مسائل بهینه‌یابی دبی در مدل‌های مخزن ناهمگن توصیه نمی‌شود.

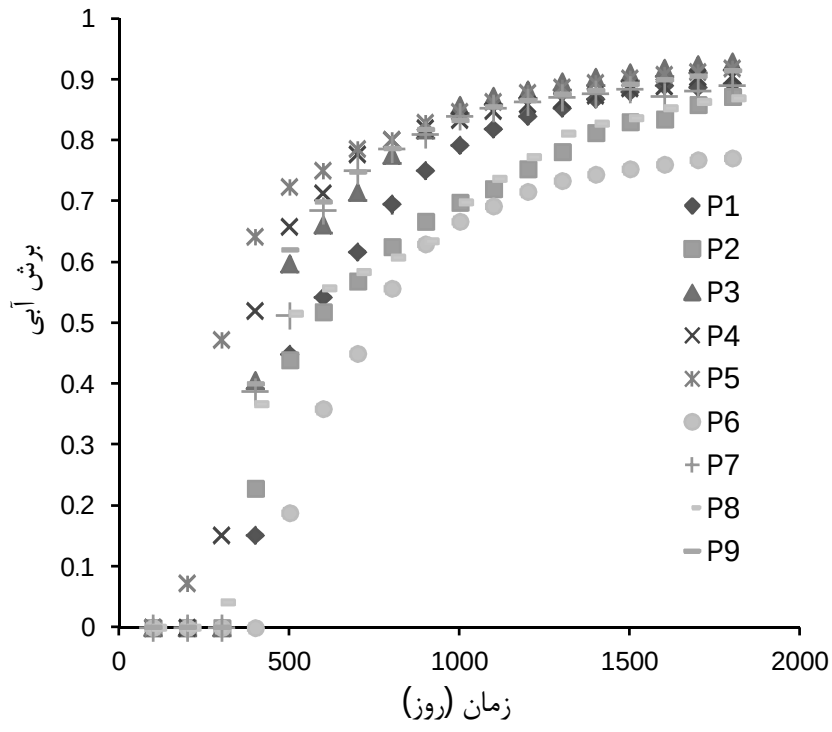
توزیع میانگین زمان پرواز چاه‌های تولیدی قبل و بعد از بهینه‌سازی به ترتیب در شکل‌های 9 و 10 آمده است. پیش از انجام بهینه‌سازی، یک اختلاف زیاد در «میانگین زمان پرواز» بخصوص در مورد چاه‌های تولیدی شماره 5 و 6 مشاهده می‌شود که بعد از انجام بهینه‌سازی میزان این اختلاف به حداقل رسیده است.



شکل 9 مقدار میانگین زمان پرواز چاه‌های تولیدی قبل از بهینه‌سازی- مساله ناهمگن دوبعدی



شکل 10 مقدار میانگین زمان پرواز چاه‌های تولیدی بعد از بهینه سازی- مساله ناهمگن دوبعدی



شکل 11 مقدار برش آبی چاه‌های تولیدی قبل از بهینه‌سازی –مسأله ناهمگن دوبعدی

در شکل11و12 مقادیر برش آبی چاه‌ها به ترتیب قبل و بعد از بهینه‌سازی نشان داده شده است. اگرچه در حالت پایه برش آبی چاه‌ها نزدیک به هم هستند، اما بعد از بهینه‌سازی اندکی تأخیر در برش آبی چاه‌ها مشاهده شده و

نمودار مربوط به چاه‌های مختلف به یکدیگر نزدیکتر می‌شوند که این نشان از جاروب شدن یکنواخت‌تر نفت در طی فرایند تزریق آب است.

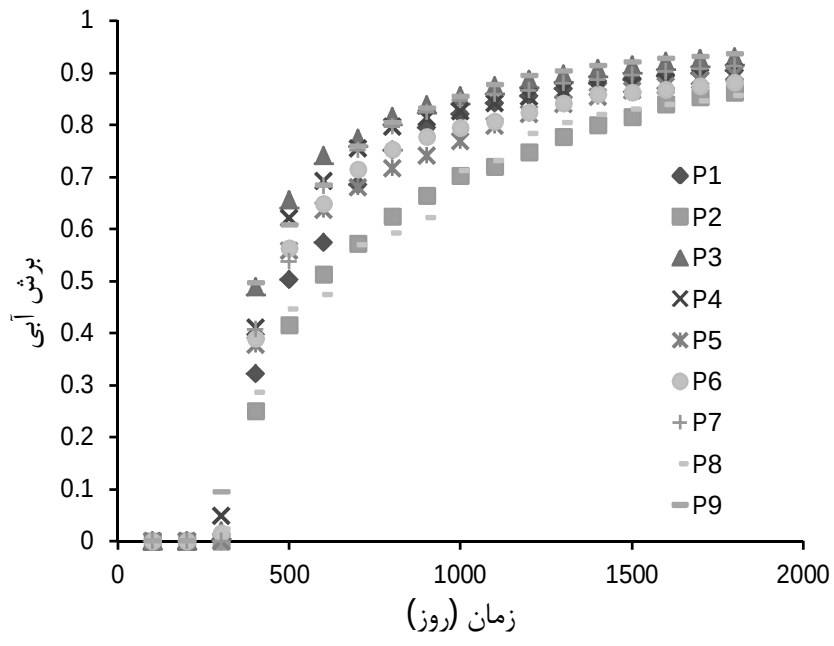
با دقت در شکل11 و شکل12 معلوم می‌شود بعد از بهینه‌سازی، تأخیر در زمان میان‌گذر چاه‌ها به ویژه چاه تولیدی شماره 5 به وجود آمده است. از طرفی اگر زمان 600 روز در دو شکل دنبال شود، برای برخی چاه‌ها مانند چاه شماره 2 تغییری در رفتار آن به وجود نیامده است. در چاه شماره 6 برش آبی بیشتری نسبت به حالت پایه به وجود آمده است. ولی در چاه‌های شماره 8 و 5 بهبود حاصل شده است. علت این مسأله ناهمگنی نامتقارن میدان می‌باشد. آنچه که در این شکل‌ها اهمیت دارد آن است که نمودار برش آبی چاه‌ها پس از انجام بهینه‌سازی به یکدیگر نزدیکتر شده‌اند. این امر نشانگر آن است که جبهه آب به طور یکنواخت در مخزن پیش رفته و نفت را به سمت چاه‌های تولید جاروب می‌کند.

پس از بهینه‌سازی، دبی چاه‌ها به گونه‌ایی تعیین می‌شوند که دسته خطوط جریان بتوانند توزیع بهتری در حجم مخزن داشته باشند و در نتیجه این توزیع مناسب، اکثر مناطق مخزن تحت سیلاب با آب قرار بگیرند. به موجب یک عملیات سیلاب‌زنی مؤثر، «میانگین زمان پرواز» به طور یکنواخت‌تری بین چاه‌های تولیدی توزیع می‌شود و نفت بخش وسیعتری از مخزن تولید می‌گردد. برای درک شهودی بهتر از این موضوع می‌توان به نتایج حاصل از شبیه‌سازی که در شکل13 و شکل14 نمایش داده شده‌اند مراجعه نمود. با دقت در مناطق مشخص شده باخط چین در شکل و مقایسه این مناطق با شکل 13 این نکته استنباط می‌شود که نفت نواحی‌ای که تحت مکانیسم رانش آب قرار گرفته‌اند، به خوبی با آب جاروب و به سمت چاه‌های تولیدی هدایت می‌شوند. از طرفی بعد از بهینه‌سازی، مقدار نفت کمتری در مخزن در یک بازه زمانی یکسان به دام افتاده است.

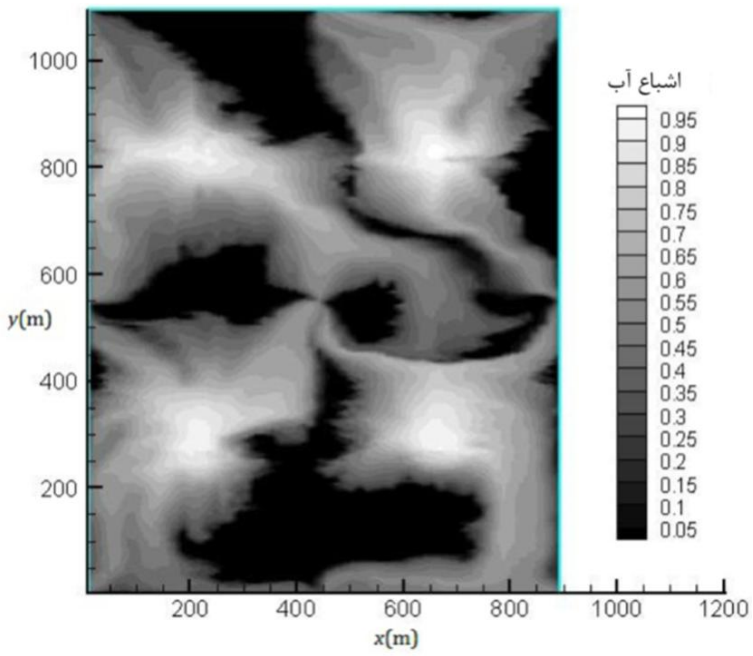
در شکل15 مقدار نفت و آب تولیدی تجمعی قبل و بعد از بهینه‌سازی نشان داده شده است. این شکل کاهش در میزان تولید تجمعی آب و افزایش در میزان تولید تجمعی نفت بعد از بهینه‌سازی را نشان می‌دهد.

3-3- بهینه‌یابی نرخ چاه‌های تولیدی در مدل ناهمگن سه بعدی

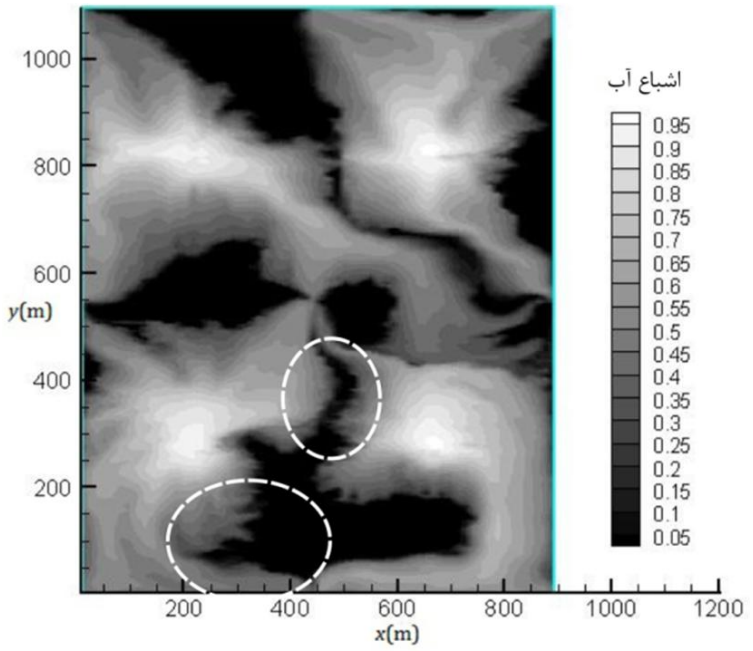
مدل ریز شبکه[1] SPE-10 دارای بیش از یک میلیون سلول است [34]. در مسأله پیش‌رو از مدل درشت شبکه[2] SPE-10 که دارای 17×55×30 سلول می‌باشد، استفاده خواهد شد.



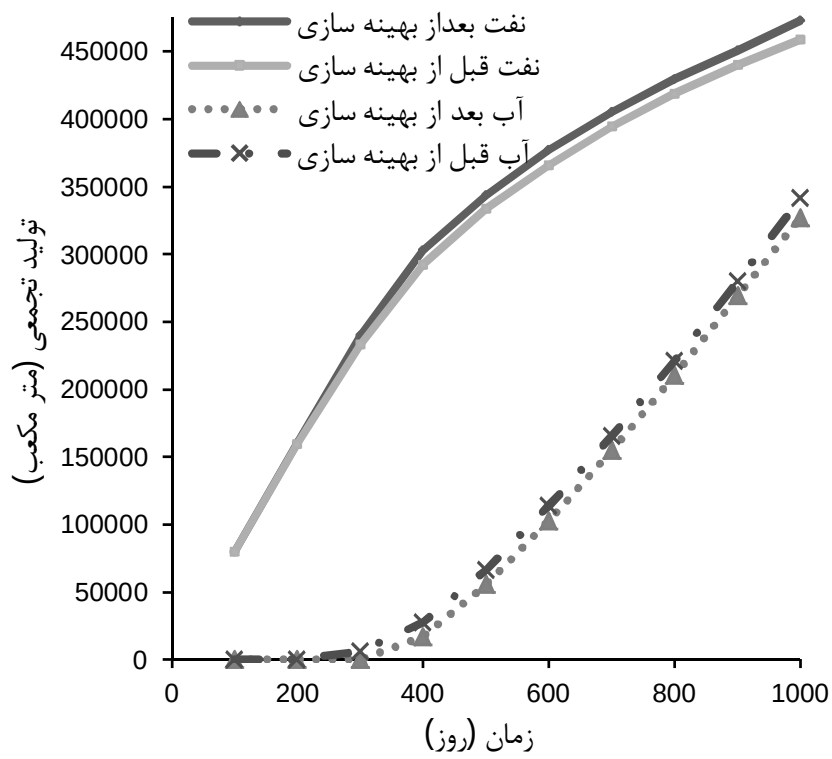
شکل 12 مقدار برش آبی چاه‌های تولیدی بعد از بهینه‌سازی- مسأله ناهمگن دوبعدی



شکل 13 نمودار توزیع اشباع قبل از بهینه‌سازی- مسأله ناهمگن دوبعدی



شکل 14 نمودار توزیع اشباع بعد از بهینه‌سازی- مسأله ناهمگن دوبعدی



شکل 15 نمودار تولید آب و نفت تجمعی قبل و بعد از بهینه‌سازی – مسأله ناهمگن دوبعدی

تراوایی یک سلول در مدل درشت شبکه از میانگین حسابی مقادیر تراوایی‌ها در مدل ریز شبکه بدست آمده است. تراوایی مخزن در شکل16 نشان داده شده است. تراوایی عمودی هر سلول 0/3 برابر تراوایی افقی همان سلول است. در این مسأله مقادیر بهینه دبی چاه‌های تولیدی جستجو خواهد شد. قطر دهانه چاه برابر 0/152 متر می‌باشد.

1. Fine Grid
1. Coarse Grid
2. Perforation

مشبک‌کاری (ایجاد حفره در دیواره چاه جهت برداشت نفت در هر لایه از سنگ) در تمامی لایه‌های تولید انجام گرفته است. سایر پارامترهای شبیه‌سازی -به استثنای تراوایی مخزن- مطابق جدول 1 می‌باشد.

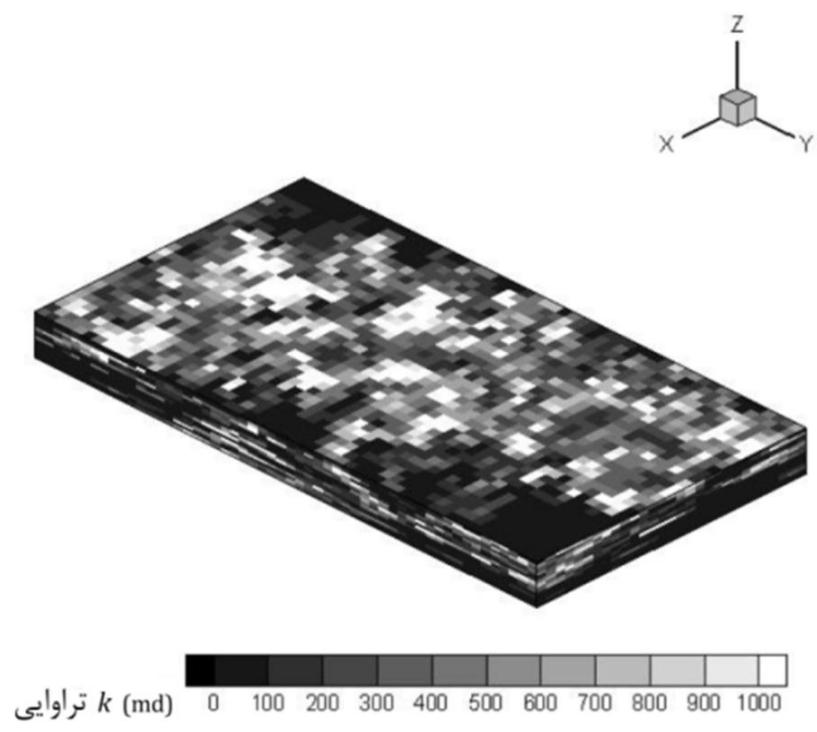
همان‌طور که در بخش قبل مشاهده شد، روش ABC از کارایی لازم برای رسیدن به حل بهینه در مدل ناهمگن برخوردار نیست و این روش در مدل سه بعدی نیز نتوانست به جواب بهینه دست یابد. بنابراین در این بخش فقط نتایج مربوط به روش‌های SQP و ترکیبی ارائه شد. همان‌گونه که از داده‌های جدول 4 پیداست نتایج روش ترکیبی بهتر از روش SQP می‌باشد.

البته در این مسأله بهبود چشمگیر در افزایش تولید نفت مشاهده نمی‌شود که دلیل آن پیچیدگی ناهمگنی در لایه‌های مختلف است. از طرفی تمام لایه‌ها مشبک کاری شده و در هر لایه ممکن است رفتار متفاوتی دیده شود. با این وجود پس از کنترل دبی چاه‌های تولیدی در طی 1000 روز، بیش از 4700 مترمکعب افزایش در میزان نفت تولیدی مشاهده شده است.

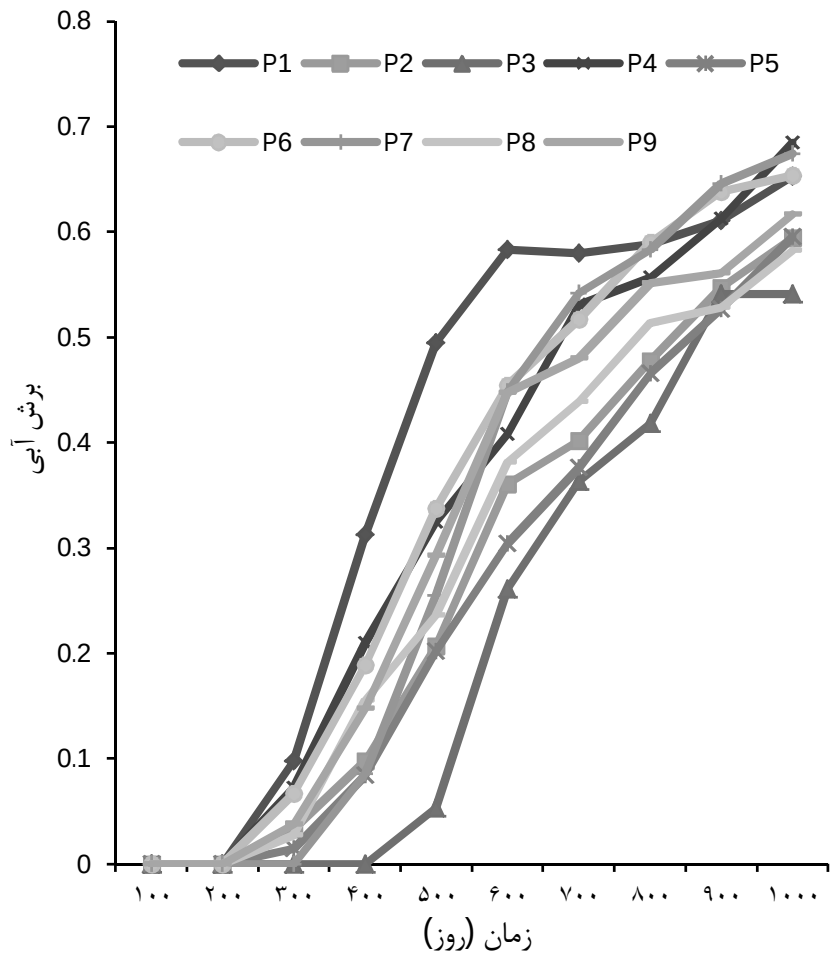
همان‌گونه که در شکل17 و شکل18 دیده می‌شود، بعد از بهینه‌سازی شباهت رفتار چاه‌های تولیدی به یکدیگر بیشتر شده است، یعنی انتظار می‌رود که مخزن به طور یکنواخت‌تری تخلیه شود. از طرفی اگر بازه 500 تا 600 روز در نظر گرفته شود، برش‌های آبی به هم نزدیکتر شده‌اند و این نشان از عملکرد بهتر در تخلیه مخزن است. از طرفی در این بازه زمانی، میزان برش آبی چاه‌ها نیز کاهش داشته است.

جدول 4 مقدار دبی و تابع هدف- مسأله ناهمگن سه بعدی

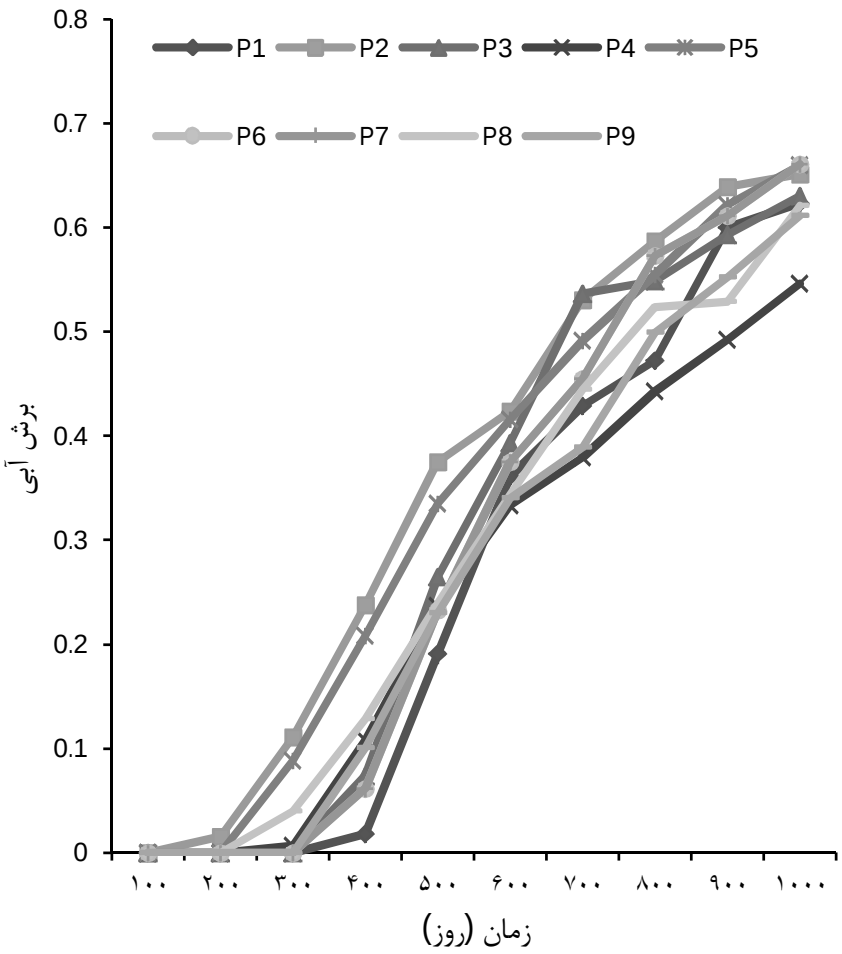
نمایه چاه	حالت پایه	الگوریتم *SQP*	الگوریتم ترکیبی
P1	50	48/5	30/2
P2	100	119/6	180/4
P3	50	80/5	68/1
P4	100	91/5	66/4
P5	200	195/2	114/3
P6	100	91/3	114/4
P7	50	43/7	51/7
P8	100	92/4	138/2
P9	50	37/3	36/4
تابع هدف	197/29	122/24	63/37
تولید تجمعی نفت (m^3)	584323/9	586108	589080/5



شکل 16 نمودار تراوایی- مسأله ناهمگن سه بعدی



شکل 17 نمودار برش آبی چاه‌ها قبل از بهینه‌سازی- مسأله ناهمگن سه بعدی



شکل 18 نمودار برش آبی چاه‌ها بعد از بهینه‌سازی- مسأله ناهمگن سه بعدی

4- جمع‌بندی

در این مقاله، بر پایه تحقیقات اخیر در زمینه شبیه‌سازی خطوط جریان و استفاده از قابلیت‌های ویژه این روش، تابع هدف جدیدی بر پایه پارامتر «زمان پرواز» ارائه شد که می‌توان از آن برای بهینه‌سازی تولید نفت استفاده برد. از این تابع برای بررسی فرایند سیلابزنی اعم از رفتار زمان میان گذر چاه‌ها و تولید آب و نفت تجمعی در یک پیکربندی ثابت از چاه‌ها استفاده شد. به منظور شبیه‌سازی جریان دو فازی در محیط مخزن نیز از یک شبیه‌ساز خطوط جریان بومی استفاده گردید.

در این تحقیق از مزایای دو روش بهینه‌سازی متفاوت با هدف رفع نواقص

هر یک از آنها و ایجاد یک روش بهینه‌سازی قدرتمندتر با احتمال همگرایی بهتر به نتایج بهینه استفاده شد. بدین منظور، ابتدا از الگوریتم نوینABC برای یافتن مقادیر بهینه تابع هدف استفاده شد و به دنبال آن برای بررسی عملکرد این روش بهینه‌سازی از الگوریتم SQP که یک الگوریتم مبتنی بر گرادیان می‌باشد، استفاده گردید. در انتها یک رویکرد جدید در استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی پیشنهاد شد. در این رویکرد از مزایای هر دو روش بهینه‌سازی استفاده می‌شود. بدین منظور ابتدا الگوریتم ABC به جستجو پرداخته و مقادیر اولیه برای به کار بسته شدن توسط الگوریتم SQP را در اختیار قرار می‌دهد. از آنجا که الگوریتم‌های مبتنی بر گرادیان به شدت به حدس اولیه وابسته اند، این روش کمک می‌کند حدس اولیه مناسب در اختیار الگوریتم SQP قرار گیرد. در نتیجه نتایج بهتری از این روش به دست آمد.

در استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی ABC مشخص گردید که این روش در مسائل همگن و با ابعاد کوچکتر می‌تواند به نتایج مناسب برسد. اما در مسأله ناهمگن دوبعدی که ابعاد بزرگتری نیز داشت، نتایج این الگوریتم نامناسب بود. از طرفی حجم بالای محاسبات مورد نیاز در مسائلی با ابعاد بزرگتر، استفاده از این الگوریتم را توجیه ناپذیر می‌کند. بعلاوه، در روش ترکیبی مزیت الگوریتم ABC و نحوه استفاده از آن نشان داده شد. بر اساس تحلیل‌هایی که بر روی مدل‌های مختلف انجام شد و با مقایسه نتایج بهینه‌سازی به روش‌های SQP و روش ترکیبی (ABC-SQP) در مدلهای مخزن همگن و ناهمگن دوبعدی و سه بعدی، نشان داده شد که روش ترکیبی می‌تواند با حدود 15% فراخوانی کمتر تابع هدف به مقدار بهینه نزدیکتر شود و نتایج بهتری را ارائه دهد. این رویکرد می‌تواند در مسائلی پیچیده‌تر - همچون میادین نفتی‌ای که مشتمل بر دهها چاه هستند– مورد استفاده قرار گیرد و احتمال همگرایی آن به نقطه بهینه کلی افزایش یابد.

5- فهرست علایم

B	ضریب حجمی $\left(\frac{\mathrm{RB}}{\mathrm{STB}}\right)$
COP	تولید تجمعی نفت (m^3)
k	تراوایی (md)
Kr	تراوایی نسبی
$N_{fsl,i}$	تعداد سریعترین خطوط جریان مرتبط با تولیدکننده i متعلق به گروه m
Pi	شماره چاه‌های تولیدی
P_o	فشار اولیه مخزن(Pa)
Q	بردار دبی چاه‌های تولیدی $\left(\frac{\mathrm{m3}}{\mathrm{day}}\right)$
S	اشباع
$t_{d,m}$	میانگین زمان پرواز مطلوب
$t_{i,,m}$	میانگین زمان پرواز برای تولید کننده i متعلق به گروه m

علائم یونانی

ρ	چگالی $\left(\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3}\right)$
μ	لزجت دینامیکی (Pa.s)
$\emptyset$	تخلخل
τ_i	زمان پرواز

زیرنویس‌ها

O	نفت
W	آب

6- مراجع

[1] N. P. Scenario, M. East, and P. Cedex, *World energy outlook 2014* factsheet, Paris: International Energy Agency, 2015.

[2] H. Asheim, Optimal control of water drive, *Society of Petroleum Engineers,* 1987

[3] H. Asheim, Maximization of water sweep efficiency by controlling production and injection rates, *in European Petroleum Conference,* London, United Kingdom, 1988

[4] B. Sudaryanto and Y. C. Yortsos, Optimization of displacements in porous media using rate control, *in SPE Annual Technical Conference and Exhibition,* New Orleans, USA, 2001.

[5] D. R. Brouwer and J. D. Jansen, Dynamic optimization of waterflooding with smart wells using optimal control theory, *SPE journal,* Vol. 9, No. 4, pp. 391–402, 2004.

[6] D. R. Brouwer, *Dynamic water flood optimization with smart wells using optimal control theory*. Ph.D Thesis, Delft University of Technology, 2004.

[7] G. M. Van Essen, M. J. Zandvliet, P. M. J. Van Den Hof, and O. H. Bosgra, Robust Waterflooding Optimization of Multiple Geological Scenarios, *SPE Journal,* Vol. 14, No. 01, pp. 21–27, 2009

[8] M. Lien, D. R. Brouwer, T. Manseth, and J.-D. Jansen, Multiscale regularization of flooding optimization for smart field management, *SPE Journal,* Vol. 13, No. 2, pp. 195–204, 2008.

[9] P. Sarma, *Efficient Closed-Loop Optimal Control of Petroleum Reservoirs Under Uncertainty,* Ph.D Thesis, Stanford university, September, 2006.

[10] R. J. Lorentzen, A. Shafieirad, and G. Naevdal, Closed loop reservoir management using the ensemble Kalman filter and sequential quadratic programming, *in SPE Reservoir Simulation Symposium,* The Woodlands, Texas, 2009.

[11] C. Wang, G. Li, and A. C. Reynolds, Production optimization in closed-loop reservoir management, *SPE Journal,* Vol. 14, No. 03, pp. 506–523, 2009.

[12] Y. Chen, D. S. Oliver, and D. Zhang, "Efficient ensemble-based closed-loop production optimization," *SPE Journal,* Vol. 14, No. 04, pp. 634–645, 2009.

[13] M. Asadollahi, and G. Naevdal, Waterflooding Optimization Using Gradient Based Methods, *in SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference,* Abu Dhabi, UAE, 2009.

[14] M. Asadollahi, G. Naevdal, R. Markovinovic, and A. Shafieirad, A Workflow for Efficient Initialization of Local-Search Iterative Methods for Waterflooding Optimization, *in The International Petroleum Technology Conference,* Doha, Qatar, 2009.

[15] M. R. Thiele, R. P. Batycky, and J. Orr, "Simulating flow in heterogeneous systems using streamtubes and streamlines," *SPE Reservoir Engineering,* Vol. 11, No. 1, pp. 5–12, 1996.

[16] R. P. Batycky, M. J. Blunt, and M. R. Thiele, A 3D field-scale streamline-based reservoir simulator, *SPE Reservoir Engineering,* Vol. 12, No. 04, pp. 246–254, 1997.

[17] M. R. Thiele, Streamline Simulation, *Society of Petroleum Engineers,* 2001.

[18] A. Datta-Gupta and M. J. King, *Streamline simulation: theory and practice*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2007.

[19] Y. Gautier, M. J. Blunt, and M. A. Christie, Nested gridding and streamline-based simulation for fast reservoir performance prediction, *Computational Geosciences,* Vol. 3, pp. 295–320, 1999.

[20] S. Faroughi, *Combination of a Multi-scale Finite Volume and Streamline Methods for Reservoir Simulation,* Msc Thesis, Sharif University, 2012.(In Persian)

[21] M. Siavashi, P. Pourafshary, and M. Raisee, "Application of space – time conservation element and solution element method in streamline simulation," *Journal of Petroleum Science and Engineering,* Vol. 96–97, pp. 58–67, Oct. 2012.

[22] M. Siavashi, *Thermal Enhanced Oil Recovery Modeling in Oil Reservoirs Using Streamline Simulation,* Ph.D Thesis, Department of Mechanical Engineering, University of Tehran, Tehran, 2013. (In Persian).

[23] M. Siavashi, M. J. Blunt, M. Raisee, and P. Pourafshary, Three-dimensional streamline-based simulation of non-isothermal two-phase flow in heterogeneous porous media, *Computers & Fluids,* Vol. 103, pp. 116–131, 2014.

[24] G. Grinestaff, Waterflood pattern allocations: Quantifying the injector to producer relationship with streamline simulation, *in SPE Western Regional Meeting, Anchorage,* Alaska, 1999.

[25] M. R. Thiele and R. Batycky, Water injection optimization using a streamline-based workflow, *in SPE Annual Technical Conference and Exhibition,* Denver, Colorado, 2003.

[26] S. G. Ghori, S. Z. Jilani, I. R. Vohra, C. Lin, Improving Injector Efficiency Using Streamline Simulation : A Case Study of Waterflooding in Saudi Arabia, *in SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery,* Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.

[27] A. H. Alhuthali, D. Oyerinde, A. Datta-gupta, Optimal Waterflood Management Using Rate Control, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering,* Vol. 10, No. 05, pp. 539–551, 2007.

[28] H.-Y. Park and A. Datta-Gupta, Reservoir Management Using Streamline-based Flood Efficiency Maps and Application to Rate Optimization, *Journal of Petroleum Science and Engineering,* Vol. 109, pp. 312–326, 2013.

[29] H. Ates, A. Bahar, S. E.-A. Salem, M. Charfeddine, and M. G. Kelkar, Ranking and upscaling of geostatistical reservoir models using streamline simulation: A field case study, *SPE Reserv. Eval. Eng.*, Vol. 8, no. 01, pp. 22–32, 2005.

[30] Y. Wang and A. R. Kovscek, A Streamline Approach for History-Matching Production Data, *SPE Journal,* Vol. 5, pp. 353–362, 2000

[31] H. Shojaei, M. R. Pishvaie, M. R. Kamali, and A. Badakhshan, Streamline-Based History Matching Constrained to Reservoir Geostatistics Using Gradual Deformation Technique, *Petroleum Science and Technology,* vol. 29, no. 17, pp. 1765–1777, Jul. 2011.

[32] J. Nocedal, S. J. Wright, *Numerical Optimization,* Second Edittion, pp.526-574, New York: Springer, 1999.

[33] P. Wang, *Development and application of production optimization techniques for petroleum fields,* Ph.D Thesis, Stanford university, March, 2003

[34] M. A. Christie and M. J. Blunt, Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering,* vol. 4, No. 04, pp. 308–317, 2001.